

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**CALIBRACIÓN DEL RELÉ DE DISTANCIA EPAC PARA LA LÍNEA
DE TRANSMISIÓN SAN JUAN – SANTA ROSA DE 220 kV
DEL SEIN**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

**PRESENTADO POR:
VICTOR RODOLFO GONZALES ARNAO**

PROMOCIÓN 1998-II

**LIMA-PERÚ
2002**

A **mis padres**, por darme la vida y ser mi punto de apoyo
en todas las cosas que he logrado;
mis hermanos, por estar conmigo en las buenas y las malas;
mi familia, por ser un aliento incondicional;
Bernardino Rojas, por mostrarme el camino para llegar hasta aquí.

**CALIBRACIÓN DEL RELÉ DE DISTANCIA EPAC PARA LA LÍNEA DE
TRANSMISIÓN SAN JUAN – SANTA ROSA DE 220 KV DEL SEIN**

SUMARIO

En el presente informe comprende detallar los criterios de ajuste para la protección de una Línea de Transmisión de 220 KV, tendiendo en consideración el sistema eléctrico a proteger, su comportamiento bajo una operación en estado estable, así como en contingencia. Se toma como aplicación, determinar el ajuste del Relé de Distancia Epac, de tecnología completamente numérica, el cual describimos sus características y metodología de operación, permitiéndonos de esta manera disponer de las funciones que posee dicho relé, para la protección de la línea de transmisión en estudio.

INDICE

| | |
|---|----|
| PRÓLOGO | 1 |
| CAPÍTULO I | |
| INTRODUCCIÓN | 2 |
| CAPÍTULO II | |
| CRITERIOS BÁSICOS DE LA PROTECCIÓN DE LINEAS DE TRANSMISIÓN | 4 |
| 2.1. Introducción | 4 |
| 2.2. Definición de la filosofía de ajustes | 5 |
| 2.3. Objetivos de los Sistemas de Protección Eléctrica | 5 |
| 2.4. Función de los Sistemas de Protección Eléctrica | 6 |
| 2.5. Propiedades de los Sistemas de Protección Eléctrica | 7 |
| 2.5.1. Selectividad | 7 |
| 2.5.2. Velocidad | 7 |
| 2.5.3. Confiabilidad | 8 |
| 2.5.4. Fiabilidad ó Redundancia | 8 |
| 2.5.5. Seguridad | 8 |
| 2.5.6. Sensibilidad | 8 |
| 2.5.7. Estabilidad | 9 |
| 2.6. Estructura General de una Protección | 9 |
| 2.7. Falla y Regimenes Anormales en los Sistemas de Protección Eléctrica | 14 |
| 2.8. Equipos Asociados a los Sistemas de Protección | 16 |
| 2.8.1. Clasificación de los equipos de medición | 16 |
| 2.8.2. Equipos con dos señales eléctricas de entrada | 17 |
| 2.8.3. Equipos con tres y más de tres señales eléctricas de entrada | 17 |
| 2.9. Impedancia Aparente Presentada a los Relés de Distancia en Presencia de Diferentes Tipos de Cortocircuito. | 17 |
| 2.9.1. Impedancia aparente presentada al relé ante la presencia de fallas. | 18 |

| | | |
|---------|---|----|
| 2.9.2. | Efecto de la impedancia mutua de secuencia homopolar en el cálculo de la impedancia aparente en líneas de transmisión de doble terna. | 21 |
| 2.10. | Efecto de la Resistencia de Falla en el Cálculo de la Impedancia Aparente. | 30 |
| 2.10.1. | Efecto de resistencia de Arco. | 31 |
| 2.10.2. | Resistencia de Puesta a Tierra. | 32 |
| 2.10.3. | Análisis de la influencia de la resistencia de falla en la impedancia aparente. | 35 |

CAPÍTULO III

| | | |
|--------|--|----|
| | DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO | 38 |
| 3.1. | Introducción | 38 |
| 3.2. | Diagrama Unifilar L.T. San Juan – Sta. Rosa (L-2010/L-2011) | 38 |
| 3.2.1. | Diagrama Unifilar – Configuración de la Red | 38 |
| 3.2.2. | Diagrama Unifilar – Sistema de Protección | 39 |
| 3.3. | Parámetros de la Línea de Transmisión San Juan – Santa. Rosa (L-2010/L-2011) | 39 |
| 3.4. | Descripción del Sistema de Protección | 43 |
| 3.4.1. | Transformadores de Corriente | 43 |
| 3.4.2. | Transformadores de Tensión | 44 |
| 3.4.3. | Tipos de Protección | 45 |

CAPÍTULO IV

| | | |
|--------|---|----|
| | CARÁCTERÍSTICA DE OPERACIÓN DEL RELÉ DE DISTANCIA (FILOSOFÍA DEL EPAC) | 47 |
| 4.1. | Introducción | 47 |
| 4.2. | Funcionamiento General Del Relé Epac | 48 |
| 4.3. | Adquisición Y Pre - Procesamiento De Magnitudes Eléctricas | 49 |
| 4.3.1. | Adquisición. | 49 |
| 4.3.2. | Pre – Procesamiento. | 50 |

| | | |
|--------|--|----|
| 4.4. | Protección De Distancia Estándar | 50 |
| 4.4.1. | Detección de Falla, Selección de Fase y Determinación de la Dirección. | 51 |
| 4.4.2. | Decisión de zona. | 57 |
| 4.4.3. | Secuencia de los Algoritmos. | 59 |
| 4.4.4. | Lógica de disparo. | 60 |
| 4.4.5. | Lógica de disparo con teleprotección. | 61 |
| 4.4.6. | Arranque por Sobrecorriente. | 66 |
| 4.4.7. | Funciones Asociadas a la Protección de Distancia. | 67 |
| 4.4.8. | Entradas / salidas asociadas. | 72 |
| 4.5. | Dispositivos Complementarios De Protección | 73 |
| 4.5.1. | Protección 67N contra fallas a tierra altamente resistivas | 73 |
| 4.5.2. | Protección de sobrecarga, sobretensión y mínima tensión | 78 |
| 4.6. | Automatismo De Reenganche Y Control De Tensión | 81 |
| 4.6.1. | Reenganchador | 81 |
| 4.7. | Análisis De Fallas | 87 |
| 4.7.1. | Registro de fallas | 87 |
| 4.7.2. | Módulo de oscilografía (opcional) | 88 |
| 4.7.3. | Localizador de fallas | 89 |
| 4.8. | Adquisición Dinámica De Los Valores Instantáneos | 89 |

CAPÍTULO V

| | | |
|-------|---|-----------|
| | DESCRIPCIÓN DEL HARDWARE Y SOFTWARE DEL EPAC | 90 |
| 5.1. | Descripción Del Hardware | 90 |
| 5.1.1 | Flujo de Datos | 91 |
| 5.1.2 | Funciones realizadas por las tarjetas | 92 |
| 5.2. | Descripción Funcional | 96 |
| 5.2.1 | Secuencia lógica de las tarjetas | 96 |
| 5.2.2 | Autocontrol del EPAC | 96 |
| 5.3. | Interfaces De Usuario | 97 |
| 5.3.1 | Indicadores luminosos | 98 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 5.3.2 | Programa WinEPAC. | 98 |
| 5.4. | Comunicación Con Sistemas Externos | 103 |
| 5.4.1 | Intercambio de los datos de oscilografía. | 103 |
| 5.5. | Diagrama de Conexionado del Relé | 108 |

CAPÍTULO VI

APLICACIÓN DE LA CALIBRACIÓN DEL RELE DE DISTANCIA EPAC

DE LA L.T. SAN JUAN - STA. ROSA DEL SEIN 110

| | | |
|-------|--|-----|
| 6.1. | Introducción | 110 |
| 6.2. | Tipo de Protección para la L.T. de 220 KV San Juan – Sta.Rosa | 110 |
| 6.2.1 | Relé de Distancia Principal (21P) | 110 |
| 6.2.2 | Relé de Distancia Secundario (21R) | 111 |
| 6.2.3 | Relé de Falla de Interruptor (50BF) | 111 |
| 6.2.4 | Relé de Sincronismo (25) | 112 |
| 6.3. | Criterios Adoptados Para el Cálculo de la Coordinación de los Relés | 112 |
| 6.3.1 | Relés de Distancia (21P, 21R). | 112 |
| 6.3.2 | Unidad de Reenganche (79). | 113 |
| 6.3.3 | Esquemas de Teleprotección. | 114 |
| 6.3.4 | Relé de Sobrecorriente Direccional (67N). | 114 |
| 6.3.5 | Protección de Falla Interruptor (50BF). | 114 |
| 6.3.6 | Protección de la Línea de Transmisión - Calibración del Relé EPAC Ubicado en la S.E. San Juan. | 115 |
| 6.3.7 | Protección de la Línea de Transmisión - Calibración del Relé EPAC Ubicado en la S.E. Santa Rosa. | 121 |
| 6.4. | Cálculos Justificativos Para La Protección de la Línea | 125 |
| 6.4.1 | Característica de la Red | 126 |
| 6.4.2 | Cálculo de Ajustes Protección de la Línea - Lado San Juan | 126 |
| 6.4.3 | Cálculo de Ajustes Protección de la Línea - Lado Santa Rosa | |

CONCLUSIONES 137

APENDICE A 139

| | |
|---------------------|-----|
| APENDICE B | 148 |
| BIBLIOGRAFÍA | 154 |

PROLOGO

Es propósito del presente informe, establecer los ajustes del relé de distancia EPAC de tecnología completamente numérica, para la protección de la línea de transmisión de 220 KV, que enlaza las Subestaciones San Juan y Santa Rosa; para ello, describimos los criterios básicos para la protección de las líneas de transmisión, estudiando el comportamiento del sistema para el caso de una línea de transmisión de doble terna; luego, pasamos a ver el sistema eléctrico que comprende en presente estudio y describiendo el equipamiento del sistema de protección de la línea referida.

Una vez definido el alcance del presente informe, describimos detalladamente, las funciones y características de operación del Relé de Distancia Epac, así como bondades, respecto a los sistemas de protección externos.

Finalmente, realizamos el ajuste de la línea de transmisión San Juan - Santa Rosa, describiendo los criterios adoptados para la calibración del relé de distancia, así como sus características gráficas de operación.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), están compuestos por un gran número de componentes interconectados que están diseñados con el sólo propósito de generar y transmitir la energía eléctrica hasta los centros de consumo.

Los componentes físicos de los SEP están sujetos a fallas que se producen en forma aleatoria, de estos componentes los que tienen mayor probabilidad de falla son las líneas de transmisión de alta tensión, debido que están expuestos al medio ambiente en mayor extensión.

Como consecuencia de lo anterior, las líneas de transmisión deben ser protegidas contra todo tipo de falla: fase a fase, fase a tierra, dos fases a tierra y trifásica. La protección debe discriminar entre cortocircuitos y corrientes de carga, para así permitir cargar las líneas al máximo de su capacidad, mientras se asegura que todas las fallas sean detectadas.

Es práctica común en la protección de las líneas de transmisión de 220 000 voltios, el usar dos sistemas de protección de distancia, la primera denominada protección principal y la segunda protección de respaldo o redundante.

Una vez establecido el esquema de protección para una línea de transmisión dada, el paso siguiente es definir los ajustes de los relés que conforman el mencionado esquema de protección. Para efectuar los cálculos de definición de los ajustes es

necesario conocer a profundidad las características de la red de la cual forma parte la línea de transmisión considerada, característica de los transformadores de medida, características de los relés de distancia y dispositivos anexos. Debido a estos factores es que la tarea de seleccionar los ajustes adecuados es muy tediosa, más aún cuando los cálculos deben llevarse a cabo cada vez que existan modificaciones en las configuraciones de la red, es decir, la labor de efectuar los cálculos de ajuste es permanente.

Al producirse una perturbación, una mínima parte de la red debe ser desconectada, lo cual significa que los relés de protección tienen que detectar las fallas dentro de su zona de protección y algunas veces inclusive la fase fallada.

Cuando se trata de fallas fugaces (como es el caso de las descargas atmosféricas, leves contaminaciones, etc.), el restablecimiento puede ser efectuado por la lógica de operación del relé, por ejemplo la reconexión automática de los interruptores en las líneas de transmisión.

El presente informe comprende estudiar los criterios básicos de las protecciones de las líneas de Transmisión, describiendo el sistema eléctrico a proteger, analizar el método de operación del Relé Epac 3100, donde se detalla las características del relé que se tienen en consideración para su adecuada operación, así mismo se hace un comentario sobre el software y hardware del Relé Epac. Luego damos una aplicación de la calibración del relé para la Línea de Transmisión San Juan – Santa Rosa de 220 KV, específicamente como la protección principal de la línea en estudio, con el relé de distancia Epac. Se hace mención la necesidad de la protección de respaldo o redundancia de la línea, mas no la calibración de su relé respectivo, ya que presenta una lógica similar a la de la protección principal. Finalmente damos las observaciones y conclusiones del informe en mención.

CAPITULO II

CRITERIOS BÁSICOS DE LA PROTECCIÓN DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

2.1. Introducción

Las técnicas de protección de sistemas eléctricos de potencia han experimentado un desarrollo acelerado en los últimos años debido al incremento del nivel de los requerimientos que los sistemas imponen a su protección, así como a las posibilidades que brinda las nuevas tecnologías para el desarrollo de nuevos tipos de relés.

La filosofía de los criterios establecidos se basa en garantizar la adecuada calidad de suministro y del transporte de la energía eléctrica, con niveles de confiabilidad óptimos para el sistema (criterios de fiabilidad y de seguridad), manteniendo las características de selectividad y velocidad con las prácticas más modernas utilizadas hoy en día.

Los relés y sistemas digitales de protección han experimentado un desarrollo acelerado en los últimos años y han venido desplazando a los analógicos en la mayoría de las aplicaciones. Los fabricantes de equipos de protección ofertan hoy gran variedad de relés y sistemas digitales, que constituyen un verdadero reto para el personal técnico de las empresas eléctricas. A este personal corresponde la tarea de asimilar creativamente a esta nueva tecnología, y no siempre cuenta con la preparación necesaria.

2.2. Definición de la Filosofía de Ajustes

El presente informe, presenta los criterios seguidos para la determinación de los ajustes para el relé de distancia. Sin embargo, como los sistemas eléctricos son dinámicos, se considera necesario mencionar que debe efectuarse revisiones periódicas y/o adaptaciones periódicas, y el momento en el cual se plantea una revisión y comprobación de las protecciones del sistema constituye una excelente oportunidad para hacerlo. Por lo tanto una tarea previa a los cálculos de ajuste y coordinación propiamente dichos, será la de revisión y actualización de los sistemas en cuestión.

A pesar del desarrollo tecnológico en el campo de la construcción de los relés de protección, la filosofía desde el punto de vista de eliminación de fallas sigue siendo la misma. Lo que está cambiando con la tecnología es la forma de explotación de los sistemas de protección; actualmente las potencialidades de los relés de protección está en la cantidad de información que estos proporcionan, de aquí que el especialista en protecciones esta obligado a conocer y procesar estas potencialidades de los sistemas de protección para su mejor aprovechamiento en la explotación de las redes eléctricas.

2.3. Objetivo de los Sistemas de Protección Eléctrica

Los objetivos básicos de cualquier esquema de protección en un Sistema Eléctrico de Potencia son:

- Mantener la estabilidad dinámica del sistema eléctrico.
- Prevenir o minimizar los daños a equipos.
- Minimizar los tiempos de salidas de servicio de los equipos.
- Minimizar el área del sistema eléctrico que sale de servicio por efecto de la perturbación.
- Minimizar las perturbaciones de voltajes.

- Permitir los flujos de potencia dentro de los rangos de emergencia de los equipos del sistema.

2.4. Función de los Sistemas de Protección Eléctrica

Cada instalación eléctrica en servicio puede estar expuesta a fallas eléctricas y regímenes anormales de funcionamiento en sus distintos elementos. Estos defectos pueden poner en peligro parte de las instalaciones, provocar daños en el equipo, reducir considerablemente su vida útil; trayendo como consecuencia interrupciones de servicio a los consumidores, reducción de la calidad de la energía de protección económicamente rentable y técnicamente óptimo.

El tipo más frecuente y peligroso de falla es el cortocircuito que origina grandes incrementos de corriente y reducciones de voltaje en los elementos del sistema, lo que puede dañar los equipos por sobrecalentamiento y afectar por bajo voltaje la operación normal de los consumidores y el sincronismo de los generadores del sistema. Entre los regímenes anormales, uno de los fundamentales es la sobrecarga, que también origina valores de corrientes superiores a los nominales, con el consiguiente calentamiento excesivo y posible daño de los equipos.

La función principal de la protección es provocar la desconexión automática del elemento del sistema que ha experimentado una falla o régimen anormal de operación, con el objetivo de reducir los daños de ese elemento y evitar que afecte la operación normal del resto del sistema. La protección es una de las partes fundamentales del sistema de automatización contra averías del sistema eléctrico de potencia, y su importancia radica en que sin ella es imposible la operación ininterrumpida de las instalaciones eléctricas de potencia.

Como segunda función de la protección es la de brindar sobre el tipo y localización de la falla o régimen anormal que ha ocurrido, con el objetivo de facilitar al personal de servicio su rápida localización y eliminación

2.5. Propiedades de los Sistemas de Protección Eléctrica

Cuando un esquema de protección se pone en servicio, su funcionamiento consiste en la operación para fallas para el cual fue implementado y en la operación para fallas externas, o para regímenes normales o anormales de operación del sistema eléctrico. El cumplimiento de estas funciones en el proceso de trabajo de la protección puede afectarse debido a errores en sus equipos, o a rupturas de sus elementos, esto caracteriza a las fallas por funcionamiento, que pueden subdividirse en fallas de operación (cuando se requiere la operación de la protección y no se origina) y operaciones incorrectas (para fallas que no requieren operación, o para regímenes normales o anormales)

Para lograr un funcionamiento adecuado de la protección, ésta deberá diseñarse bajo determinados criterios y tener determinadas propiedades que están muy relacionadas entre si, las cuales se enumeran a continuación:

2.5.1. Selectividad

Esta propiedad nos dice que el relé solo debe aislar la parte de la instalación alcanzada por el defecto y evitar el corte intempestivo de cualquier otro elemento, esta propiedad se caracteriza por su capacidad de protección y su velocidad de operación. La primera es la propiedad de proteger totalmente el elemento contra todos los tipos de fallas para las cuales fue diseñado.

2.5.2. Velocidad

Los equipos de protección deben aislar las fallas presentadas en un sistema de potencia en el menor tiempo posible. El objeto es que si la protección es muy lenta el sistema puede desestabilizarse y los equipos pueden sufrir

daños adicionales, pero si la protección es demasiado rápida se pueden ver comprometidas la seguridad y la selectividad del sistema.

2.5.3. Confiabilidad

La confiabilidad expresa el atributo de un relé o sistema de protección de operar correctamente ante situaciones en las cuales está diseñado para operar. Este concepto se expresa en términos de las propiedades de dos conceptos: fiabilidad (o redundancia) y seguridad.

2.5.4. Fiabilidad o redundancia

La fiabilidad es el aspecto de la confiabilidad que expresa el grado de certeza de que el sistema de protección operará correctamente ante la presencia de una falla, retirando las fuentes de alimentación a la misma. Se mide como la probabilidad de que el sistema actué efectivamente en presencia de una falla.

2.5.5. Seguridad

La seguridad es el aspecto de la confiabilidad que expresa el grado de certeza de que el relé no opere incorrectamente ante ausencia de fallas o sin considerar la naturaleza de la operación del sistema de potencia. Se mide como la probabilidad de que el sistema de protecciones no presente actuaciones en ausencia de falla o que actúen otras protecciones diferentes a las que debieron actuar, o que lo haga sin considerar la naturaleza del estado operativo del sistema de potencia.

2.5.6. Sensibilidad

En el campo de las protecciones, la sensibilidad se expresa como el valor mínimo de la señal de entrada o el campo en la señal de entrada, que hace que el relé opere. Cuando el relé está en un sistema, se define como la relación entre la tensión mínima de falla y la tensión de operación del relé. Cuando el relé está solo se entiende como el consumo que tiene con la corriente mínima de operación.

2.5.7. Estabilidad

Este criterio se refiere a la propiedad del sistema de protección para mostrarse insensible a las condiciones normales de carga y para las condiciones de fallas externas de las zonas previamente definidas.

2.6. Estructura General de una Protección

Todo SEP esta constituido por equipos de alta tensión, los cuales naturalmente tienen ciertas limitaciones en su operación por estar sometidos a las tres principales variables de todo SEP: tensión, corriente y frecuencia.

En todo instante, la generación de la potencia eléctrica debe ser igual al consumo más las pérdidas. Cualquier desbalance causará la variación de la frecuencia del sistema, es por ello que el objetivo del sistema de control es mantener el balance con un flujo de carga óptimo de forma que se minimice las pérdidas

Por lo tanto la operación de un SEP conlleva un gran número de funciones de control necesarios para permitir un servicio continuo en el suministro de la Energía Eléctrica.

En resumen podemos citar las siguientes funciones de control:

- Control de la frecuencia y el balance de la potencia activa.
- Control de la tensión y el balance de la potencia reactiva.
- Control de los interruptores bajo condiciones de operación normal, por ejemplo, ejecución de maniobras con fines de mantenimiento.

Estas funciones pueden llevarse a cabo manualmente por el personal de operadores o automáticamente por el sistema de control. Algunas actividades pueden llevarse a cabo localmente en cada estación de generación o transformación, mientras que otras actividades mediante controles remotos centralizados.

Una perturbación en el sistema, significa que la frecuencia, corriente y tensión excede sus límites especificados, según se muestra en la figura Fig. 2.1.

En consecuencia una perturbación en un SEP puede ser por ejemplo, como sigue:

1. Debido a una descarga atmosférica ocurre un cortocircuito en una línea de transmisión.
2. Esta falla puede ser eliminada mediante la apertura de los interruptores de ambos extremos de la línea para evitar el deterioro de equipos, lesiones a personas o problemas de estabilidad en el SEP.
3. Si uno de los interruptores falla en el instante de la apertura, se requerirá la apertura de los interruptores de las líneas adyacentes.
4. Debido a la pérdida de generación que podría producirse, la frecuencia del SEP decrecerá siendo necesario entonces rechazar cargas para evitar el colapso del SEP, la cual es conveniente efectuar con relés de mínima frecuencia.
5. Antes de la reposición será necesario analizar la falla a fin de evitar que la perturbación se repita por la misma causa.
6. El restablecimiento del sistema a su estado normal debe ser efectuado tan pronto como sea posible.

Los eventos 2, 3 y 4 deben ser llevados a cabo por el sistema de protección (Ver Fig 2.2)

La información de las tensiones y corrientes de la red se transfiere a los relés de protección a través de los transformadores de medida, basada en esta información, los relés de protección detectarán todas las fallas eléctricas o condiciones anormales de operación, las cuales pueden ser resultado de una perturbación.

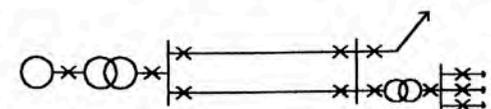
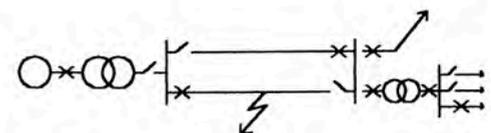
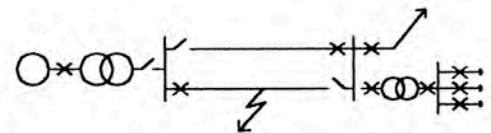
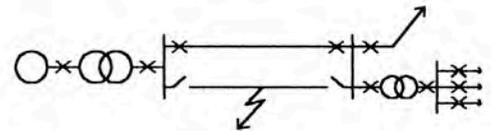
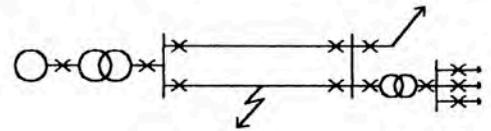
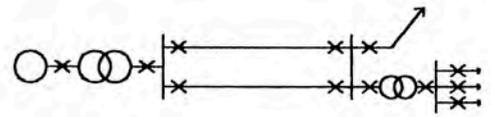
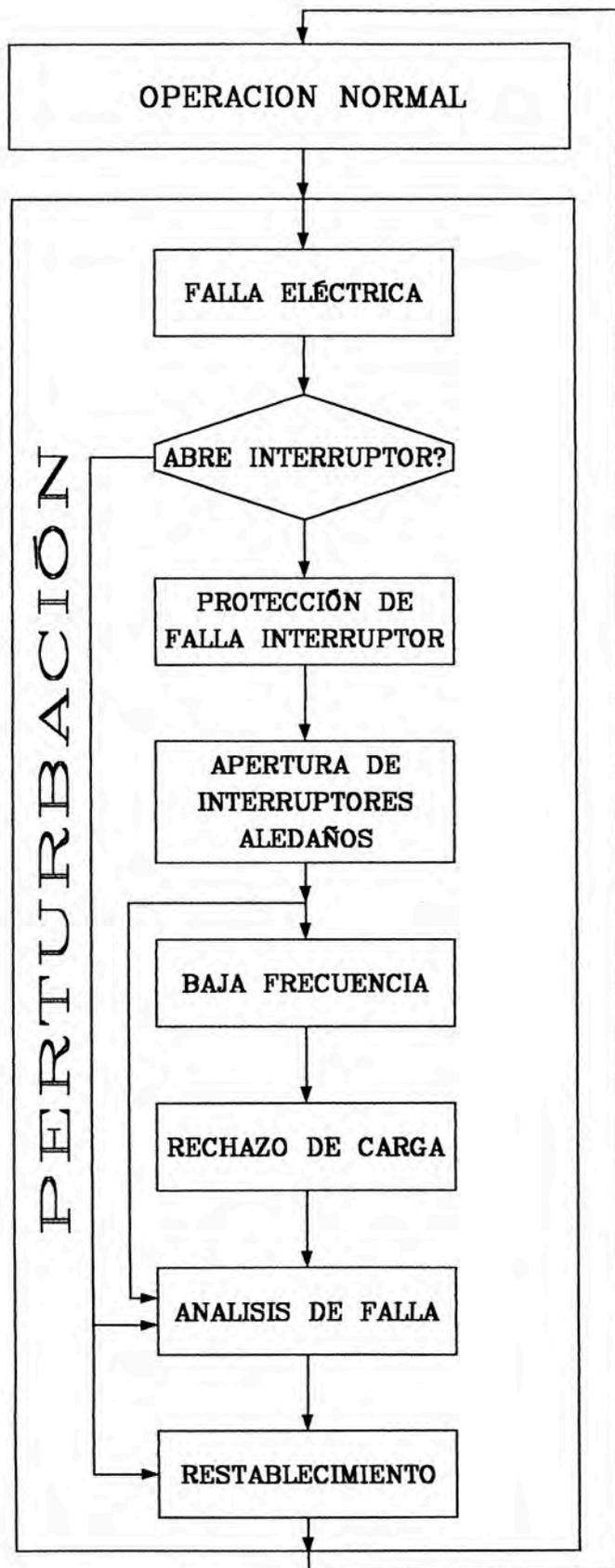
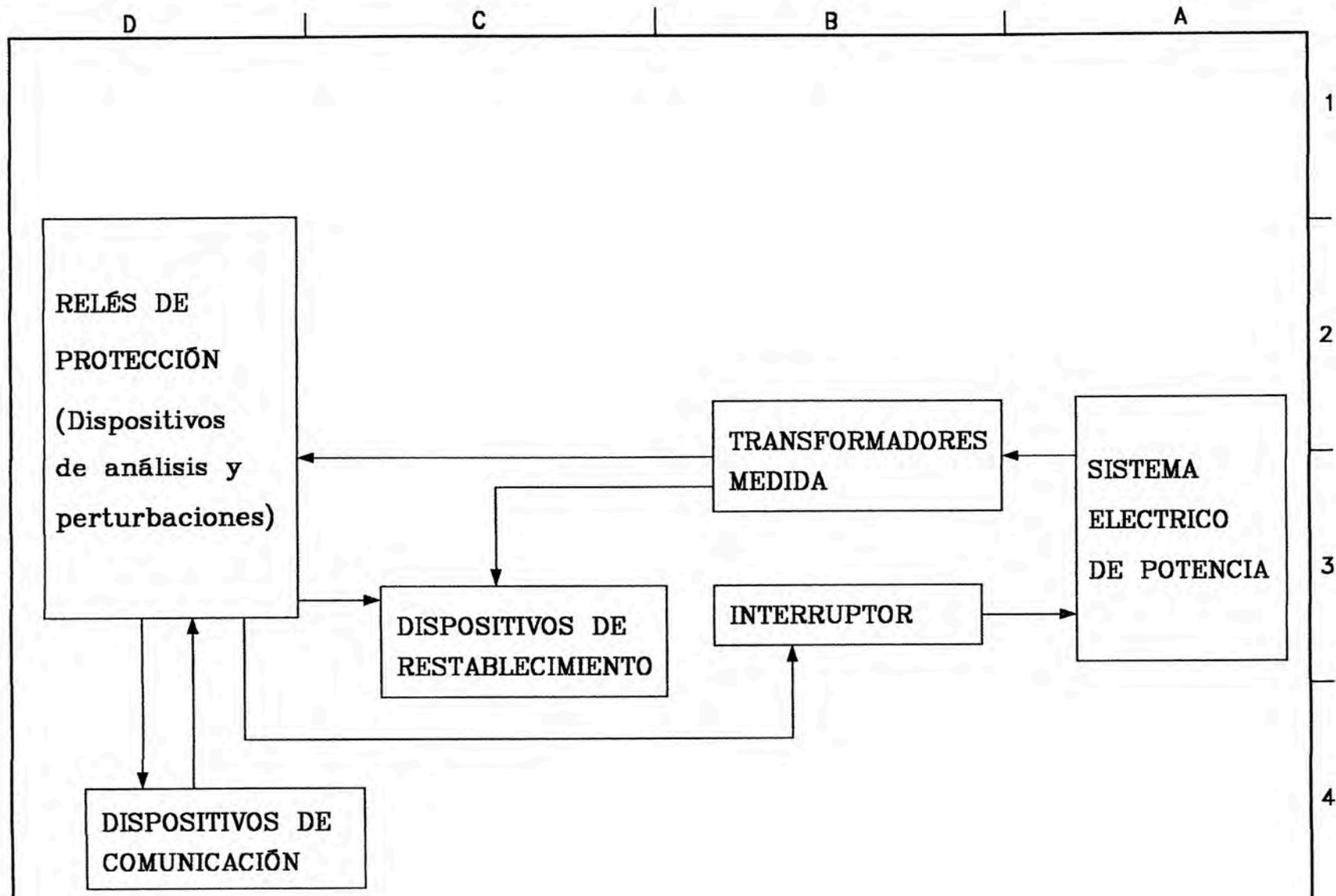


Figura N°:

2.1

PERTURBACIÓN EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA



- DETECTAN TODAS LAS FALLAS O OTRAS CONDICIONES ANORMALES DE OPERACIÓN
- DESCONECTAN UNA MINIMA PARTE DE UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA
- RESTABLECEN AL ESTADO NORMAL DE OPERACIÓN

Figura N°:

2.2

ESQUEMA GENERAL DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Al producirse una perturbación, una mínima parte de la red debe ser desconectada, lo cual significa que los relés de protección tienen que detectar las fallas dentro de su zona de protección y algunas veces inclusive la fase fallada.

El restablecimiento a las condiciones normales de operación, pueden ser efectuadas en forma manual o automática. Generalmente el restablecimiento automático es más rápido y sin la probabilidad del error humano, sin embargo, antes del restablecimiento siempre es conveniente efectuar algún tipo de análisis.

Cuando se trata de fallas fugaces, el restablecimiento puede ser efectuado por la lógica de operación del relé. Por ejemplo la reconexión automática de los interruptores en las líneas de transmisión.

Por otro lado es también posible el chequeo del sincronismo y tensión antes del recierre de los interruptores, de manera que se evite esfuerzos sobre los equipos de alta tensión debido a diferencias de tensión.

Para fallas más severas, especialmente fallas permanentes, el restablecimiento automático no es posible debido a que el equipo fallado tiene que ser reparado o reemplazado. Para estos tipos de fallas es importante que el personal de operación disponga de la información adecuada de la ubicación de la falla y los resultados del análisis de la misma, especialmente cuando se trate de líneas de transmisión. De aquí que los equipos de comunicación son necesarios para facilitar la operación centralizada y consecuentemente disponer de la información al momento.

Resumiendo: Podemos decir que los objetivos de los sistemas de protección eléctrica son:

Proteger los equipos eléctricos, es decir, limitar los deterioros y esfuerzos causados por las condiciones anormales de operación o fallas eléctricas.

Proteger los equipos de baja tensión que pueden ser deteriorados por efectos de inducción y a las personas que pueden sufrir lesiones a causa de las tensiones de toque y paso que generalmente se ven incrementadas en caso de fallas con contacto a tierra.

2.7. Falla y Regimenes Anormales en Sistemas Eléctricos de Potencia

Los tipos fundamentales de fallas en sistemas eléctricos de potencia son:

- a) Cortocircuitos.
- b) Contactos monofásicos con tierra en redes con neutro aislado o con neutro aterrado.
- c) Fases abiertas.

Son posibles fallas complejas, formada por combinaciones de los distintos tipos de fallas. Así por ejemplo, pueden ocurrir cortocircuitos acompañados de fases abiertas, debidos a la rotura y caída a tierra de un conductor de una línea, o a la apertura incompleta de un interruptor durante un cortocircuito. En ocasiones durante el proceso de desarrollo de una falla se originan transiciones de un tipo a otro.

Los cortocircuitos son las fallas más violentas y peligrosas. La distribución cuantitativa aproximada de los distintos tipos de cortocircuitos es la siguiente:

Tipos

- Monofásicos a tierra : 72%
- Bifásicos : 22%
- Trifásicos : 6%

Ubicación

- Líneas de Transmisión : 85%
- Barras : 12%
- Transformaciones y generaciones : 3%

Un elemento que debe considerarse al analizar la operación de las protecciones durante cortocircuitos, y al calcular sus parámetros de ajuste, es la resistencia de falla. En los cortocircuitos, y al calcular sus parámetros de ajuste, es la resistencia de falla. En los cortocircuitos entre fases la resistencia de falla está prácticamente determinada por lo general por el arco eléctrico. Esta resistencia es de carácter no lineal y varía con el tiempo, la corriente en ella es aproximadamente sinusoidal, pero la onda del voltaje del arco sufre deformación.

Las investigaciones experimentales han demostrado que para corrientes de cortocircuito del orden de los cientos de Ampers como mínimo, el gradiente de voltaje en el arco prácticamente no depende de la corriente. Para el cálculo del valor de la resistencia de arco R en ohm puede utilizarse la fórmula empírica:

$$Z_A = 1050 \times \frac{L_a}{I_a} \quad \dots\dots (2.1)$$

Donde:

I_a es el valor eficaz de la corriente de arco (A)

L_a es su longitud (m)

Como valor de “ L_a ” puede tomarse el espaciamiento entre conductores en el instante inicial del cortocircuito, pero para protecciones con retardo de tiempo hay que tener en cuenta el incremento que experimenta “ R_a ” debido a la elongación del arco por defecto del viento, la convección en el aire y los esfuerzos electrodinámicos.

2.8. Equipos Asociados a los Sistemas de Protección

En principio todos los componentes de un sistema eléctrico deben estar protegidos. Sin embargo, antes de definir el esquema de protecciones adecuado desde el punto de vista técnico y económico, es necesario evaluar la importancia de cada uno de los equipos dentro del sistema eléctrico, siendo de gran ayuda la experiencia del personal de operaciones.

Los equipos de medición son elementos de primordial importancia en los relevadores de protección de sistemas eléctricos de potencia. Pasaremos a mencionar brevemente la clasificación de los equipos de medición de una y dos señales de entrada.

2.8.1. Clasificación de los equipos de medición

Los equipos de medición de los relevadores originan una señal discreta de salida que depende del cumplimiento de determinadas condiciones por las señales de entrada, independientemente de los tipos de esquemas de medición y de comparación que compongan un órgano de medición, el análisis de su operación y su construcción dependen en gran medida del número de sus señales de entrada. Por esta razón, los equipos de medición se subdividen en tres grupos fundamentales, los cuales describiremos brevemente a continuación.

Con frecuencia el órgano de medición se aplica una sola señal de entrada, que puede ser un voltaje o una corriente. Dicha señal puede ser directamente el voltaje o la corriente de fase del elemento del sistema protegido, o una función lineal de distintos voltajes y corrientes. Así por ejemplo, un órgano de medición con una señal de entrada puede responder a la diferencia de las corrientes de dos fases, a un voltaje de secuencia negativa, a un voltaje compensado del tipo $\underline{V-K I}$ (donde \underline{K} es un coeficiente complejo constante), a

la derivada de un voltaje con respecto al tiempo, etcétera. El comportamiento de un órgano de medición con una señal de entrada depende del valor absoluto de esa señal.

2.8.2. Equipos con dos señales eléctricas de entrada

A este tipo de equipos de medición se aplican dos señales de entrada, cada una de las cuales puede ser un voltaje, una corriente, o una función lineal de voltaje y corrientes. El comportamiento del órgano depende de cada una de esas señales, por lo que resulta imposible obtener una función lineal de ambas señales tal, que el órgano responda al valor de esa función, independientemente de los valores de las señales.

2.8.3. Equipos con tres y más de tres señales eléctricas de entrada

A este grupo pertenecen los equipos de medición más complejos, cuyo comportamiento depende de tres o más señales de entrada. [1]

2.9. Impedancia Aparente Presentada a los Relés de Distancia en Presencia de Diferentes Tipos de Cortocircuito

Cuando un Sistema Eléctrico de Potencia se encuentra en condiciones de operación normal, está considerado como una red trifásica balanceada. Al producirse una perturbación en cualquier punto de la red, los valores de las corrientes y tensiones salen dentro de los rangos dentro de los cuales se considera que un Sistema Eléctrico de Potencia opera en condiciones normales.

Para el caso de la protección de distancia, debemos conocer los valores de las corrientes y tensiones en el punto de ubicación del relé de distancia, valores con los cuales se calcula la impedancia aparente “vista por el relé”.

A continuación, se presentará en forma general el cálculo de la impedancia aparente vista por el relé de distancia para tres tipos de fallas, es decir, falla trifásica, falla bifásica y falla monofásica.

2.9.1. Impedancia aparente presentada al relé ante la presencia de fallas

A. Falla Trifásica con Contacto a Tierra

La falla trifásica puede ser con y sin contacto a tierra, sin embargo, el comportamiento de la red es prácticamente igual, por lo que el modelamiento de la red para ambos casos es la misma.

Asumiendo una falla trifásica en el punto F de la línea de transmisión de la figura 2.3.a entre los tres conductores y tierra con una resistencia de falla entre fases y tierra de $R_S/2$.

El circuito equivalente será el mostrado en la Fig. 2.3.b y 2.3.c; por lo que luego de aplicar la Teoría de Componentes Simétricos se obtiene:

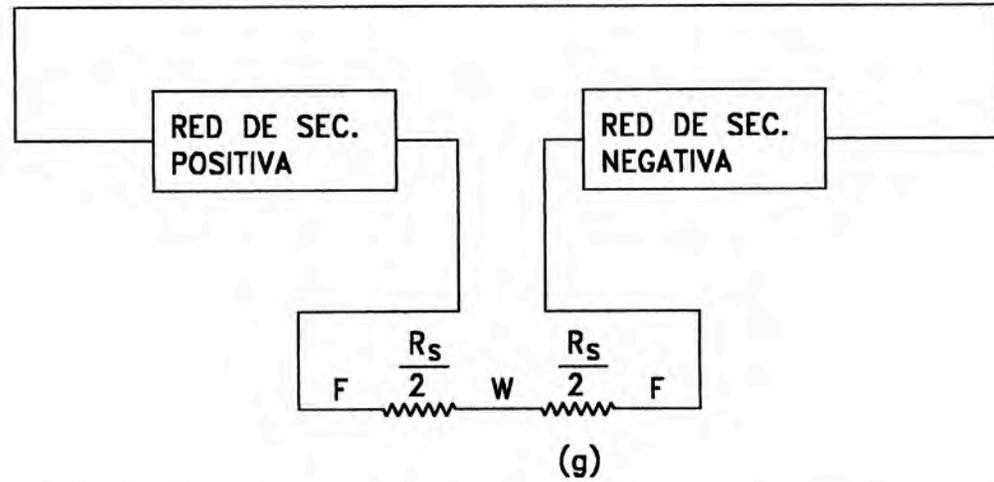
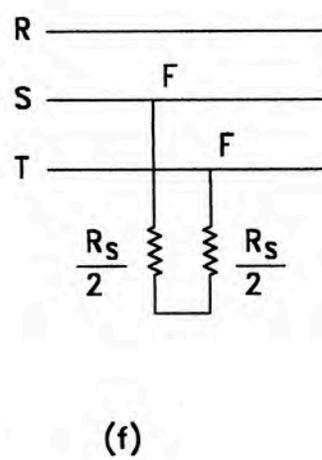
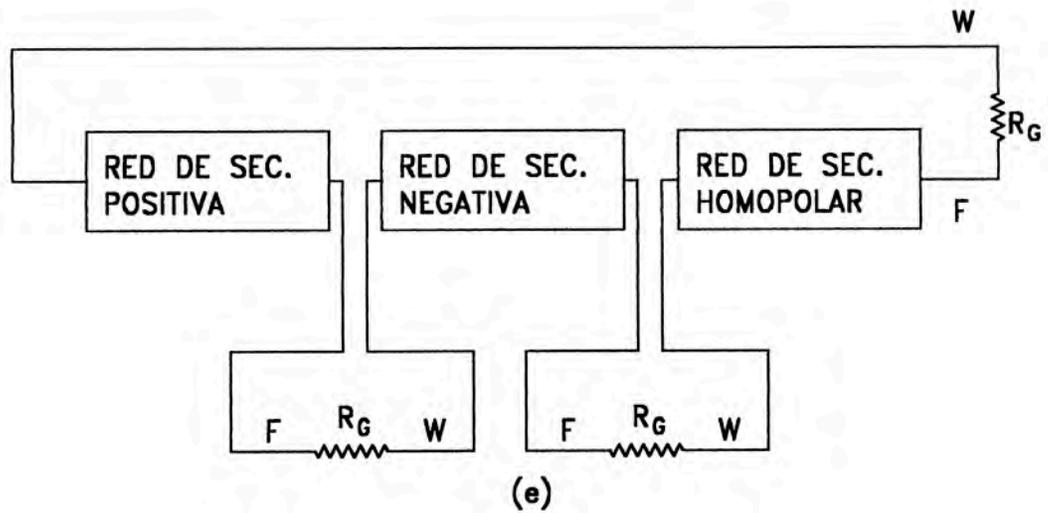
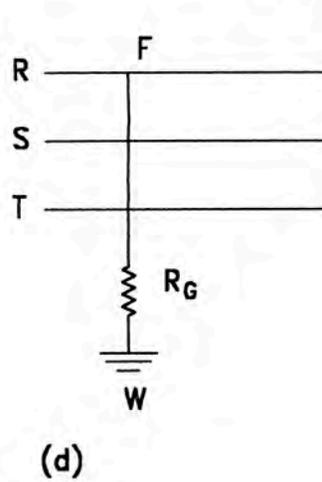
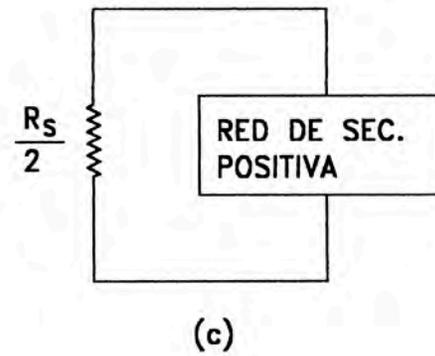
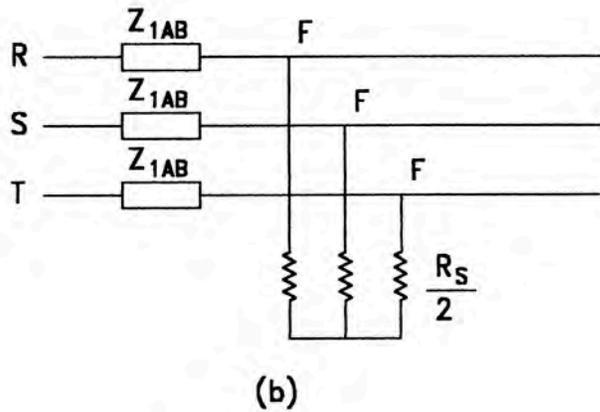
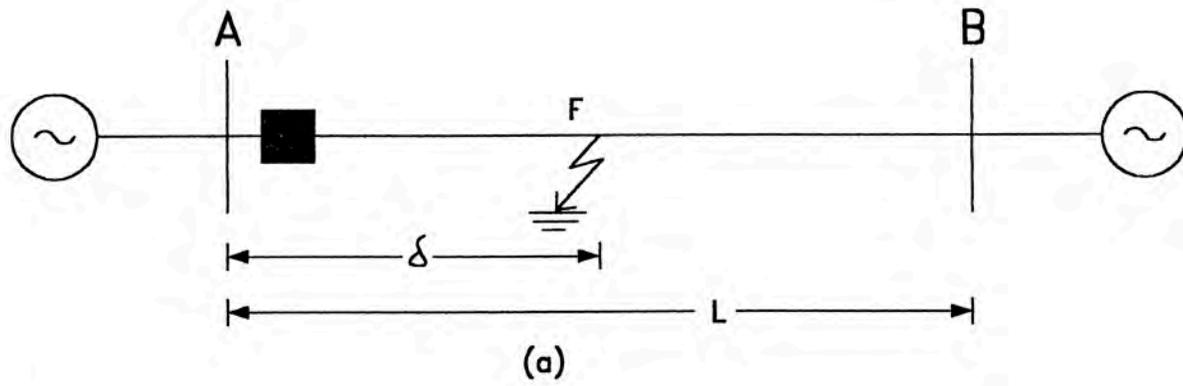
$$\boxed{Z_{RA} = \frac{I_{RBF}}{I_{RAF}} \left(\frac{R_S}{2} \right) + \delta \cdot Z_{1AB} + \frac{R_S}{2}} \quad \dots\dots\dots (2.2)$$

Asumiendo: $R_S/2 = 0$

$$\boxed{Z_{RA} = \delta \cdot Z_{1AB}} \quad \dots\dots\dots (2.3)$$

La ecuación (2.3) es la mas conocida, donde se puede notar que la impedancia aparente presentada al relé es proporcional a la longitud entre el punto de ubicación del relé y la ubicación de la falla, y la misma para las fases “R” y “T”, donde generalizando, se obtiene la siguiente ecuación:

$$\boxed{Z_{R,S,T} = \delta \cdot Z_{1AB}} \quad \dots\dots\dots (2.4)$$



B. Falla Monofásica con Contacto a Tierra

Asumiendo que se produce una falla monofásica en el punto F entre la fase R y tierra, y que una resistencia de falla R_G está conectada en la fase fallada entre los puntos F y W, tal como se observa en la Fig. 2.3.d.

De la aplicación de componentes simétricos, se obtendrá la ecuación general de la impedancia presentada al relé; es decir:

$$\boxed{Z_{RA} = \frac{I_F}{I_C} \cdot R_G + \delta \cdot Z_{1AB}} \quad \dots\dots\dots (2.5)$$

Asumiendo que la resistencia de falla es nula ($R_G=0$), la impedancia presentada al relé será:

$$\boxed{Z_{RA} = \delta \cdot Z_{1AB}} \quad \dots\dots\dots (2.6)$$

Como se puede observar, la ecuación (2.4) es la misma que la ecuación (2.6), por lo que podemos deducir que la falla trifásica es una simplificación de la falla monofásica, para el caso de la impedancia aparente presentada al relé.

C. Falla Bifásica con Contacto a Tierra

Los relés de distancia no tienen un elemento exclusivo para medir estas impedancias aparentes, debido que este tipo de fallas involucra la falla bifásica y la falla monofásica a la vez. Por estas razones, los relés de distancia detectan la falla bifásica a tierra ya sea con el elemento de medida entre fases (fallas bifásicas), o con el elemento de medida conectado entre fases y tierra (fallas monofásicas) o ambos.

Bajo estas consideraciones, no se presentará la impedancia aparente presentada al relé para este tipo de fallas, entendiéndose, en todo caso, que la impedancia será la misma que para una falla monofásica o bifásica.

D. Falla Bifásica sin Contacto a Tierra

Considerando que se produce una falla en “F”, entre las fases S y T sin contacto a tierra, con una resistencia de falla entre las fases R_S (resistencia de arco)

Aplicando la teoría de los componentes simétricos para hallar la impedancia aparente, se obtiene la ecuación general de la impedancia medida por el relé de distancia, que tiene una conexión delta para protección de fallas sin contacto a tierra:

$$Z_{TA} = \delta \cdot Z_{1AB} + \frac{R_S}{2} + \frac{R_S}{2} \left(\frac{I_{SBF} - I_{TBF}}{I_{SAF} - I_{TAF}} \right) \quad \dots\dots\dots (2.7)$$

Si despreciamos la resistencia de arco, que es el caso común cuando se trata de líneas largas; la ecuación anterior se convertirá:

$$Z_{TA} = \delta \cdot Z_{1AB} \quad \dots\dots\dots (2.8)$$

Igualmente, si solo consideramos que existe alimentación del lado donde esta ubicado el relé, es decir, $I_{SBF} - I_{TBF} = 0$, la ecuación será:

$$Z_{TA} = \delta \cdot Z_{1AB} + \frac{R_S}{2} \quad \dots\dots\dots (2.9)$$

2.9.2. Efecto de la impedancia mutua de secuencia homopolar en el cálculo de la impedancia aparente en líneas de transmisión de doble terna

En nuestro medio, la mayor parte de las líneas de transmisión son de doble terna, es decir, los dos circuitos trifásicos están en una misma estructura y consecuentemente están en paralelo y bastante cercanos, esto hace que los mismos se influncien y aparezcan las tensiones inducidas.

La impedancia mutua, no es otra cosa que el resultado de las tensiones inducidas entre los dos circuitos. Esta impedancia también se presenta en las tres secuencias, sin embargo, la impedancia mutua de secuencia positiva y negativa es reducida a su mínima expresión o anulada por el artificio de la transposición de las líneas de transmisión.

Como es fácil deducir, para fallas sin contacto a tierra (trifásicas y bifásicas) la impedancia presentada al relé de distancia no estará influenciada por la impedancia mutua de secuencia cero.

En consecuencia, todo el análisis que se hará a continuación, será para la falla monofásica.

El efecto de la impedancia mutua es aumentar o disminuir la impedancia aparente presentada al relé, lo que origina el subalcance o sobrealcance del relé de distancia pudiendo perderse la selectividad.

Para el cálculo de la impedancia aparente presentada al relé considerando la impedancia mutua de secuencia homopolar Z_{MAB} , asumiremos el circuito de la Fig. 2.4.a y consideraremos básicamente dos casos:

CASO A

Falla en el mismo circuito donde está ubicado el relé de distancia.

Aplicando la transformación de las componentes simétricas y resolviendo ecuaciones en estado de falla, obtenemos la ecuación general de la impedancia aparente para fallas en la misma terna y con alimentación en ambos extremos, ver Fig. 2.4.a:

$$Z_{RA} = \delta \cdot Z_{LAB} + \frac{I_{OAB}}{I_C} * \delta \cdot Z_{MAB} + \frac{I_F}{I_C} * R_G \quad \dots\dots\dots (2.10)$$

Como se podrá observar en la ecuación (2.10), es de gran importancia la relación entre las fuentes A y B, ya que de éstas depende el sentido de flujo de la corriente I_{OAB} que origina que el término que contiene la impedancia mutua sea positivo o negativo.

Para una mejor explicación de la fórmula (2.10), graficaremos la impedancia Z_{RA} en función de la longitud de las líneas de transmisión mostrada en la Fig. 2.4.a, para las cuales hemos considerado los siguientes parámetros:

$$\begin{aligned} Z_{IAB} &= 13.067 < 81.48^\circ && \Omega/\text{fase} \\ Z_{OAB} &= 40.956 < 81.09^\circ && \text{“} \\ Z_{MAB} &= 26.614 < 80.91^\circ && \text{“} \\ R_G &= 0.0 && \text{“} \end{aligned}$$

Los resultados se muestran en la Fig. 2.4.b, donde se puede observar que para una falla a 83.5 % de la longitud de la línea, el relé medirá una impedancia como si la falla se hubiese producido a 78 % de la longitud debido al efecto de la impedancia mutua.

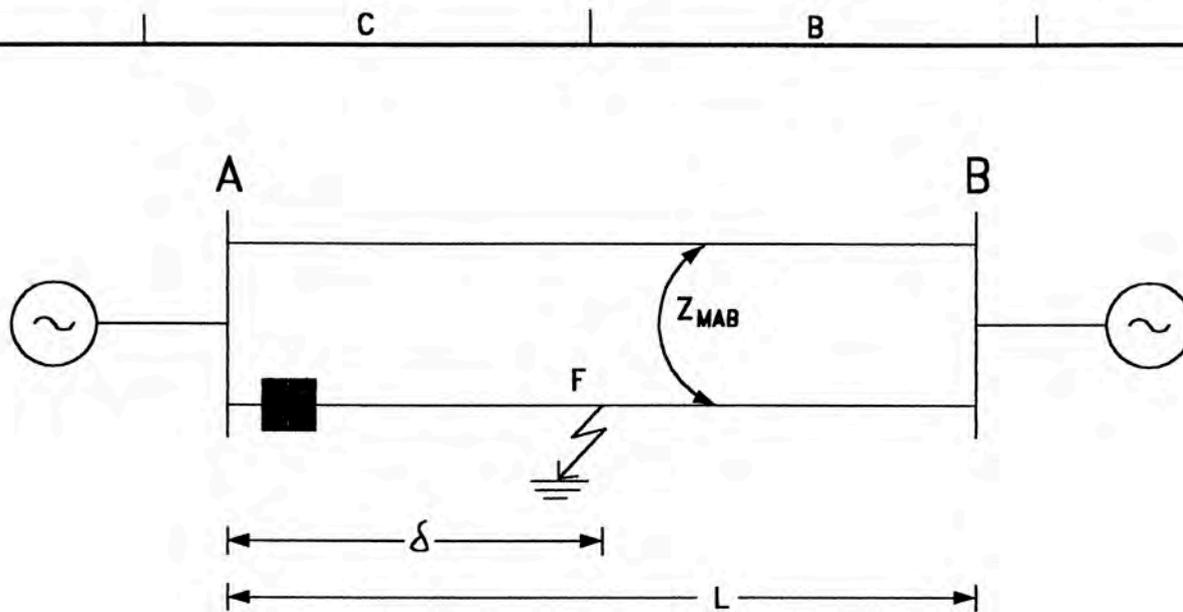
SUB-CASO A1:

Fuente de alimentación sólo en A.

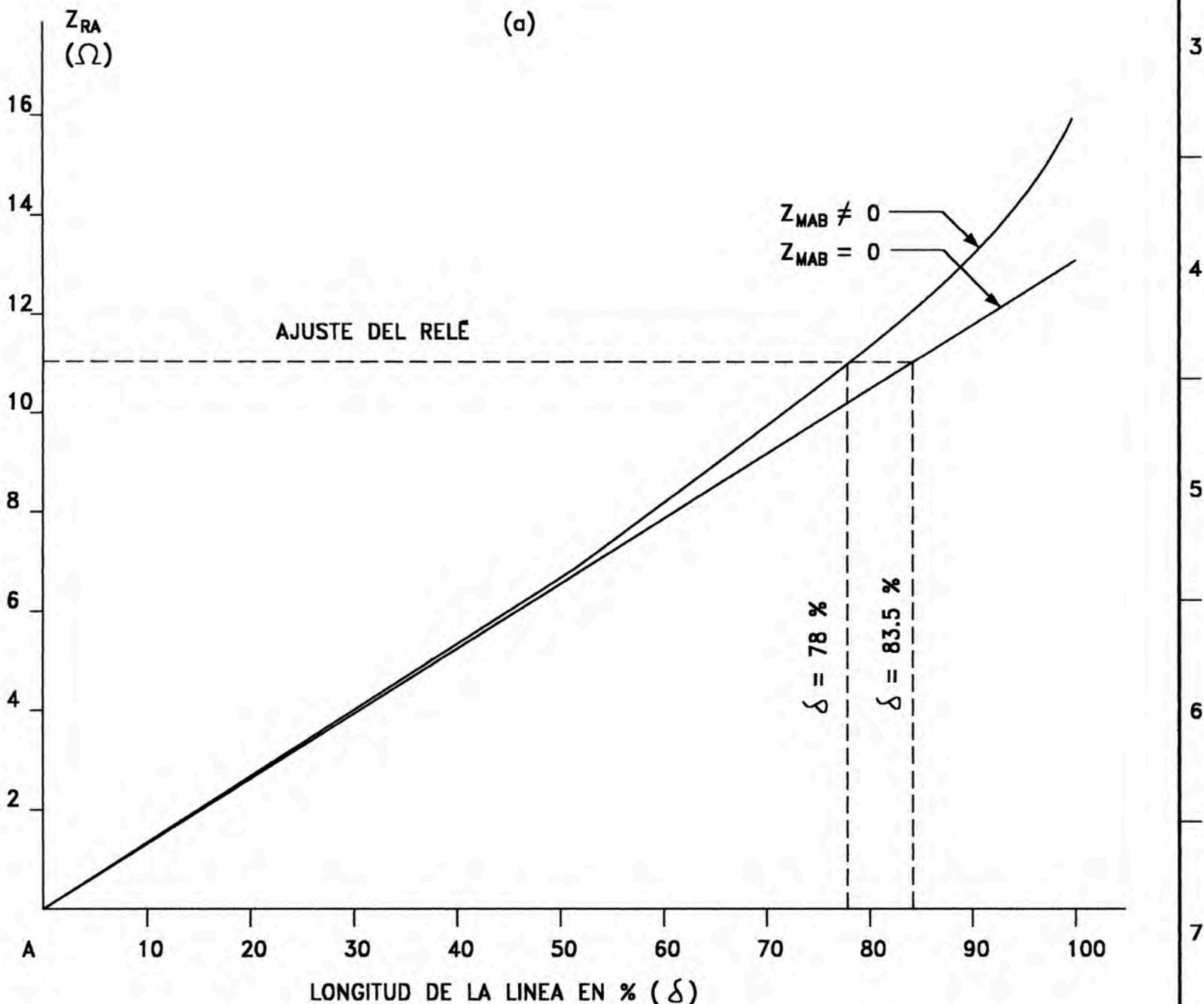
La única fuente de generación de corriente homopolar, es la puesta a tierra de la red ya sea en forma franca o a través de una impedancia; si no existe éste tipo de conexión en el lado B (Fig. 2.5.a), no habrá contribución de corriente homopolar, es decir:

$$I_{OBF} = I_{OAB} = \frac{\delta}{2 - \delta} * I_{OAF} \dots\dots\dots (2.11)$$

$$I_F = \frac{2}{2 - \delta} * I_{OAF} \dots\dots\dots (2.12)$$



(a)



(b)

Además de las relaciones anteriores, podemos hacer una simplificación que no siempre se cumple y es la siguiente:

$$I_{RAF} = 3 * I_{OAF} \quad \dots\dots (2.13)$$

con la cual,

$$I_C = \frac{2 * Z_{1AB} + Z_{OAB}}{Z_{1AB}} \quad \dots (2.14)$$

Con esta simplificación y las ecuaciones (2.11) y (2.12), la ecuación (2.10) se reduce a:

$$Z_{RA} = Z_{1AB} \left[\delta + \frac{Z_{MAB}}{2 * Z_{1AB} + Z_{OAB}} * \frac{\delta^2}{2 - \delta} + \frac{2 * R_G}{(2 - \delta)(2 * Z_{1AB} + Z_{OAB})} \right] \quad \dots (2.15)$$

Como se podrá observar, la impedancia de la ecuación (2.15) está en función solamente de los parámetros de la línea de transmisión, facilidad que se obtiene a costa de la simplificación de la ecuación (2.12).

En la Fig. 2.5.b se muestra la variación de Z_{RA} , para este caso se puede notar que para una falla a 85 % de la longitud de la línea, el relé detectará una impedancia como si la falla se produjera a 68 % de la longitud cuando se considera la impedancia mutua Z_{MAB} .

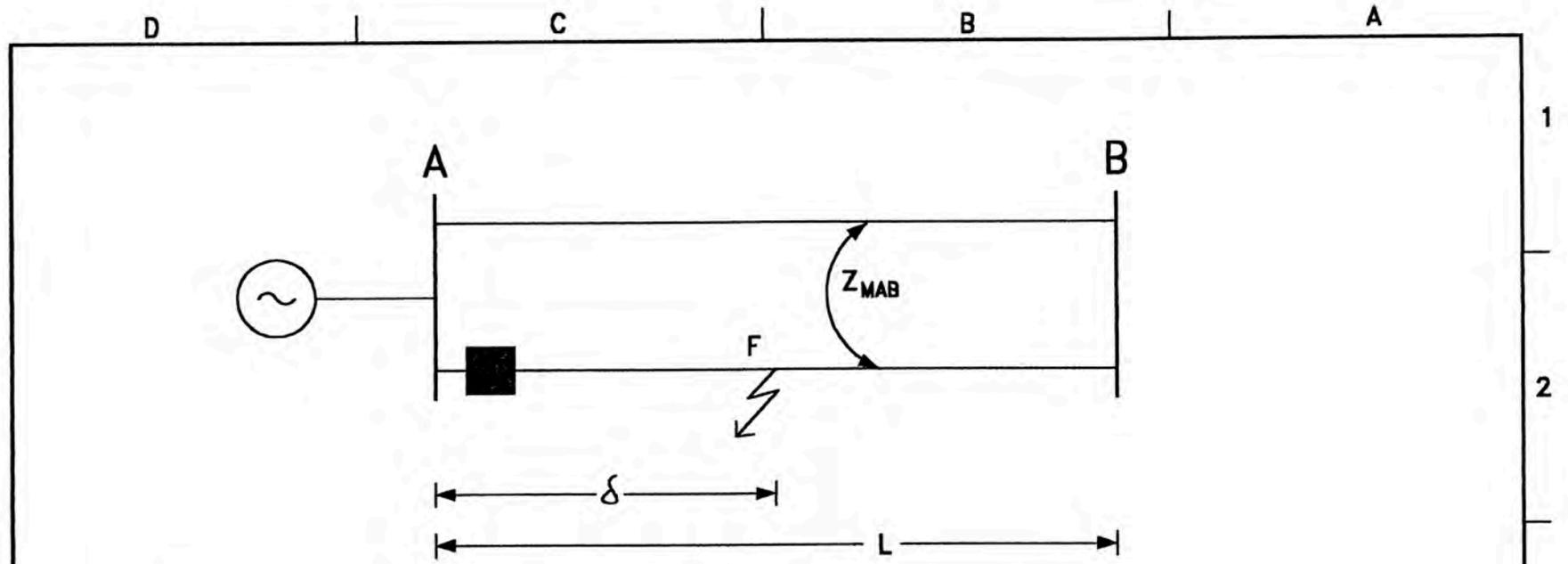
En consecuencia, el relé estará con subalcance, y la solución a este problema es usar el siguiente esquema de teleprotección, “Sobrealcance con Bloqueo”.

SUB—CASO A2:

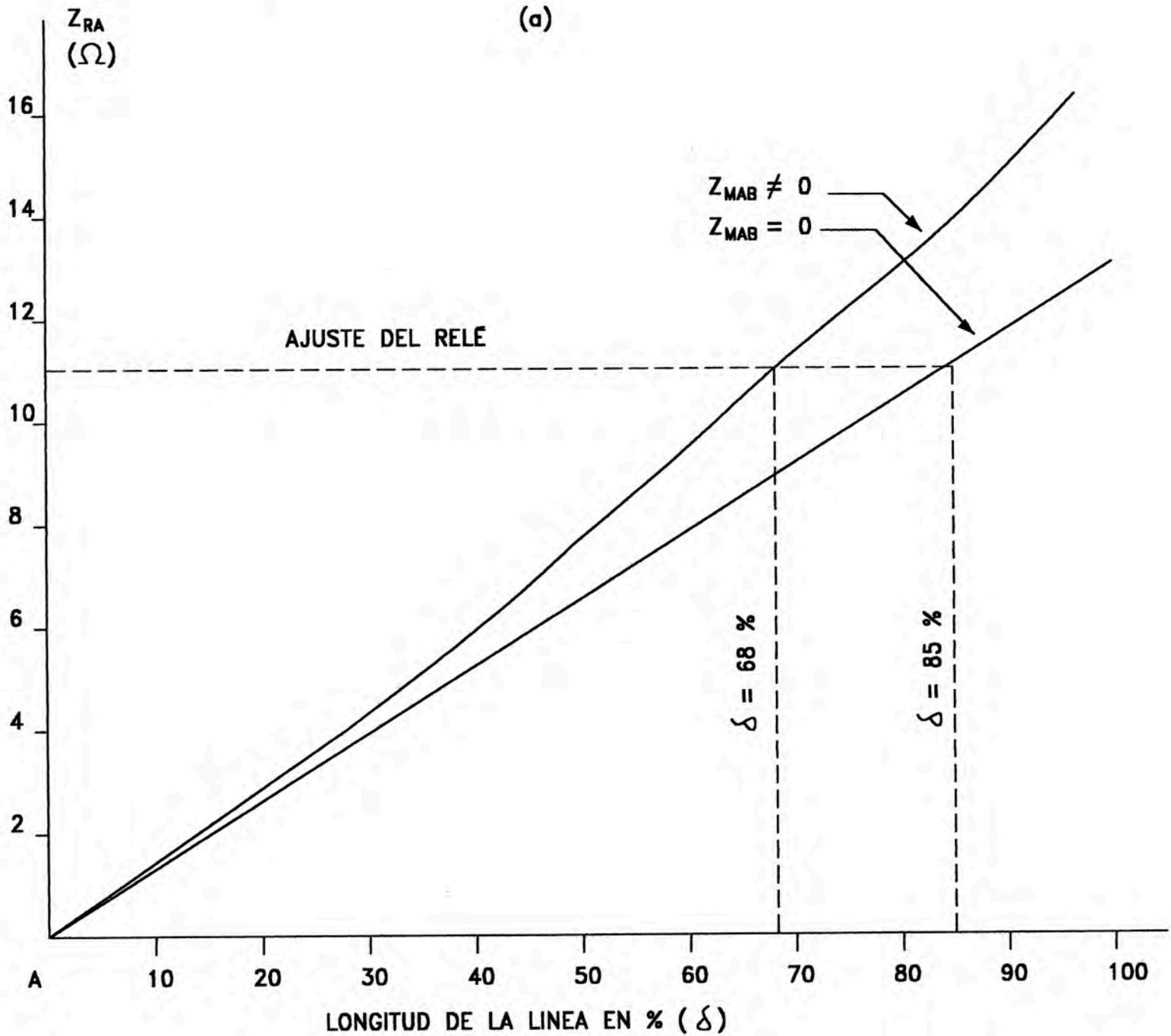
Fuente de alimentación sólo en B

Para este caso se obtendrán las siguientes relaciones, ver la Fig. 2.6.a:

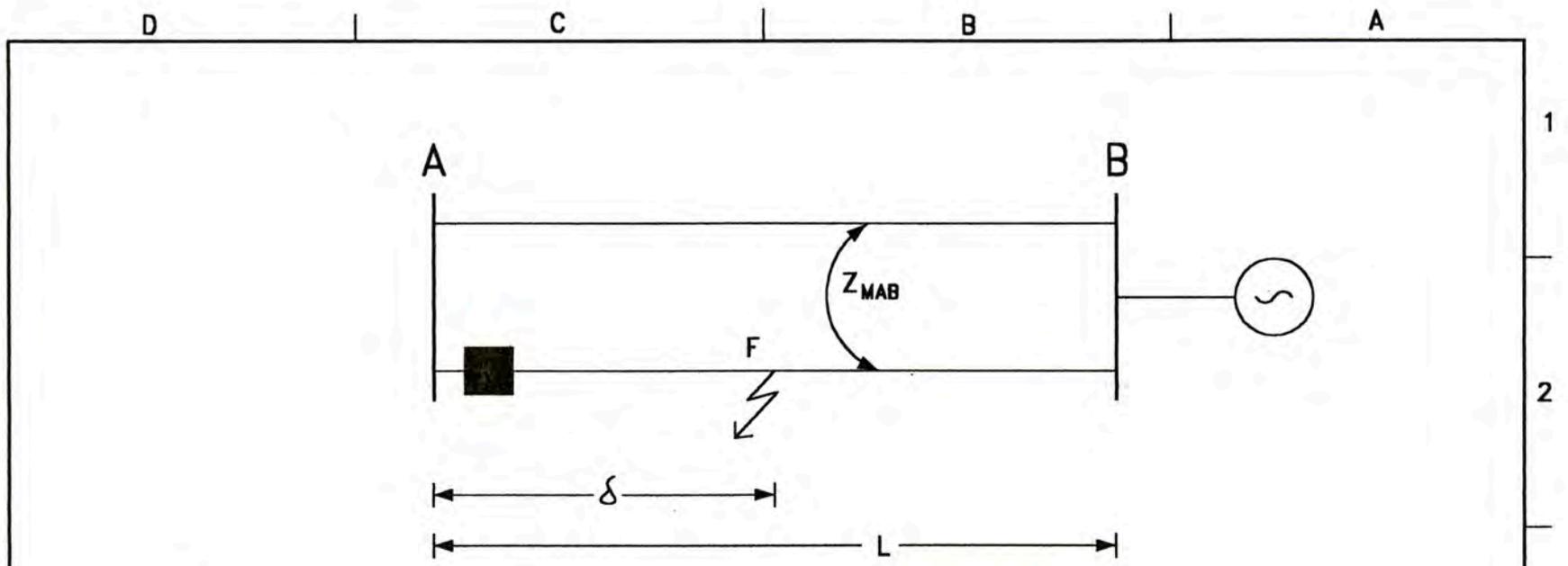
$$I_{OAB} = -I_{OAF} \quad \dots\dots (2.16)$$



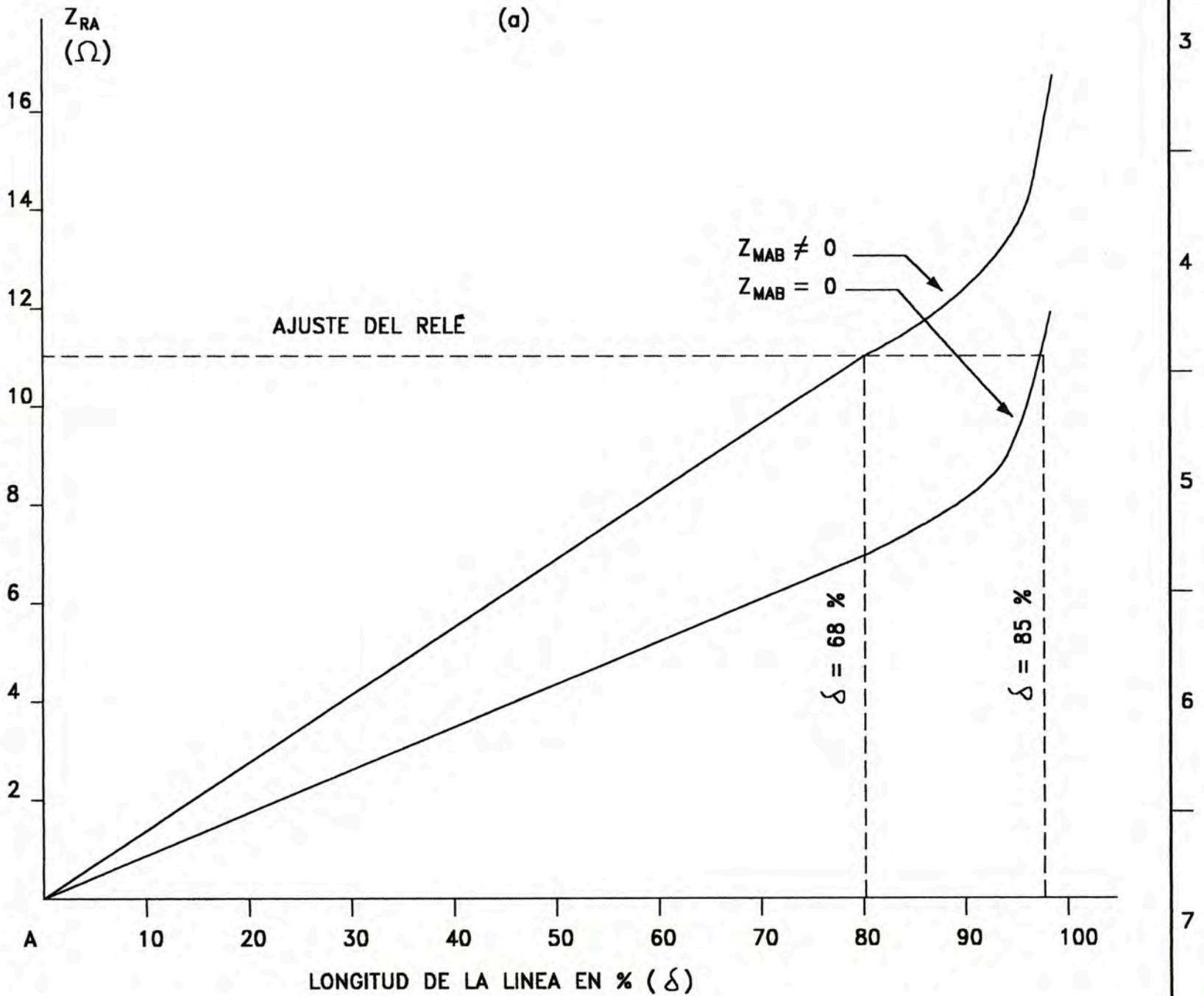
(a)



(b)



(a)



(b)

$$I_{OBF} = \frac{\delta + 1}{1 - \delta} * I_{OAF} \quad \dots\dots(2.17)$$

$$I_F = \frac{2}{1 - \delta} * I_{OAF} \quad \dots\dots(2.18)$$

Reemplazando las ecuaciones (2.14), (2.16), (2.17) y (2.18) en la ecuación (2.10) y simplificando tenemos:

$$Z_{RA} = Z_{1AB} \left[\delta - \delta \frac{Z_{MAB}}{2 * Z_{1AB} + Z_{OAB}} + \frac{2}{1 - \delta} * \frac{R_G}{2 * Z_{1AB} + Z_{OAB}} \right] \quad \dots\dots(2.19)$$

En la Fig. 2.6.b, se muestra la variación de Z_{RA} , donde se puede observar que para una falla a 80 % de la longitud de la línea, el relé medirá una impedancia como si la falla se produjera a 98 % de la longitud por efecto de la impedancia Z_{RA} .

Como podrá notarse, el relé estará con sobrealcance pudiendo operar con fallas fuera de su zona de protección y las soluciones para este problema son las siguientes:

- Reducir el alcance del primer escalón.
- Reducir el ajuste de K_O .

Una solución general para los casos A1 y A2 es usar un dispositivo externo que permita alimentar una fracción de la corriente homopolar de la terna no fallada al relé que protege la terna fallada.

En consecuencia, la corriente que gobierna la medición de la impedancia será:

$$I_C = I_{RAF} + KO * 3I_{OAF} + \alpha * 3I_{OAB} \quad \dots\dots (2.20)$$

Donde:

$$\alpha = \frac{Z_{MAB}}{3 * Z_{AB}} \quad \dots\dots (2.21)$$

CASO B:

Falla en el otro circuito donde está ubicado el relé de distancia.

Siguiendo los mismos procedimientos que caso A, la impedancia presentada al relé la falla se produce en la otra terna será:

$$Z_{RA} = Z_{LAB} + \frac{I_C}{I_C} (1-\delta) Z_{LAB} + \frac{I_{OAF} * \delta}{I_C} Z_{MAB} \frac{I_{OAB} + I_{OBF}}{I_C} (1-\delta) Z_{MAB} + \frac{I_F * R_G}{I_C} \dots (2.22)$$

Donde:

$$I_{C'} = I_{RBF} + 3Q_O * I_{OBF} \dots\dots\dots (2.23)$$

$$I_C = I_{RAB} + 3K_O * I_{OAB} \dots\dots\dots (2.24)$$

$$I_F = I_{RAF} + I_{RBF} \dots\dots\dots (2.25)$$

SUB-CASO B1:**Alimentación sólo en A**

Para este caso tenemos las siguientes simplificaciones:

$$I_{OAB} = I_{OBF} \dots\dots\dots (2.26)$$

$$I_{OAF} = \frac{(2-\delta)}{\delta} I_{OAF} \dots\dots (2.25)$$

$$I_{C'} = I_C \dots\dots\dots (2.28)$$

$$I_F = \frac{2}{\delta} I_{OAB} \dots\dots\dots (2.29)$$

La impedancia aparente será:

$$Z_{RA} = (2 - \delta) * Z_{LAB} \left[1 + \frac{Z_{MAB}}{2 * Z_{LAB} + Z_{OAB}} * \frac{\delta}{2 - \delta} + \frac{R_G}{(2 * Z_{LAB} + Z_{OAB}) * \delta (2 - \delta)} \right] \dots (2.30)$$

SUB-CASO B2:

Alimentación sólo en B

Para este caso, simplemente el relé de distancia, por ser direccional no operará, dado que la corriente que mide en el punto A tendrá sentido Contrario.

El gráfico de la variación de Z_{AB} se puede hacer para este caso, en forma similar que para el caso A, dependiendo de las fuentes puede darse el caso que la impedancia aparente presentada al relé, tenga valores menores a los alcances ajustados.

El empleo de la teleprotección evita la actuación de la protección para fallas en la terna está ubicada la misma.

2.10. Efecto de la Resistencia de Falla en el Cálculo de la Impedancia Aparente

En todos los cálculos anteriores, hemos considerado la resistencia de falla. Esta resistencia puede variar dependiendo del tipo de falla, así por ejemplo tenemos:

Fallas sin contacto a tierra; la resistencia de falla está compuesta sólo por la resistencia de arco.

Fallas con contacto a tierra; la resistencia de falla está compuesta por la resistencia de arco más la resistencia de puesta a tierra.

No siempre las fallas se producen en las estructuras a través de la cadena de aisladores, sino también puede darse el caso de fallas en medio vano a causa del contacto del conductor con árboles. En estos casos, la resistencia de falla es tan alta que puede no ser detectada por el relé de distancia.

2.10.1. Efecto Resistencia de Arco.

La resistencia de arco varía con la corriente de falla y se incrementa con el tiempo de duración de la misma, debido a que la longitud del arco también se incrementa.

Si el relé de distancia elimina la falla en un tiempo menor a los 10 mseg., entonces la influencia del tiempo en la magnitud de la resistencia de arco no tiene mayor importancia.

Para determinar la magnitud de la resistencia de arco se emplean varias fórmulas experimentales con resultados que no difieren mayormente.

De todas las fórmulas experimentales, las más conocidas son las fórmulas de Warrington y son las siguientes:

$$R_s = \frac{8750 \cdot L}{I^{1.4}} \dots\dots\dots (2.31)$$

Donde:

L = longitud del arco en pies estando el aire en reposo.

I = Corriente de falla mínima en amperios.

Si consideramos la influencia de la velocidad del viento y el tiempo de duración de la falla, la fórmula será:

$$R_s = \frac{8750 \cdot (S + 3 \cdot UT)}{I^{1.4}} \dots\dots (2.32)$$

Donde:

S = distancia entre conductores en pies.

U = velocidad del viento en millas/hora.

T = tiempo de duración de la falla en segundos.

En nuestro medio, en base a las fórmulas anteriores, la resistencia de arco es menor de 5 Ω .

En el cálculo de la impedancia aparente, para la falla trifásica (ecuación 2.2) y para la falla bifásica (ecuación 2.7), debe considerarse la resistencia de arco R_s solamente si la línea de transmisión es corta, es decir, cuando R_s sea comparable a la resistencia longitudinal de la línea.

2.10.2. Resistencia de Puesta a Tierra

La resistencia de puesta a tierra, es una resistencia resultante de todo el sistema de puesta a tierra de una estructura y varía considerablemente dependiendo de la conductividad de los conductores usados como contrapesos, del buen contacto de éstos con el terreno, de la resistividad del terreno, de las condiciones ambientales, etc.

Generalmente en nuestro medio, en base a las fórmulas anteriores, la resistencia de puesta a tierra permitidas son:

| Resistencia de puesta a tierra | Altitud |
|--------------------------------|-------------------|
| 15 - 20 Ω | de 0 a 4500 msnm. |
| 10 Ω | mas de 4500 msnm. |

Desafortunadamente, la resistividad del terreno que atraviesa una línea de transmisión no es uniforme, razón por la cual las resistencias de puesta a tierra nunca son iguales y pueden tener valores mayores que los permitidos, a pesar de que se lleven a cabo los mejoramientos del sistema de puesta a tierra.

2.10.3. Análisis de la Influencia de la Resistencia de Falla en la Impedancia Aparente

Como quiera que la magnitud de la resistencia de falla es mayor en las fallas con contacto a tierra y en particular en la falla monofásica, solamente analizaremos la influencia de la resistencia R_G en el valor de la impedancia aparente Z_{RA} para este tipo de falla.

Para tal fin, se han graficado las impedancias aparentes presentadas al relé ubicado en A considerando tres valores de resistencia de falla (Figs. 2.7, 2.8 y 2.9).

Como es de suponer, para una falla con resistencia de falla nula, la impedancia aparente Z_{RA} tendrá un argumento igual al de la impedancia longitudinal Z_{AB} .

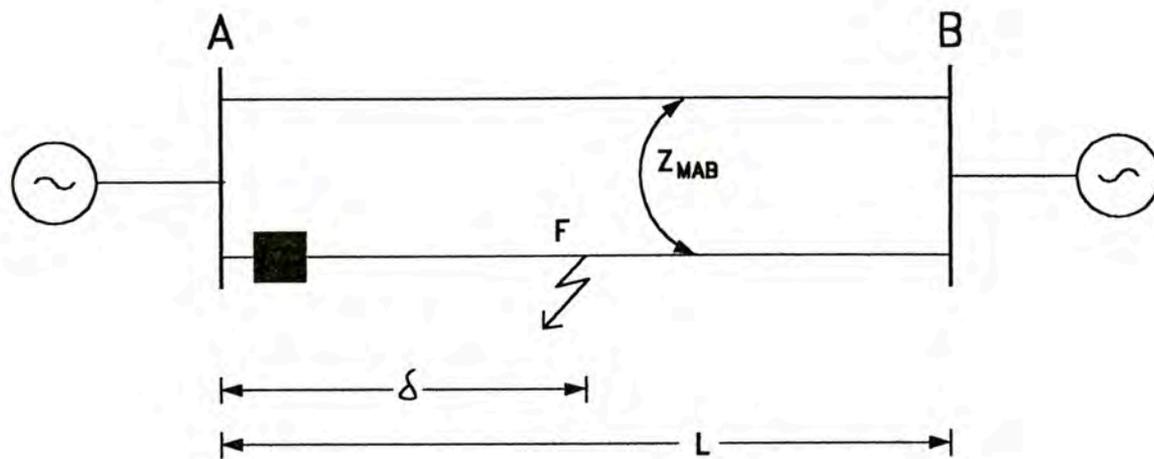
Sin embargo, se puede apreciar en las mismas figuras que cuando la resistencia de falla es mayor que cero el argumento de la impedancia aparente disminuye, es decir, la impedancia aparente tiende a inclinarse hacia el eje resistivo debido al aumento del componente resistivo.

En consecuencia, podemos afirmar que el efecto de la resistencia de falla puede determinar que el valor de la impedancia aparente Z_{RA} salga de los límites de operación del relé de distancia, para fallas dentro de los alcances de los mismos.

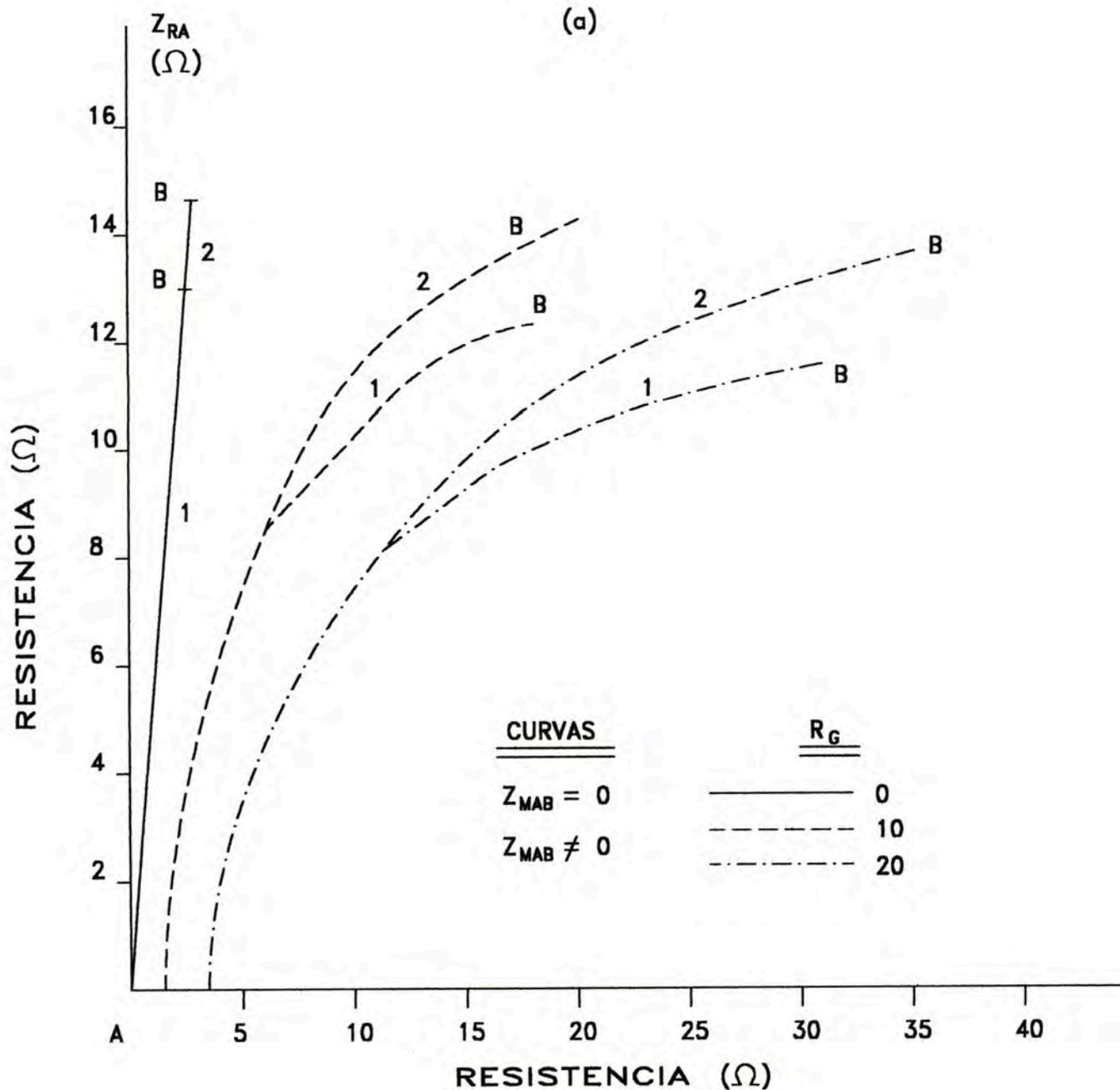
El efecto es mayor para los casos donde no se tiene alimentación por el lado donde está ubicado el relé, según se muestra en la Figura 2.9, siendo necesario entonces emplear esquemas de protección con filosofía distinta a los relés de distancia.

Si observamos la ecuación (2.5), el término que contiene la resistencia R_G es fasorial, por lo que tendrá también un componente inductivo además del resistivo y dependiendo del sentido de las corrientes, el argumento puede ser positivo ó negativo. [2]

D C B A



(a)



(b)

Figura N°:

2.7

EFFECTO DE Z_{MAB} Y R_G EN LA IMPEDANCIA APARENTE CON ALIMENTACIÓN EN A Y B

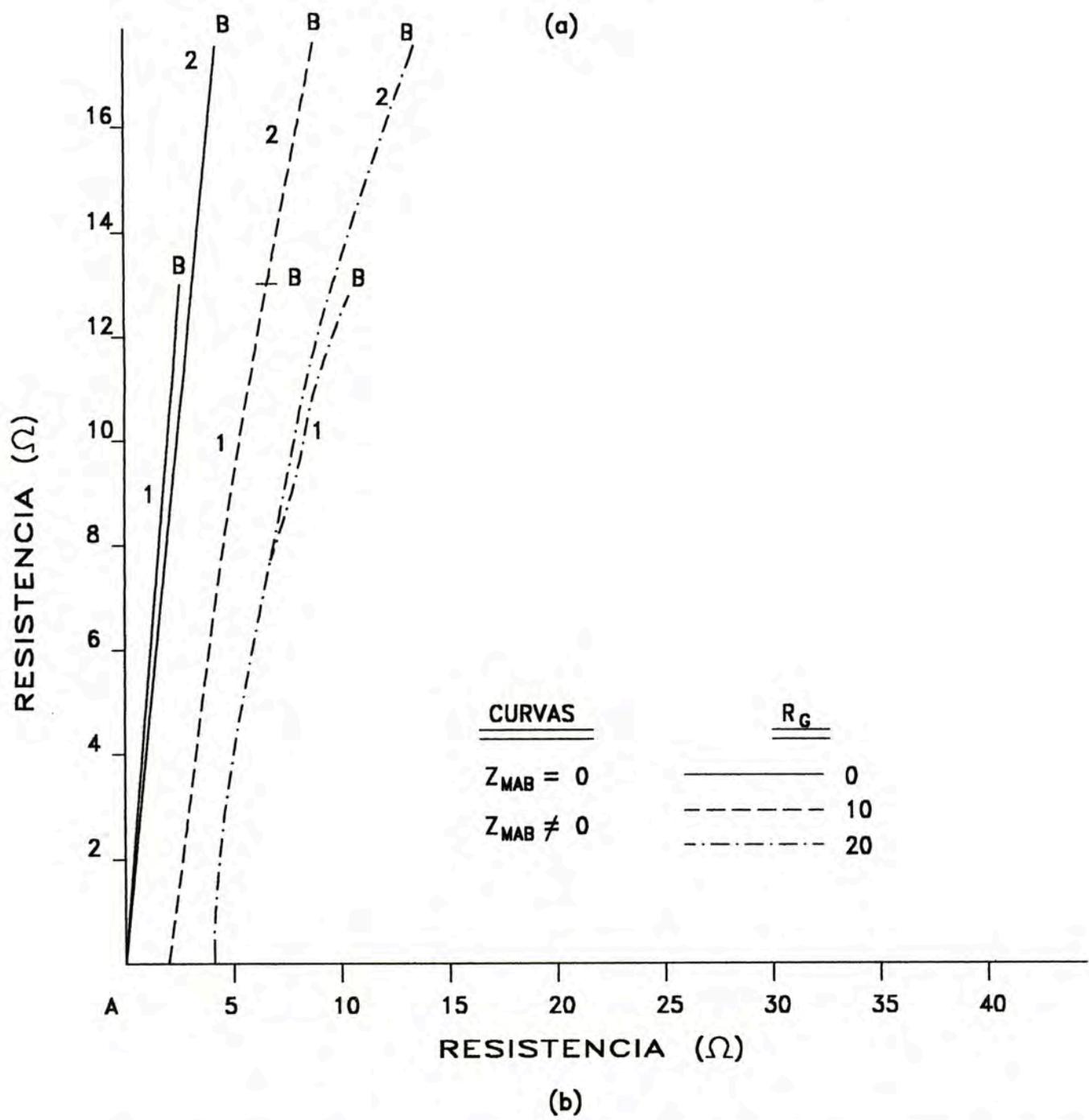
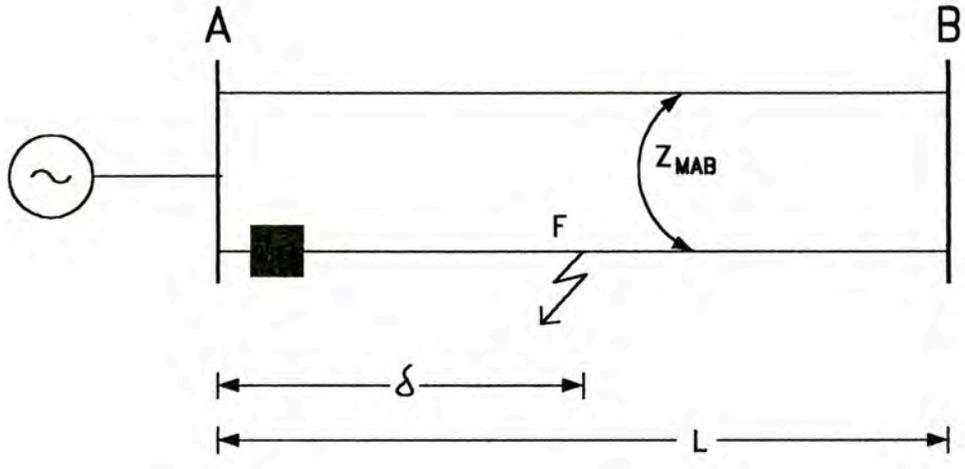
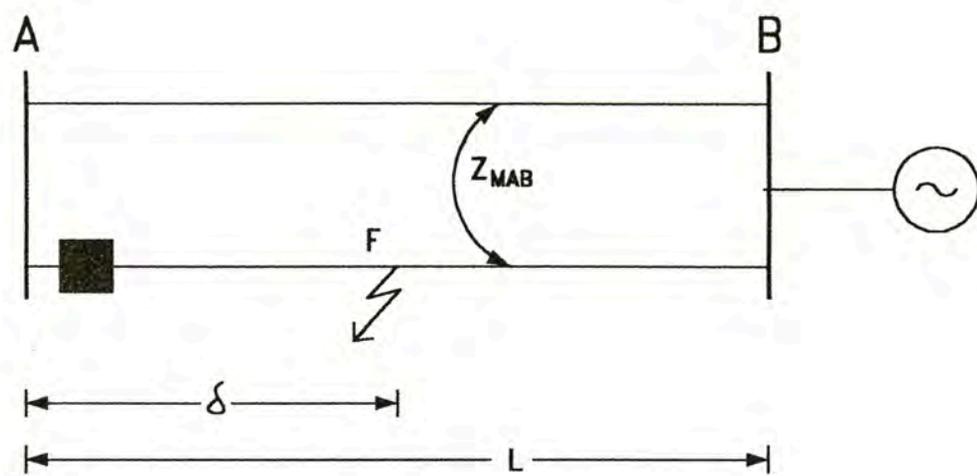
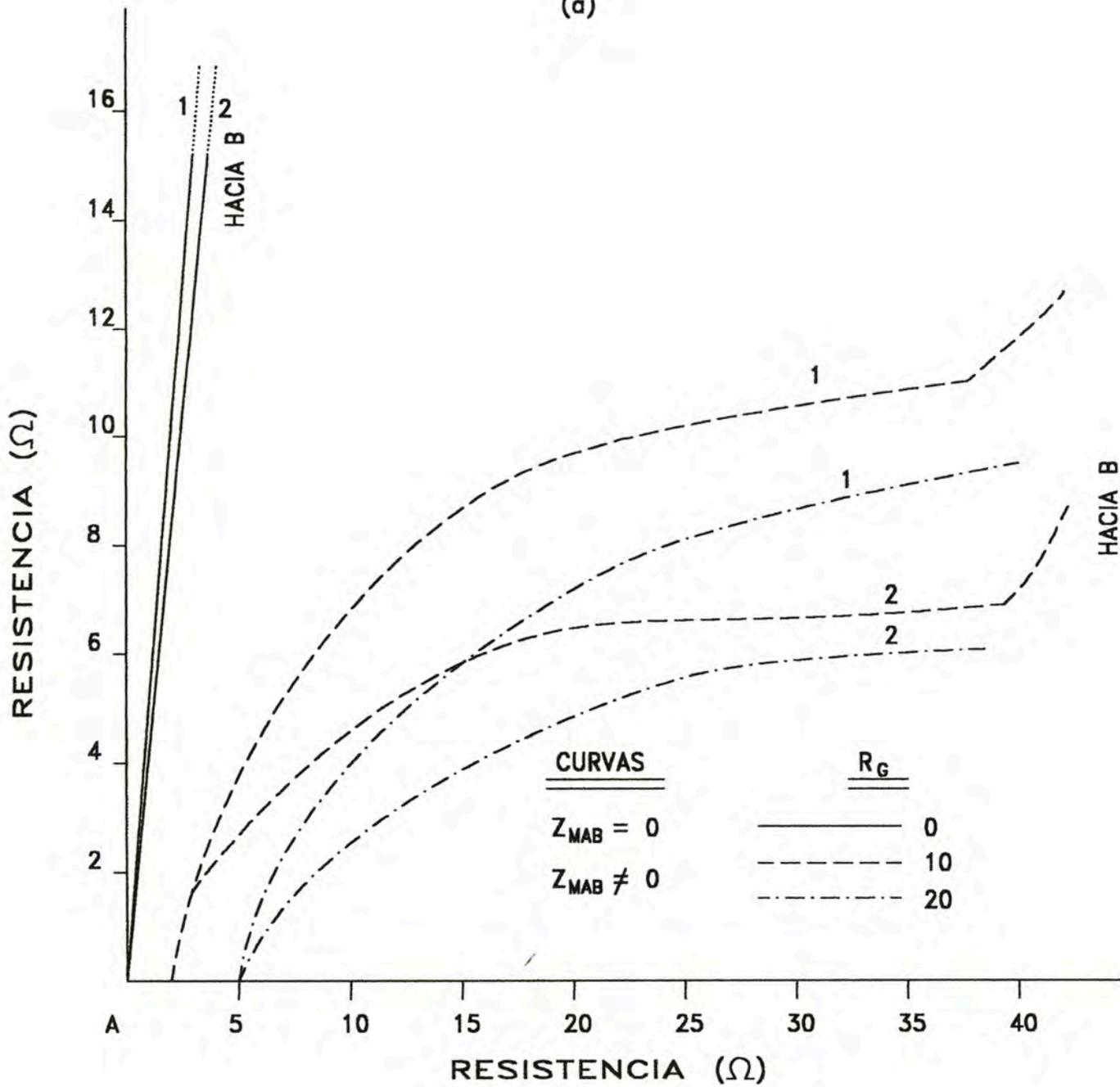


Figura N°:
2.8

EFFECTO DE Z_{MAB} Y R_G EN LA IMPEDANCIA APARENTE CON ALIMENTACIÓN EN A



(a)



(b)

CAPITULO III

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

3.1. Introducción

A continuación describiremos los componentes del sistema eléctrico de la línea de transmisión de doble terna de 220 000 Voltios, con código L-2010 y L-2011, que enlazan las Sub Estaciones San Juan y Santa Rosa, línea que se esta considerando para el modelamiento de su protección de distancia mediante el Relé EPAC, materia del presente estudio.

Describiremos el diagrama unifilar de la línea en mención así como el diagrama unifilar del sistema de protección de la línea L-2010 y L-2011, su configuración, parámetros de la línea, componentes auxiliares (transformadores de corriente y tensión), y describiremos brevemente el sistema de protección que presenta la línea.

3.2. Diagrama Unifilar L.T. San Juan –Sta. Rosa (L-2010/L-2011)

3.2.1. Diagrama Unifilar – Configuración de la Red

El sistema involucrado en el presente informe se muestra en la figura 3.1, donde se observa el diagrama unifilar de las Sub Estaciones San Juan y Santa Rosa, y de la línea de 220,000 Voltios que enlaza estas subestaciones (L-2010 y L-2011), las mismas que pertenecen a la Red del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

3.2.2. Diagrama Unifilar – Sistema de Protección

El esquema de protección esta compuesto por las figuras 3.2 y 3.3 en las cuales se muestra el diagrama unifilar del sistema de protección de la Línea de Transmisión L-2010 y L-2011, a la Salida de la Subestación San Juan, y a la salida de la Subestación Santa Rosa, respectivamente; que enlaza estas Sub estaciones.

3.3. Parámetros de la Línea de Transmisión San Juan –Sta. Rosa (L-2010/L-2011)

Para la determinación de los ajustes de los relés de distancia, es necesario indicar la descripción de la línea, la que se presenta en la tabla N° 3.1, y los valores de las impedancias de la línea de transmisión, detallada en la Tabla N° 3.2; según se muestran:

TABLA N° 3.1 : DESCRIPCIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

| SUBESTACIÓN DE SALIDA | SUBESTACIÓN DE LLEGADA | NIVEL DE TENSIÓN | CÓDIGO |
|-----------------------|------------------------|------------------|--------|
| SAN JUAN | SANTA ROSA | 220 KV | L-2010 |
| SAN JUAN | SANTA ROSA | 220 KV | L-2011 |

TABLA N° 3.2 : VALORES DE LA IMPEDANCIA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

| Código | Longitud (Km) | Impedancia Sec. Positiva (Ω /fase) | Angu. Sec. Positiva($^{\circ}$) | Impedancia Sec. Homopolar (Ω /fase) | Angulo Sec. Homopolar ($^{\circ}$) |
|--------|---------------|--|-----------------------------------|---|--------------------------------------|
| L-2010 | 26.28 | 13.067 | 81.4807 | 40.956 | 81.0944 |
| L-2011 | 26.28 | 13.067 | 81.4807 | 40.956 | 81.0944 |

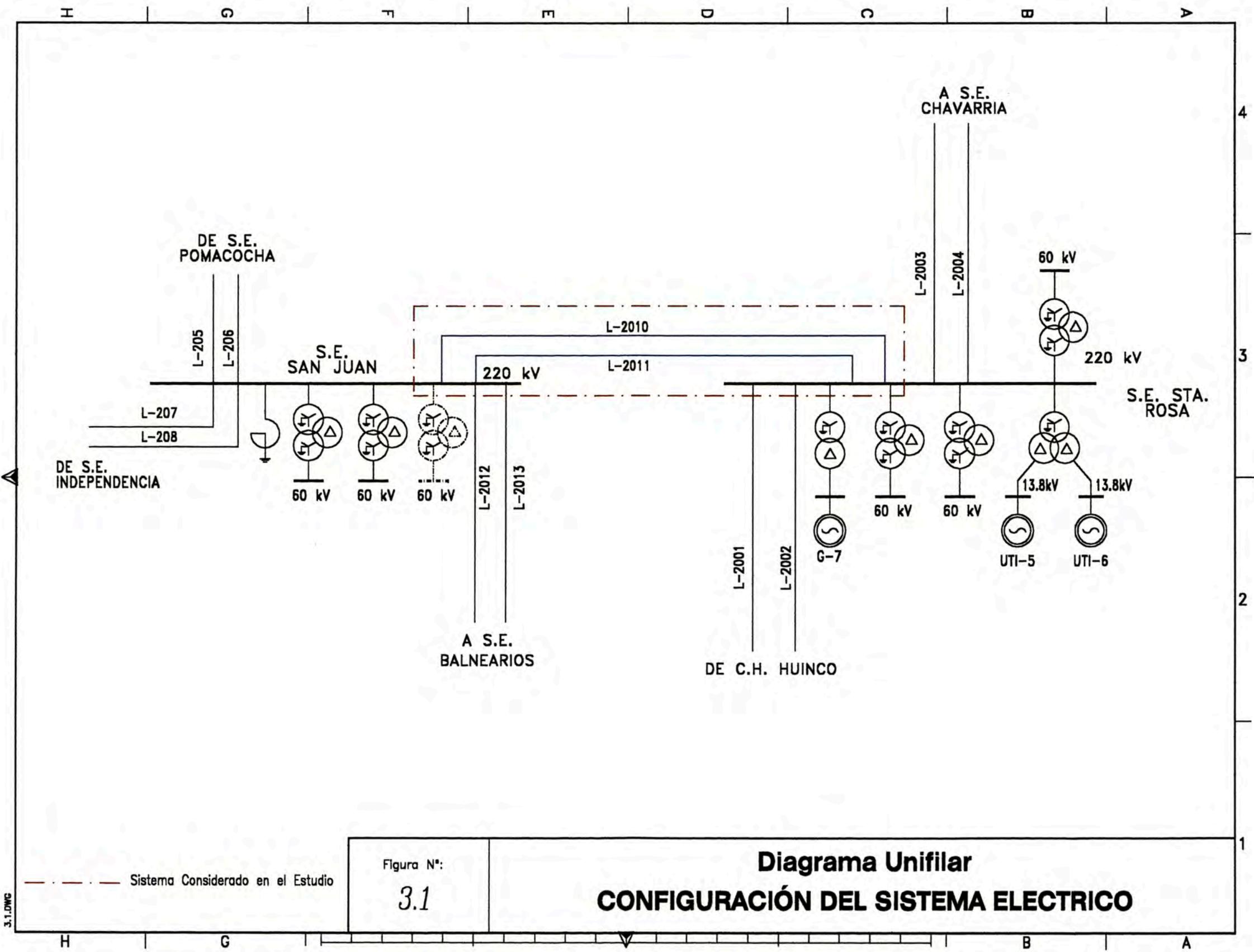


Figura N°:
3.1

Diagrama Unifilar
CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELECTRICO

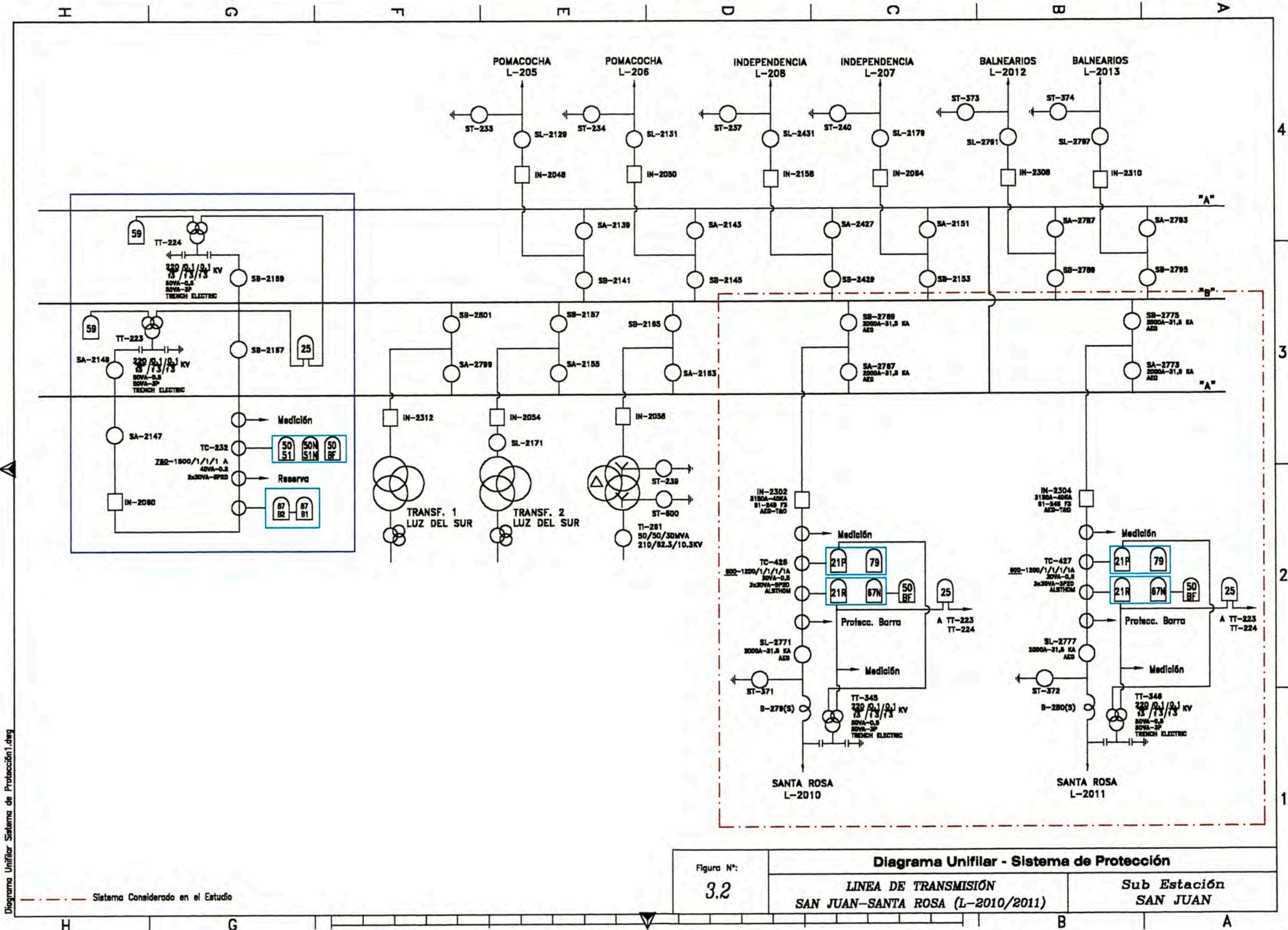
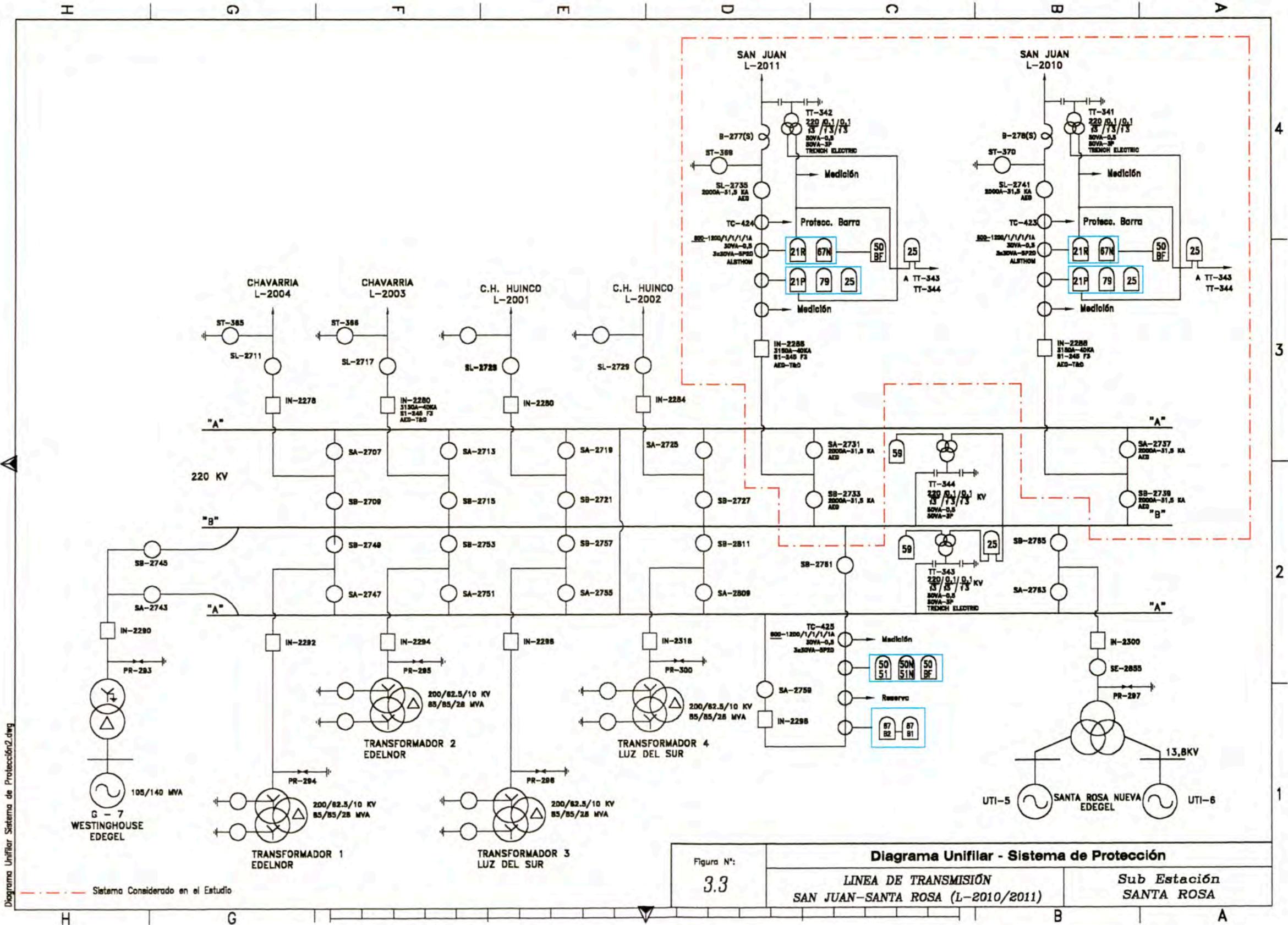


Diagrama Unifilar Sistema de Protección1.dwg

----- Sistema Considerado en el Estudio

| | | |
|--------------------------|---|--------------------------|
| Figura N°: 3.2 | Diagrama Unifilar - Sistema de Protección | |
| | LINEA DE TRANSMISIÓN SAN JUAN-SANTA ROSA (L-2010/2011) | Sub Estación SAN JUAN |



3.4. Descripción del Sistema de Protección

El equipamiento que forma parte del sistema de protección es el siguiente:

3.4.1. Transformadores de Corriente

En principio los transformadores de corriente destinados a la protección, deben asegurar una precisión suficiente para intensidades de valor igual o varias veces la intensidad nominal.

La norma IEC-185, indica que la clase de precisión está caracterizada por un número (índice de clase) y la letra "P" (inicial de protección), después de la letra "P", figura el factor límite de precisión nominal (ALF). Se dirá entonces, que para un transformador de corriente con una clase de precisión 5P20, significará que el transformador conservará la precisión de +/- 5 % para valores de corriente de falla menores ó iguales a 20 veces la corriente nominal.

En la Tabla N° 3.3 se muestra las características transformadores de corriente que se encuentran en las líneas de transmisión en estudio.

TABLA N° 3.3 : CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

| Descripción | L-2010 | | L-2011 | |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | Lado San Juan | Lado Santa Rosa | Lado San Juan | Lado Santa Rosa |
| Marca | Alstom | Alstom | Alstom | Alstom |
| Tipo | QDR-245 | QDR-245 | QDR-245 | QDR-245 |
| Código | TC-426 | TC-423 | TC-427 | TC-424 |
| Relación (I ₁ /I ₂) A | <u>600-1200/1</u> | <u>600-1200/1</u> | <u>600-1200/1</u> | <u>600-1200/1</u> |
| Potencia | 30 | 30 | 30 | 30 |
| Clase | 5P20 | 5P20 | 5P20 | 5P20 |

3.4.2. Transformadores de Tensión

Los transformadores de tensión mas empleados en la protección de líneas de transmisión son los transformadores de tensión capacitivos.

Si un transformador de tensión será utilizado para protección, normalmente debe especificarse también como un transformador de tensión de medida; para lo cual la clase de precisión esta caracterizada por un número que indica el error máximo expresado en porcentaje al +/- 5 %, este número va seguido de la letra "P", que indica protección.

En la Tabla N° 3.4 se muestra las características transformadores de tensión que se encuentran en las líneas de transmisión en estudio.

TABLA N° 3.4 : CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE TENSIÓN

| Descripción | L-2010 | | L-2011 | |
|--|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| | Lado San Juan | Lado Santa Rosa | Lado San Juan | Lado Santa Rosa |
| Marca | Trench Electric | Trench Electric | Trench Electric | Trench Electric |
| Tipo | TEVP | TEVP | TEVP | TEVP |
| Código | TT-345 | TT-341 | TT-346 | TT-342 |
| Relación (KV ₁ /KV ₂) | 220:√3 / 0.1: √3 | 220:√3 / 0.1: √3 | 220:√3 / 0.1: √3 | 220:√3 / 0.1: √3 |
| Potencia | 50 | 50 | 50 | 50 |
| Clase | 3P | 3P | 3P | 3P |

3.4.3. Tipos de Protección

En los planos 3.2 y 3.3 se muestran los diagramas unifilares del sistema de protección de las líneas de protección que enlaza las subestaciones San Juan y Santa Rosa. A continuación haremos una breve descripción de cada uno de los tipos de protección de las líneas de transmisión de 220 KV.

A. Relé de distancia principal (21P)

La protección principal está compuesta por un relé numérico ALSTOM EPAC 3522 diseñado para proveer protección rápida y selectiva ante fallas en las líneas de transmisión. La función principal de este relé es proveer protección de distancia con una característica poligonal que permite el ajuste independiente de la reactancia y la resistencia de falla, lográndose un mayor alcance y sensibilidad para las fallas con contacto a tierra que se produzcan en la línea.

El relé dispone de cinco zonas de protección independientes para ambos tipos de falla (fase-fase y fase-tierra). De los cuales la tercera zona puede ser orientada hacia delante o hacia atrás y la quinta zona siempre tiene dirección inversa.

En el Capítulo IV, se detalla las funciones que tiene habilitadas el rele EPAC.

B. Relé de distancia secundario (21R)

Se conoce que actualmente la línea de transmisión de 220 KV, San Juan – Santa Rosa, posee relés de distancia de respaldo de la marca Siemens; por lo que por razones del presente estudio, únicamente se efectuará la protección de la línea con el Relé de distancia principal Epac.

C. Relé de falla de interruptor (60BF)

Relé de marca ALSTOM, tipo KCGG 122 (unidad monofásica) de tecnología numérica. Es un relé multifunción, siendo la función principal en el presente estudio la de protección de falla de interruptor (50BF).

El temporizador arrancará en respuesta a la señal externa enviada por la protección de distancia y si al menos uno de los elementos de mínima corriente ($I_{1<}$, $I_{0<}$) detecta un flujo de corriente en el circuito.

D. Relé de sincronismo (25)

Es un relé de monitoreo de tensión y chequeo de sincronismo para ser usado con esquemas de cierre de interruptor manual o automático. Incorpora dos circuitos de medida de tensión y varios comparadores, los cuales pueden ser seleccionados vía la interface del usuario para dar señales de salida requeridos para una aplicación específica. [3]

CAPITULO IV

CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DEL RELÉ DE DISTANCIA - FILOSOFIA DEL EPAC

4.1. Introducción

Este capítulo describe el funcionamiento de los módulos que pueden ser integrados en el relé de distancia EPAC:

- la protección de distancia estándar;
- la protección de distancia para redes con neutro aislado o impedante (opción RNI y PWH);
- las protecciones complementarias:
 - protección DEF (67N) contra fallas a tierra muy resistivas;
 - protección contra sobrecargas, sobretensiones y mínima tensión.
- el recloser y el módulo asociado de control de tensión;
- las herramientas de análisis de fallas:
 - las informaciones de base proporcionadas por el EPAC;
 - el localizador de fallas (opcional);
 - la oscilografía (opcional).
- los interfaces de diálogo operador:
 - desde el programa “Protection Access Software & Toolkit”;
 - el diálogo operador con el EPAC desde el programa WinEPAC;
 - la pantalla localizada en el panel frontal del EPAC.
- los interfaces de comunicación con sistemas externos:

- interfaz con un sistema de control vía el protocolo VDEW o KBUS-COURIER;
- interfaz de sincronización mediante una señal horaria externa
- interfaz de intercambio de datos de oscilografía.

Para cada módulo se indica la lista de entradas/salidas programables. Estas entradas/salidas pueden ser asociadas a contactos sobre la(s) tarjeta(s) de entradas/salidas del EPAC mediante el diálogo operador.

En el presente capítulo se describirá las funciones habilitadas al relé Epac, en función a la protección de la línea en estudio, haciendo mención a algunas funciones adicionales que dispone el relé.

4.2. Funcionamiento General del Relé EPAC

El EPAC protege el tramo de red eléctrica al cual ha sido asociado. Detecta y analiza las fallas eléctricas y, eventualmente, dispara una o varias fases del interruptor.

La primera tarea consiste en adquirir las tensiones y las intensidades proporcionadas por los transformadores de tensión y de corriente que informan a la protección. Estas señales son acondicionadas para filtrar las señales parásitas y trabajar únicamente con las señales características.

Las señales filtradas son analizadas, a continuación, por los diversos módulos de protección para detectar cualquier falla. Cuando se detecta una falla, algoritmos específicos la analizan para descubrir sus características y, si es necesario, ordenar el disparo del interruptor.

4.3. Adquisición y Pre - Procesamiento de Magnitudes Eléctricas

El relé de distancia EPAC es una protección numérica que puede trabajar a partir del modelo global de la línea. Las magnitudes analógicas medidas son digitalizadas y filtradas para eliminar de ellas los ruidos y las magnitudes transitorias que no son modeladas, en la figura 4.1 se muestra el diagrama de bloques de la adquisición y el pre-procesamiento de los datos que sigue el relé:

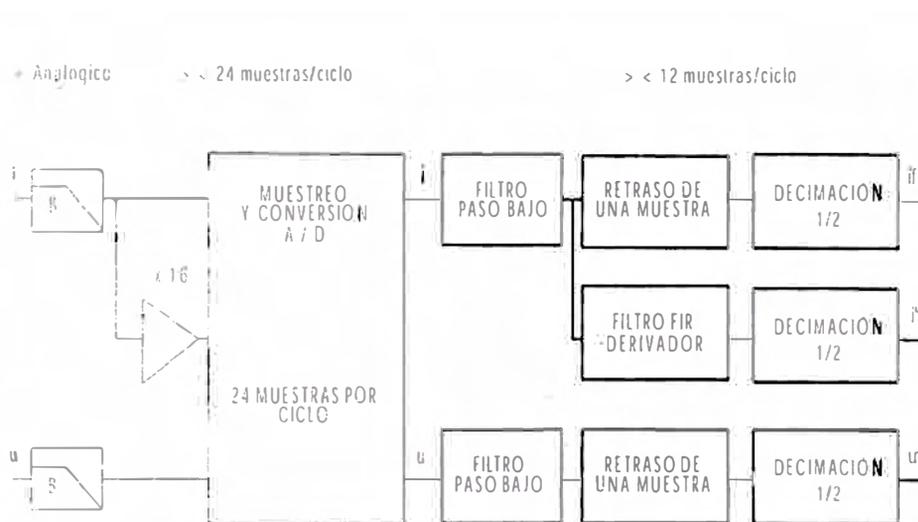


Figura 4.1. Adquisición y pre-procesamiento de señales

4.3.1. Adquisición

El relé EPAC está diseñado para la adquisición de la siguiente data:

- las tres tensiones y las tres intensidades de fase;
- la intensidad homopolar;
- la tensión de barras;
- la tensión imagen de las intensidades residuales de las líneas en paralelo, utilizada por la función de localizador de fallas.

Estas 9 entradas analógicas son filtradas, con la finalidad de eliminar las frecuencias altas que no puedan ser muestreadas correctamente.

La conversión analógica/digital se realiza con un convertidor que permite obtener:

- tensiones expresadas en 11 bits de datos + 1 bit de signo;
- intensidades expresadas en 15 bits de datos + 1 bit de signo.

4.3.2. Pre – Procesamiento

El pre-procesamiento consiste en acondicionar y filtrar las magnitudes medidas.

A. Acondicionamiento de señales

Esta etapa consiste en:

- Corregir los errores de los filtros y amplificadores analógicos;
- Elegir la escala a aplicar para cada muestra de la entrada de intensidad.
- Medir la frecuencia de la red. Esta medida se realiza sobre la entrada de tensión VA midiendo el tiempo entre dos cruces por cero.

B. Filtrado de señales

Esta etapa tiene por finalidad eliminar las frecuencias parásitas (ruidos) y calcular las derivadas de las intensidades utilizadas por los algoritmos.

4.4. **Protección de Distancia Estándar**

La protección de distancia es la función principal del relé EPAC. Su función es detectar y eliminar lo más rápida y selectivamente posible las fallas detectadas en la red. El relé EPAC puede utilizar dos modos de protección, en función de la posición a proteger, el modo de protección de distancia direccional para líneas aéreas, cables subterráneos y transformadores, y el modo de desacoplo de barras, para la protección de barras.

Dentro del alcance de nuestro estudio, contemplaremos la protección para líneas aéreas.

Cuando se detecta una falla, la protección de distancia

- selecciona la(s) fase(s) en falla
- determina la dirección de la falla
- dispara, si es necesario, la(s) fase(s) en falla, en coordinación o no con la protección situada en el extremo opuesto de la línea.

Su funcionamiento está basado en la utilización conjunta de dos tipos de algoritmos

- algoritmos “Rápidos”.- que utilizan sólo las magnitudes superpuestas características de una falla;
- algoritmos “Clásicos” que utilizan las magnitudes medidas durante la falla, como lo hacen las protecciones convencionales.

Los algoritmos “Rápidos” son prioritarios sobre los “Clásicos”. Estos últimos sólo se aplican si, después de la detección de una falla, los algoritmos “Rápidos” no han podido tratar el problema en menos de 40 ms.

4.4.1. Detección de Falla, Selección de Fase y Determinación de la Dirección

A. Algoritmos “Rápidos”

Estos algoritmos permiten:

- Detectar la aparición de la falla comparando las magnitudes de superposición a un umbral que está situado lo bastante bajo como para ser superado cuando aparece una falla y lo suficientemente alto para no ser superado cuando se realizan maniobras del aparellaje en los extremos de la línea (por ejemplo, apertura o cierre de interruptores).
- Determinar la dirección de la falla. Como la falla es el único generador de magnitudes de superposición, es posible determinar su dirección midiendo el sentido del tránsito de la energía de superposición.

- Realizar la selección de fase. Como las magnitudes de superposición no incluyen las intensidades de carga, es posible realizar una eficiente selección de fase amperimétrica.

Modelización de una falla

Considerando una red en un estado estable, al aparecer una falla se establece un nuevo régimen. Si no se produce ninguna otra modificación, las variaciones entre los dos regímenes (antes y después de la aparición de la falla) son provocadas por la propia falla. Si los dos regímenes están incluidos en el mismo dominio lineal, se puede aplicar el teorema de superposición: “el régimen después de la aparición de la falla es la suma de las magnitudes del régimen antes del defecto y de las magnitudes características de la falla”. Para estas últimas, la falla se comporta como una fuente y los generadores como impedancias pasiva, en la figura 4.2, se muestran las magnitudes eléctricas que intervienen en una falla.

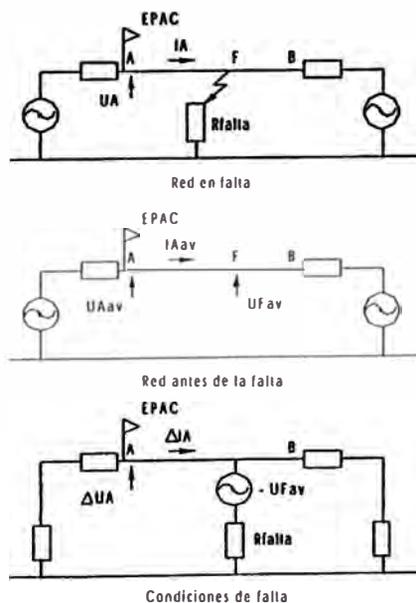


Figura 4.2. Magnitudes eléctricas de falla

La modelización es aplicable, siempre y cuando:

Las condiciones antes y después de falla conserven las características de linealidad.

- Que las únicas perturbaciones sean las debidas a la falla.
- Que las condiciones antes de la aparición de la falla sean conocidas con precisión.
- Que las características de las fuentes no hayan cambiado sensiblemente.

Cuando estas condiciones se cumplen, las magnitudes de superposición caracterizan la falla y permiten filtrar los valores prefalla, como por ejemplo los valores de carga. La red se denomina entonces “sana” antes de la aparición del defecto.

Vigilancia del estado de la red

El estado de la red es supervisado permanentemente para saber si pueden aplicarse los algoritmos “Rápidos”. Así, para que puedan ser utilizados estos algoritmos, es necesario que la red esté “sana”, lo que se cumple si:

- la línea no ha sido abierta;
- todas las tensiones están comprendidas entre 70% y 130% de la nominal
- la tensión residual es inferior al 10% de la nominal
- la corriente residual es inferior a (10% de la nominal + 3,3% de la intensidad máxima circulante por una de las fases)
- no hay detección de oscilación de potencia;
- los puntos de impedancia están fuera de la característica
- se ha podido determinar la frecuencia.

Para que la red sea declarada “sana” es necesario que se verifiquen estas condiciones durante al menos 160 ms.

Detección de una transición

Para detectar una transición, el EPAC compara los valores de las muestras de corriente y de tensión en el instante “t” con los valores calculados a partir de los valores memorizados en los dos periodos anteriores, lo que gráficamente se visualiza en la figura 4.3.

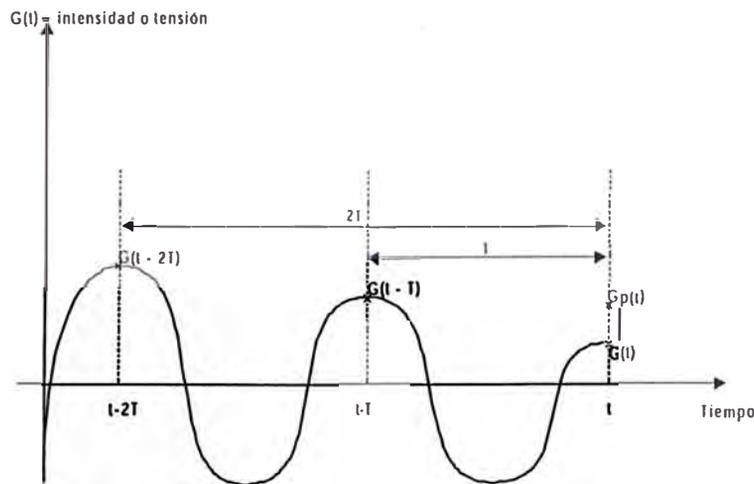


Figura 4.3. Obtención de las magnitudes de transición

$$G_p(t) = 2G(t-T) - G(t-2T) \text{ con } G_p(t) = \text{magnitud calculada}$$

Consideramos que hay transición para una de las magnitudes de entrada (intensidad o tensión) si $(G(t) - G_p(t))$ es superior en valor absoluto a un umbral igual a $0,2 \ln$ ó $0,1 U_n \sqrt{3}$

Se denomina $\Delta G(t) = G(t) - G_p(t)$ a la magnitud incremental (de transición) relativa al valor medido G .

Determinación de la dirección

La detección incremental de la dirección de la falla se realiza de manera global a partir del signo de la energía trifásica relativa a las magnitudes de transición, magnitudes características de la falla.

Selección de fase

La selección de fase está basada en la comparación de las magnitudes de transición relativas a las derivadas de las intensidades I_A , I_B , e I_C .

Se utilizan las derivadas de las intensidades a fin de inhibirse de los efectos de la componente DC de las corrientes.

B. Algoritmos “Clásicos”

Estos algoritmos no utilizan las magnitudes de superposición sino las magnitudes medidas durante la aparición de la falla. Están basados fundamentalmente en la medida de distancia y de resistencia.

Se utilizan si:

- El régimen prefalla no ha podido ser modelado;
- Las magnitudes de superposición no provienen únicamente de la falla.

Esto puede ser si:

- hay cierre sobre falla;
- la aparición de la falla es suficientemente anterior como para que los generadores hayan tenido tiempo de modificar su régimen o que las medidas correctivas, p.e. apertura de interruptores, hayan sido tomadas. Este es generalmente el caso más allá de zona 1.
el régimen no es lineal.

los algoritmos clásicos se adaptan mejor a ciertas condiciones particulares, su inclusión permite una mejor cobertura. Esto permite al EPAC a responder exigencias de dos principios de protección independientes. Los algoritmos “clásicos” están activados permanentemente, simultáneamente a los “rápidos”. La elección entre unos y otros resultados depende de éstos, así como del instante del ciclo de protección.

La medida de distancia que permite definir la zona en que se encuentra en falla se efectúa sobre el bucle seleccionado algoritmos “rápidos” o “clásicos”. Esta medida utiliza las magnitudes del régimen de falla y se vincula, por lo tanto, a los “clásicos”.

Calculo de la Medida de la Distancia y de Resistencia/Reactancia

Para medir la distancia y la resistencia aparente de un defecto, se resuelve, sobre el bucle en falla, tomando como esquema, la figura 4.4 y una ecuación del tipo:

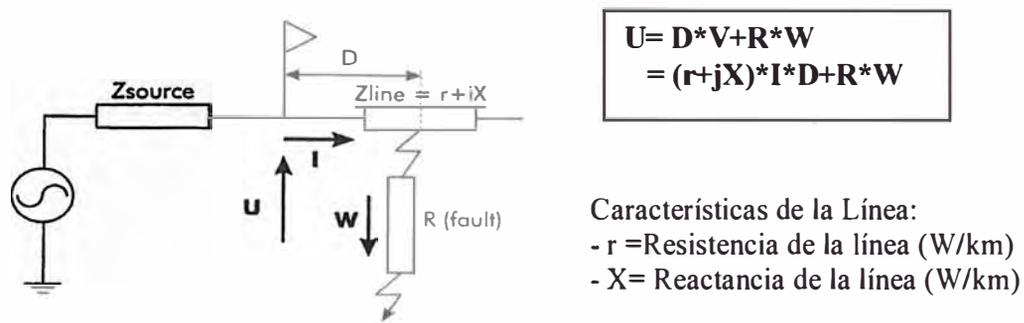


Figura 4.4. Medida de distancia y de resistencia.

Características de la Falla:

- D = Distancia de la falla (Km.)
- I = Corriente de falla de la fase fallada, medida por el relé (A)
- R = resistencia aparente de falla (W)
- dI/dt = derivada de la corriente de falla
- $V = (r + jX) * I$ = caída de tensión por unidad de longitud de la línea (V/km)
- U = voltaje medido por el relé (V)
- W = corriente de falla que pasa a través de la resistencia de falla (A)
- I_r = corriente residual

Las impedancias directas y homopolares se toman como modelos de la línea.

El EPAC permite la utilización de dos impedancias homopolares diferentes:

- Z01: impedancia homopolar que sirve para calcular las fallas situados en zona 1
- Z02: impedancia homopolar que sirve para calcular las fallas situadas en zona 2,3, arranque y zona 5 (hacia atrás).

La intensidad I_r se utiliza durante los primeros 40 ms para modelizar la intensidad de la falla, lo que permite inhibirse de la intensidad de carga si no se realiza ninguna maniobra de interruptores durante este tiempo. Después de 40 ms, se utiliza la intensidad de carga.

4.4.2. Decisión de zona

La decisión de zona consiste en determinar el intervalo de distancia-resistencia, en el que se encuentra una falla tratada por los algoritmos “Rápidos” o por los algoritmos “Clásicos”.

A. Modo de protección de distancia direccional

La protección de líneas cortas necesita tener una cobertura resistiva baja con el fin de disminuir el error de medida. Se han definido tres zonas hacia delante, una hacia detrás y una zona ajustable en dirección (hacia delante o hacia detrás). Estas zonas están limitadas

- en impedancia, por Z1, Z2, Z3, Z4 y Z5;
- en resistencia, por R1M, R1B, R2, R3.

La zona 1 posee una cobertura resistiva diferente para los bucles monofásicos y los trifásicos.

La zona 5 es una zona hacia detrás. La temporización asociada a esta zona permite una eliminación más rápida de las fallas hacia detrás.

La zona 3 puede ajustarse hacia delante o hacia detrás. Ajustada hacia detrás, permite, junto con la zona 5, beneficiarse de dos zonas y dos temporizaciones diferentes para la gestión de las fallas hacia detrás. Para mejor detalle, la figura 4.5 muestra las zonas disponibles del Epac.

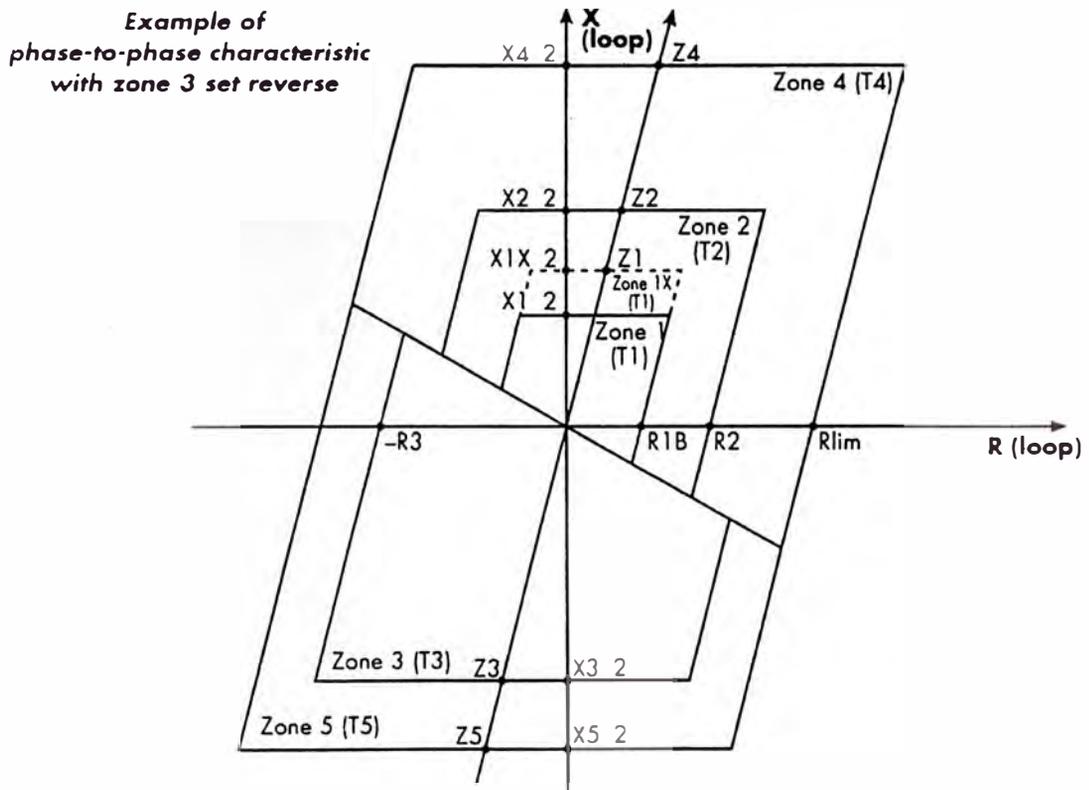
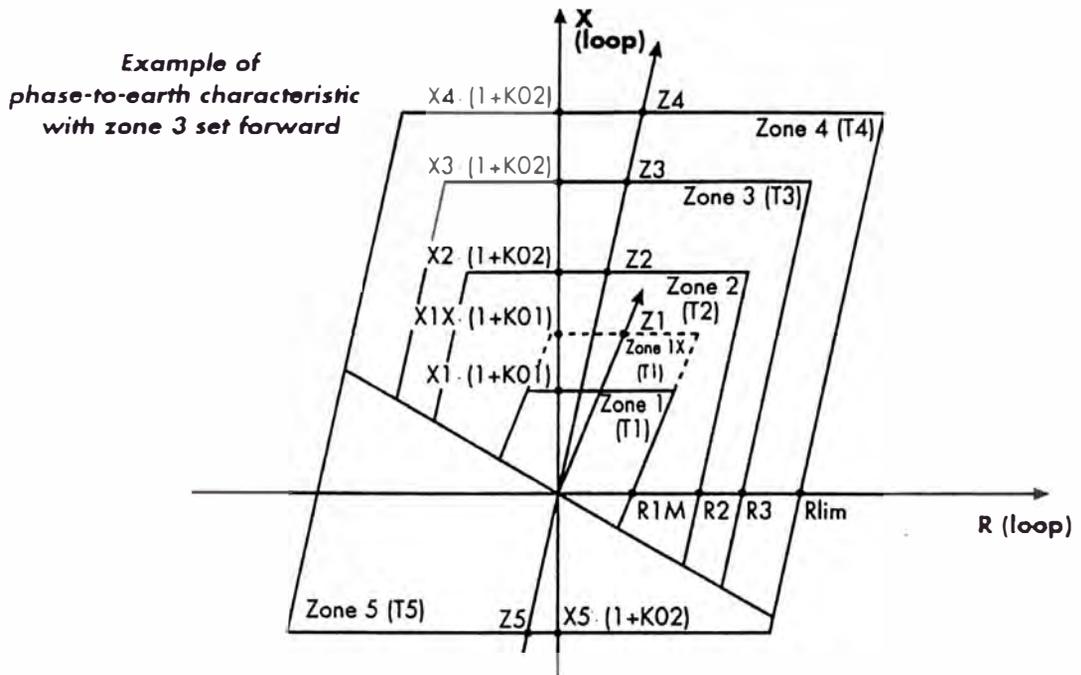


Figura 4.5. Características de las zonas para una línea

4.4.3. Secuencia de los Algoritmos

Supongamos que el relé se encuentra en el estado 0 (línea energizada), lo que supone supervisión sobre una línea sana.

En la figura 4.6 se esquematiza la secuencia del algoritmo.

Cuando se produce una falla en la red, el arranque del relé puede ser provocado por los algoritmos rápidos o por una convergencia dentro de la característica de arranque (algoritmo clásico).

Si es el algoritmo “rápido” el que hace arrancar al relé, el EPAC pasa al estado 1, se activan los temporizadores, y es este algoritmo el que determina la dirección y selección de fases. La distancia a la falla y la resistencia son calculadas algoritmo de medida.

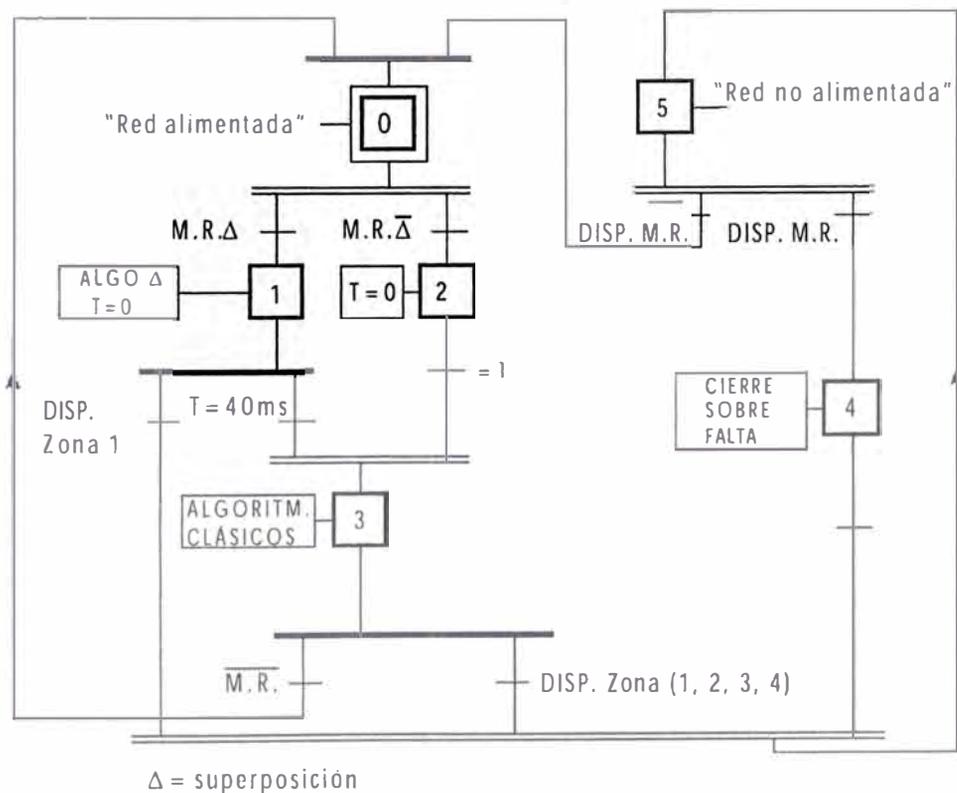


Figura 4.6. Secuencia de Algoritmos

Si el EPAC dispara antes de 40 ms, el relé pasa directamente al estado 5 (línea no alimentada), en caso contrario, tras 40 ms, pasa al estado 3 (pasa al arranque del algoritmo clásico).

En el caso de un arranque por los algoritmos clásicos el EPAC pasa al estado de inicio de estado, activan los temporizadores y el EPAC pasa al estado 3.

En el estado 3, se utiliza únicamente el algoritmo “clásico” para la selección de la determinación de la dirección. La medida de distancia se realiza a partir resultados del algoritmo de supervisión sobre el bucle en falla.

El estado 5 corresponde a línea desenergizada con interruptor abierto. Si en este estado se produce un cierre sobre falla, el relé pasa al estado 4 y dispara en trifásico. Si por el contrario no se detecta falla en el momento del cierre se pasa al estado 0.

4.4.4. Lógica de Disparo

Es posible elegir entre tres modos de disparo:

- disparo monofásico para fallas monofásicas en zonas 1 y 2, y disparo trifásico para las zonas 3 y 4.
- disparo monofásico en zona 1 solamente.
- disparo trifásico para todo tipo de falla.

Se asocian 5 temporizaciones a las 6 zonas existentes. La zona 1 y la de zona 1 extendida tienen la misma temporización.

La asignación de temporizaciones a las zonas pueden ser modificadas por las siguientes acciones suplementarias:

- la teleprotección
- la reducción de zona.

Se puede sellar, mediante un ajuste, el contacto de disparo, condicionándolo a la presencia de intensidad en la fase considerada. Esto se realiza comparando la intensidad de la fase en falla con un umbral programable (SEALIN).

4.4.5. Lógica de Disparo con Teleprotección

La teleprotección permite modificar a distancia las características de la protección.

El EPAC dispone de entradas/salidas lógicas que permiten el funcionamiento con esquemas de teleprotección. Las condiciones de emisión y las acciones tomadas a la recepción de una señal de teleprotección pueden ajustarse de forma independiente.

Así, es posible ajustar:

- tipo de teleprotección a aplicar,
 - en la línea principal,
 - en la línea en 1, si es el caso;
- utilización de dos señales de teleprotección;
- condición de emisión de las señales de teleprotección;
- modo de fuente débil (Weak Infeed)..

A. Esquemas Asistidos

Los modos de teleprotección son una combinación entre dos tipos de características:

- el alcance de las protecciones: alcance reducido (subalcance) o extendido (sobrealcance).
- el tipo de señales a intercambiar: señales de permiso o aceleración y señales de bloqueo.

a) Protección en modo de subalcance con aceleración de zona

Este modo se utiliza generalmente para proteger líneas de media y larga distancia, en la figura 4.7 se muestra el esquema de teleprotección en mención.

Si el relé C detecta una falla en la zona 1 o zona 2 (según la configuración seleccionada), dispara en el tiempo de la zona 1 y envía una señal de aceleración al relé D.

Si el relé D detecta la falla en la zona 1:

- y recibe una señal de aceleración de zona del relé C, dispara en el tiempo de la zona 1
- Si no recibe ninguna señal de aceleración de zona del relé C, el relé dispara en el tiempo de la zona 2.

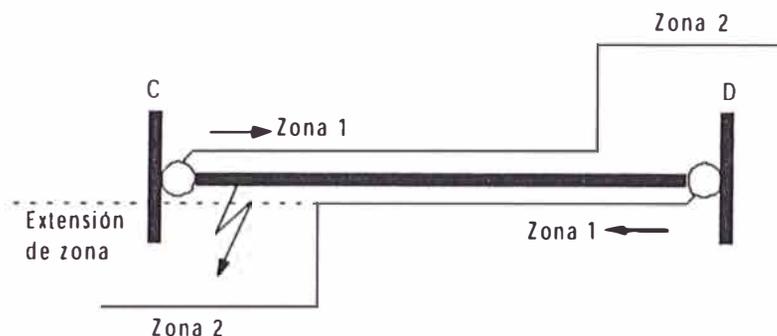


Figura 4.7 Disparo en modo subalcance y aceleración de zona

b) Protección en modo de sobrealcance permisivo

Este modo se utiliza generalmente para proteger líneas de media y larga distancia, afectando normalmente disparos en la zona 1, con ajustes de la zona 2 más allá de la línea protegida, en la figura 4.8 se muestra el esquema de teleprotección en mención.

Si el relé C detecta una falla en la zona 1 o zona 2 (según la configuración seleccionada), envía una señal de autorización al relé D.

Si el relé D detecta la falla en la zona 1:

- y recibe una señal de autorización del relé C, dispara en el tiempo de la zona 1.
- Si no recibe ninguna señal de autorización del relé C, el relé dispara en el tiempo de la zona 2, subsecuentemente en ese caso, la falla está mas allá de la línea protegida.

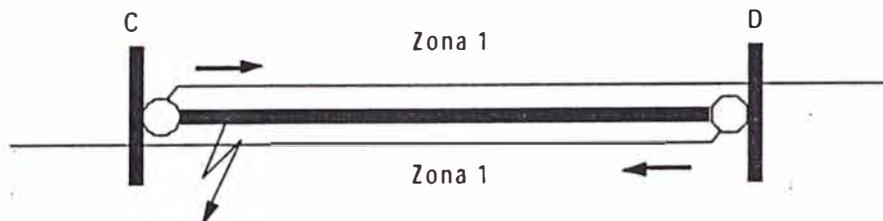


Figura 4.8. Disparo en modo de sobrealcance permisivo

c) Protección en modo de sobrealcance a bloqueo

Este modo se utiliza generalmente para proteger líneas cortas y afectas a los disparos en zona 1 con ajustes de la zona más allá de la línea protegida, en la figura 4.9 se muestra el esquema de teleprotección en mención.

Si el relé C detecta una falla en la zona 5 (reversa), envía una señal de bloqueo al relé D.

Si el relé D detecta la falla en la zona 1:

- y recibe una señal de bloqueo del relé C, el relé dispara en el tiempo de la zona 2, en ese caso, la falla esta mas allá de la línea protegida.

- Si no recibe ninguna señal de bloqueo del relé C, el relé dispara en el tiempo de la zona 1, adicionando a este, el tiempo de transmisión del relé.

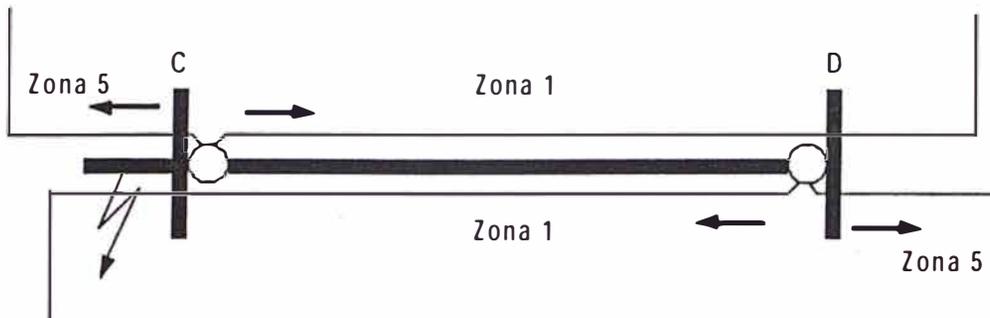


Figura 4.9. Disparo en modo de sobrealcance con bloqueo

d) Protección en modo de subalcance a bloqueo

Este modo se utiliza generalmente para proteger líneas cortas en las que se puede hacer un ajuste de la zona 1. Afecta a los disparos en zona 2, en la figura 4.10 se muestra el esquema de teleprotección en mención.

Cuando el relé C detecta una falla en la zona 5 (reversa), envía una señal de bloqueo al relé D.

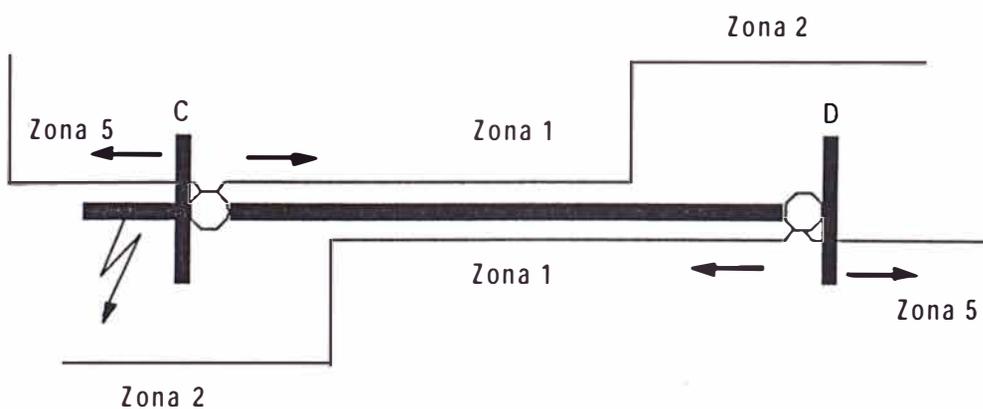


Figura 4.10. Disparo en modo de subalcance con bloqueo

Si el relé D detecta la falla en la zona 2:

- y recibe una señal de bloqueo del relé C, el relé dispara en el tiempo de la zona 2, en ese caso, la falla esta mas allá de la línea protegida.
- Si no recibe ninguna señal de bloqueo del relé C, el relé dispara en el tiempo de la zona 1, adicionando a este, el tiempo de transmisión del relé.

e) Protección en modo de subalcance permisivo

Este modo se utiliza cuando las condiciones de selectividad no son fiables, en la figura 4.11 se muestra el esquema de teleprotección en mención.

Cuando el relé C detecta una falla en la zona 1 o zona 2 (según la configuración seleccionada), envía una señal de autorización al relé D.

Si el relé D detecta la falla hacia adelante:

- y recibe una señal de autorización del relé C, dispara en el tiempo de la zona 1.
- Si no recibe ninguna señal de autorización de zona del relé C, el relé dispara en el tiempo al cual esta asociado su zona de ajuste, para la falla (T1 para zona 1, T2 para zona 2, T3 para zona 3, etc).

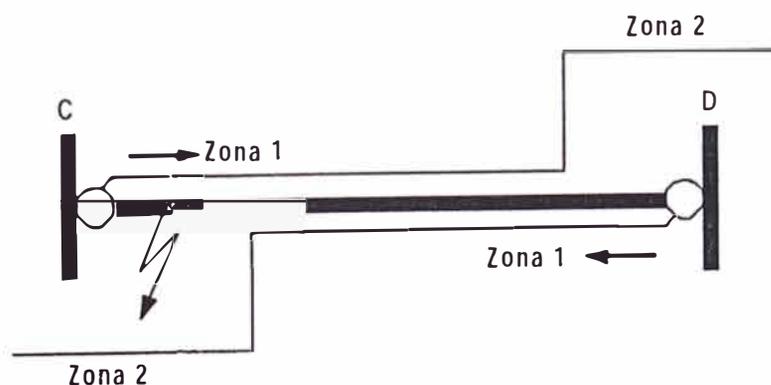


Figura 4.11. Disparo en modo de subalcance permisivo

f) Utilización de dos señales de teleprotección

Si el canal de comunicación corre riesgo de ser perturbado por una falla situada en la línea, es útil emplear dos señales complementarias. El principio se basa en el hecho de que la comunicación se perturba para una falla sobre la línea protegida, y no lo hace para una falla externa.

El EPAC ofrece dos alternativas posibles:

- modo de desbloqueo;
- modo de pérdida de portadora.

Estos modos de transmisión de señales de teleprotección no son compatibles con los modos de Subalcance con bloqueo ó Sobrealcance con bloqueo.

4.4.6. Arranque por Sobrecorriente

Esta función permite tratar las fallas detectadas más allá de la característica de arranque. Se encarga de disparar en trifásico en caso de superar el umbral de corriente durante un tiempo determinado. Constituye una protección de emergencia hacia delante y/o hacia detrás.

Esta función está asociada a dos umbrales de corriente ajustables: un umbral alto denominado $I>$ y un umbral muy alto denominado $I>>$. Se puede asociar una dirección a cada uno de estos umbrales de forma que se contemple únicamente los casos que superen el umbral a un lado u otro de la protección. Cada umbral de corriente tiene asociado un temporizador ajustable. El funcionamiento del arranque por sobrecorriente depende de la dirección que, eventualmente, afecte a los umbrales. Esta función sólo arranca si no se ha confirmado un arranque basado en impedancia o una condición de fallo fusible.

La función de arranque por sobrecorriente permite seleccionar uno ó dos umbrales de corriente. También puede ser inhibida.

4.4.7. Funciones Asociadas a la Protección de Distancia

A. Detección de oscilación de potencia

El fenómeno de oscilación de potencia se debe a un desequilibrio en la red durante una variación brusca de la carga. Esto se traduce en una pérdida de sincronismo entre las fuentes equivalentes de una y otra parte de la línea protegida.

El dispositivo de detección de oscilación de potencia permite evitar un disparo inútil cuando el punto de la impedancia medida entra en la característica de arranque.

La figura 4.12 nos permite observar las características de una oscilación de potencia.

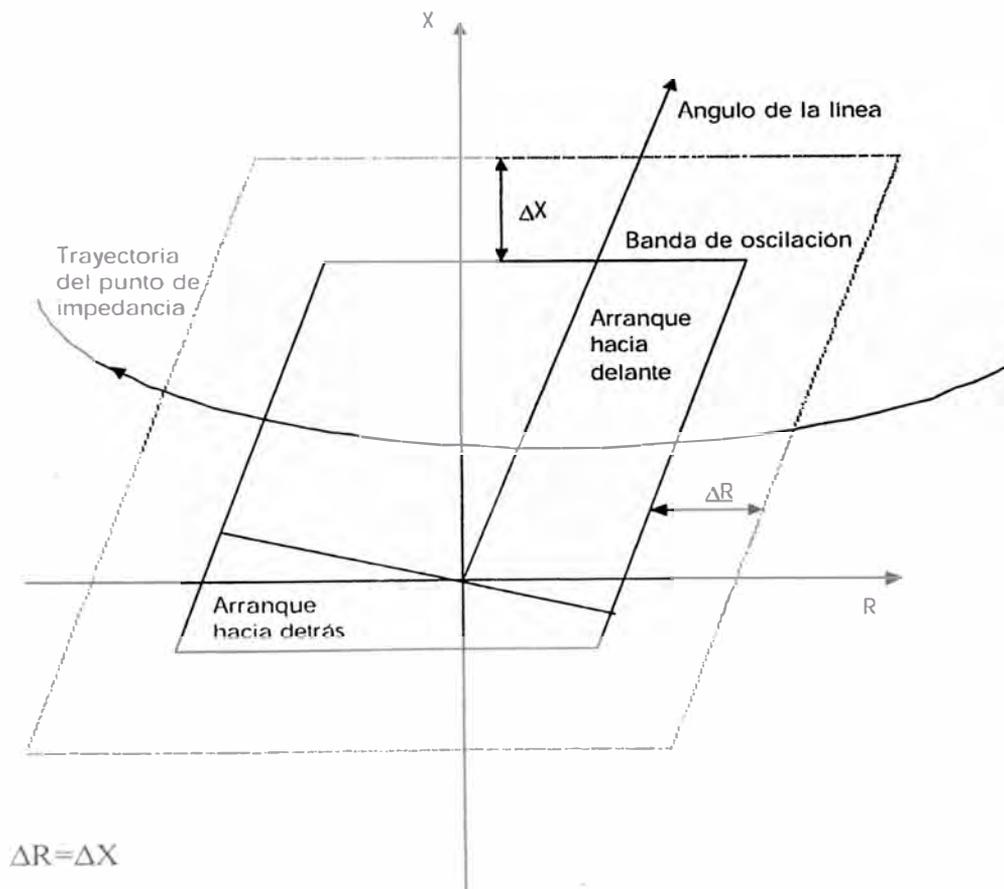


Figura 4.12. Oscilación de potencia.

Detección de oscilación de potencia

Este módulo permite detectar toda oscilación de potencia o pérdida de sincronismo en las inmediaciones de la característica de convergencia de bucle, de forma que la protección de distancia no dispare intempestivamente sobre el interruptor asociado.

La detección de oscilación de potencia depende del estado de la línea a proteger.

Línea cerrada

La oscilación de potencia se caracteriza por la aparición simultánea de 3 puntos de impedancia en el arranque. Su velocidad de entrada es más pequeña que en caso de una falla trifásica.

Una oscilación de potencia se detecta cuando:

- al menos una impedancia monofásica está dentro de la zona de arranque tras haber atravesado la banda de oscilación en un tiempo superior a 5 ms;
- los tres puntos de impedancia permanecen más de 5 ms dentro de la oscilación de potencia.

Línea en ciclo de reenganche monofásico

En este caso, la oscilación de potencia no se hace más que sobre dos fases.

Una oscilación de potencia se detecta cuando:

- al menos una impedancia monofásica está dentro de la zona de arranque tras haber atravesado la banda de oscilación en un tiempo superior a 5 ms;
- los dos puntos de impedancia permanecen más de 5 ms dentro de la oscilación de potencia.

Condiciones de desacoplo de línea

Durante una oscilación de potencia, puede ser necesario disparar con el fin de desacoplar las dos fuentes desincronizadas. En este caso, existen

diferentes opciones de bloqueos y desbloques. Esto permite evitar el disparo de todas las protecciones situadas entre las dos fuentes, tal como se muestra en la figura 4.13.

En caso de haber una oscilación de potencia es posible bloquear:

- zonas, para definir aquéllas donde se prohíbe cualquier disparo;
- emisión de teleprotección;
- recepción de teleprotección.

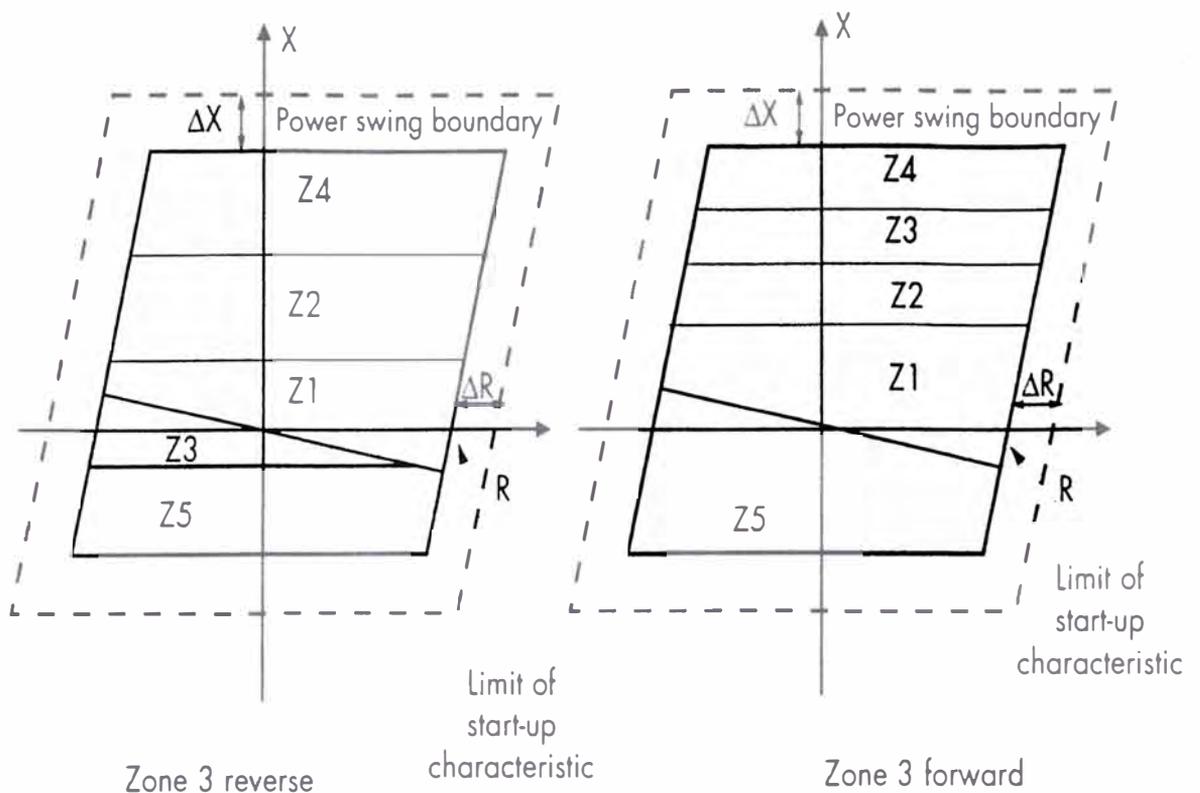


Figura 4.13. Características de la oscilación de potencia.

Lógica de disparo

Cuando un punto de impedancia sobrepasa el límite de la banda de oscilación de potencia, se arranca un temporizador ajustable.

Si el punto de impedancia sobrepasa de nuevo la característica de arranque fin de la temporización, no se efectúa ningún disparo y se reinicializa la temporización ajustable.

Si el punto de impedancia está siempre presente en el interior de la característica de arranque, se ordena un disparo trifásico.

Desbloqueo de las zonas de penduleo

Para proteger la red contra un defecto que aparezca durante una oscilación de potencia, las señales de bloqueo pueden ser inhibidas cuando se superen determinados umbrales de intensidad. Estos criterios ajustables son:

- un umbral de intensidad residual igual a $0,1 \cdot I_n + X (\%) \cdot I_{max}$;
- un umbral de intensidad de secuencia inversa igual a $0,1 I_n + X (\%) I_{max}$;
- un umbral de intensidad de fase igual a $K \cdot I_n$.

donde:

- K: umbral de corriente máxima en una fase;
- X (%): umbral de intensidad expresado en %;
- I_{max} : intensidad máxima en una de las tres fases.

B. Detección de falla después de una apertura monofásica (condición de polo abierto)

Tras una apertura monofásica del interruptor, si los transformadores de tensión están del lado de línea, la desaparición de la intensidad y de la tensión de la fase correspondientes, permiten al EPAC detectar un ciclo monofásico.

Si los transformadores de tensión están del lado de barras, la energización de la entrada “discordancia de polos” permite a la protección detectar un ciclo monofásico.

Si aparece otra falla durante un ciclo monofásico o justo después de que la haya repuesto en la fase correspondiente, la protección determina la dirección y la selección de fase. Dependiendo del resultado, dispara o no.

C. Detección de fallo fusible de línea o de barras

El EPAC realiza la supervisión del estado de los fusibles de los transformadores de tensión de línea o de barras. Si uno de los fusibles no está operativo, el EPAC:

- inhibe todo disparo de la protección;
- si la señalización de fallo fusible permanece presente al final de un temporizador ajustable, se emite una alarma de fallo fusible confirmado.

La presencia de la señalización de fallo fusible indica el fallo de fusible confirmado.

Tras la detección de fallo de fusible, la señalización permanece hasta que se cumpla las siguientes condiciones:

- No se detecta ningún fallo fusible interno o externo ni de barras;
- La línea está abierta o la red se considera sana.

Detección de una falla durante un fallo de fusible de línea confirmado

Cuando un fallo de fusible está confirmado, las funciones de protección siguientes están bloqueadas:

- protección de distancia;
- arranque amperimétrico.

Una función de protección complementaria, basada en umbrales de intensidad temporizados, permite tratar las fallas que, eventualmente, puedan suceder durante un fallo de fusible confirmado.

D. Protección contra cierres sobre falla

Esta función sirve para proteger contra reenganches monofásicos sobre falla.

Para ello, el EPAC debe:

- detectar toda transición que indique un cierre del interruptor;
- detectar todo cierre sobre defecto;
- disparar trifásico si detecta un defecto después de un cierre.

Detección de transición que señala cierre

Para conocer el estado de la línea, se vigilan las amplitudes de intensidades y tensiones fase a fase. Si las intensidades son inferiores a $0,1 I_n$ y las tensiones son inferiores a $0,7 V_n$, el interruptor se considera abierto. Se detecta transición cuando las intensidades y tensiones superan estos umbrales en sentido creciente.

Detección de cierre sobre falla

Un cierre se denomina sobre falla si se verifica alguna de las siguientes condiciones:

- una de las intensidades de fase supera el umbral amperimétrico ajustable de detección de falla.
- un bucle converge en el interior de la característica de arranque.

4.4.8. Entradas / Salidas Asociadas

Las Tablas N°s 4.1 y 4.2 detallan las entradas y salidas vinculadas al relé Epac, según las opciones de protección ya mencionadas anteriormente.

TABLA N° 4.1 : ENTRADAS ASOCIADAS AL RELÉ

| NOMBRE DE LA ENTRADA | SIGNIFICADO |
|-----------------------------|---|
| Fallo fusible | Señal externa de fallo fusible |
| Cierre manual | Cierre manual externo, señal: "cierre interruptor" |
| Recepción teleprotección | Recepción de una señal de teleprotección |
| Recepción tele 3 extr. | Recepción de la señal de teleprotección, línea 3 |
| Bloqueo protección | Bloqueo de la protección mediante orden externa |
| Acoplamiento trifásico | Disparo trifásico mediante orden externa |
| Desbloq. Presencia AF | Desbloqueo Protección por "Presencia AF" |
| Desbl. Presencia AF 3 extr. | Desbloqueo Protecc. por "Presencia AF", línea 3 extr. |
| Reducción de zona | Señal de reducción de zona del reenganche. |

TABLA ° 4.2 : SALIDAS ASOCIADAS AL RELÉ

| NOMBRE DE LA SALIDA | SIGNIFICADO |
|----------------------------|---|
| Disparo A | Disparo de la fase A por la protección de distancia |
| Disparo B | Disparo de la fase B por la protección de distancia |
| Disparo C | Disparo de la fase C por la protección de distancia |
| Disparo monofásico | Disparo monofásico por la protección de distancia |
| Disparo trifásico | Disparo trifásico por la protección de distancia |
| Falla fase A | Señalización de falla en la fase A |
| Falla fase B | Señalización de falla en la fase B |
| Falla fase C | Señalización de falla en la fase C |
| Dirección adelante | Señalización de falla hacia delante |
| Dirección atrás | Señalización de falla hacia detrás |
| Falla zona 1 | Falla detectada en zona 1 |
| Falla zona 2 | Falla detectada en zona 2 |
| Falla zona 3 | Falla detectada en zona 3 |
| Falla zona 4 | Falla detectada en zona 4 |
| Falla zona 5 | Falla detectada en zona 5 (zona atrás) |
| Arranque | Arranque de la protección de distancia |
| Falla polifásica | Señalización de falla polifásica |
| Falla monofásica | Señalización de falla monofásica |
| Emisión teleprotección | Emisión de una orden de teleprotección |
| Emisión tele. 3 extr. | Emisión de una orden de teleprotección para línea |
| Bloqueo protección | Protección bloqueada |
| Autocontrol en curso | Indica una reinicialización del relé |
| Alarma urgente | Defecto que puede afectar a la decisión de disparo |
| Alarma no urgente | Defecto que no afecta a la decisión de disparo |
| Fallo fusible | Detección interna de fallo de fusible confirmado |
| Disparo durante Fallo Fus. | Disparo tras detectar un Fallo de Fusible |
| Bloqueo Reenganchador | Bloqueo a un reenganchador externo |
| Emisión desbloqueo | Emisión de una señal de desbloqueo |
| Emisión desbloq. 3 extr. | Emisión de señal de desbloq. para líneas de 3 extr. |
| Detección de oscilación | Detección de una oscilación de potencia o pérdida de sincronismo por parte del relé |
| Disparo fuente débil | Disparo con detección de fuente débil |

4.5. Dispositivos Complementarios De Protección

4.5.1. Protección DEF (67 N) Contra Fallas a Tierra Altamente Resistivas

La protección contra fallas a tierra altamente resistivas, también llamada DEF (Detection Earth Fault), permite proteger la red eléctrica contra fallas muy

resistivas. Normalmente la protección de distancia no detecta correctamente una falla muy resistiva. La protección contra fallas a tierra altamente resistivas utiliza:

- en el modo principal, una protección de comparación direccional;
- en el modo de respaldo, una protección de sobreintensidad de tiempo inverso o una protección de potencia homopolar de tiempo inverso. La protección seleccionada en el modo de respaldo es configurable.

Estas protecciones utilizan los mismos resultados para detectar la falla y para determinar la dirección. Por el contrario, sólo la protección de comparación direccional permite disparo monofásico, utilizando así los resultados de la selección de fase.

La principal diferencia de operación entre estas protecciones es su lógica de disparo.

El uso de la protección de la comparación direccional sin canales de comunicación independientes implica que la protección de distancia tiene prioridad. En este caso, si un bucle de impedancia converge dentro de la característica de arranque, la función de comparación direccional será bloqueada.

El uso de la protección de comparación direccional con canales de comunicación independientes permite la utilización en paralelo de la función de protección de distancia. En este caso la detección de un bucle en el interior de la característica de arranque no provoca el bloqueo de la función de comparación direccional y el disparo será ordenado por la más rápida de las dos funciones.

A. Detección de una falla altamente resistiva a tierra

Una falla muy resistiva se detecta en las siguientes condiciones:

- los umbrales de intensidad y tensión residual son superados;
- se sospecha que hay una falla; 30 ms más tarde, la falla se confirma si se sobrepasan los umbrales de intensidad y tensión residual. La transición se detecta si:

$$\Delta i \geq 0,05 I_n$$

$$\Delta v \geq 0,1 U_n/\sqrt{3}$$

B. Determinación de la dirección

La determinación de la dirección de la falla se realiza midiendo el desfase entre la tensión residual y la derivada de la intensidad residual. Se dice que la falla es hacia delante si el desfase está comprendido entre -14° y $+166^\circ$.

C. Selección de fase

La selección de fase se realiza mediante los algoritmos rápidos (selección de fase de la protección de distancia).

Si la fase no ha sido seleccionada en 20 ms, las tres fases son automáticamente seleccionadas.

D. Lógicas de disparo

Protección de comparación direccional

La protección de comparación direccional funciona en coordinación con una protección situada en el extremo remoto. Los canales de emisión de los mensajes de teleprotección pueden ser los mismos que los utilizados por la protección de distancia u otros independientes, en la Tabla N° 4.3 se detalla la descripción de la leyenda de esta opción de protección del relé Epac.

A continuación se listan los esquemas de protección de comparación direccional disponibles:

- Esquema de protección de comparación direccional en modo permisivo con el mismo canal de teleprotección.
- Esquema de protección de comparación direccional en modo de bloqueo con el mismo canal de teleprotección.

- Esquema de protección de comparación direccional en modo permisivo con canales de teleprotección independientes.
- Esquema de protección de comparación direccional en modo de bloqueo con canales de teleprotección independientes.

TABLA N° 4.3 : LEYENDA DEL ESQUEMA DE LA PROTECCIÓN
DEF (67 N)

| | |
|-----------------------|--|
| lev | : Umbral de intensidad residual para fallas hacia detrás (0,6.led). |
| Tfon | : Temporización que debe ser mayor que el tiempo de ciclo de reenganche monofásico ajustable. |
| Cvmr | : Arranque interno de la protección de distancia. |
| Zone_1 | : Medida de zona efectuada por la protección de distancia |
| enc_i | : Disparo por sobreintensidad debido a cierre sobre falla |
| Cycle | : Detección de ciclo de reenganche monofásico en curso. |
| T cycle | : Entrada externa de ciclo de reengche monofásico en curso. |
| Delante | : Elemento direccional homopolar hacia delante |
| led | : Umbral de intensidad residual para fallas hacia delante. |
| Vrd | : Umbral de tensión residual. |
| T_coor_dir | : Tiempo de coordinación de los direccionales. |
| Detrás | : Elemento direccional homopolar hacia detrás. |
| Trans | : Temporiz. de transmisión para esquema de bloqueo. |
| Trans_T | : Temporización de transmisión para líneas de tres extremos y esquema de bloqueo |
| Pres_T | : Presencia de línea de tres extremos (ajustable). |
| sel_mono | : Selección falla monofásica. |
| sel_bi | : Selección falla bifásica. |
| disp_mono | : Disparo monofásico (ajustable). |
| disp_tri | : Disparo trifásico (ajustable). |
| no_sel | : Selección de fase no válida o autorización de disparo trifásico. |
| recep. carrier: | : Recepción de carrier de la línea principal (mismo canal de transmisión que protección de distancia). |
| recep. carrier líneaT | : Recepción carrier en línea de tres extremos (mismo canal de transmisión que la protección de distancia). |
| recep. carrier DEF | : Recepción carrier de la línea principal (diferente canal de transmisión que la protección de distancia). |
| recep. carrier línea | : Recepción carrier en línea de tres extremos (diferente canal de transmisión que la protección de distancia). |
| T DEF | : Temporización de la información lev (ajustable) |
| Tfon - > 0 | : Tiempo de mantenimiento a la recaída de las informaciones |
| 0 - > 150 | : Cycle y TS-cycle |

Si el operador elige emitir la señal de comparación direccional por el mismo canal que la emisión de teleprotección de la protección de distancia, el esquema lógico de DEF es el mismo que el de la protección principal (autorización o bloqueo). Esta verificación se realiza en el IHM. La emisión de teleprotección de la protección de distancia es prioritaria sobre la del direccional de tierra. Esto es porque la funcionalidad se inhibe, entre otras razones, si se produce un arranque interno de la protección de distancia (Cvmr, zona o enc_i).

Protección de sobreintensidad homopolar de tiempo inverso

Esta protección dispara el interruptor asociado si una falla muy resistiva permanece después de una cierta temporización. El valor de esta temporización varía en relación con el valor de la intensidad de falla.

Esta protección dispara siempre en trifásico y bloquea al reenganchador.

La temporización de funcionamiento Tfon, ajustable entre 0,1 y 10 s, debe ser superior a la duración del reenganche monofásico.

Protección direccional de potencia homopolar de tiempo inverso.

La lógica de disparo de esta protección de respaldo es muy similar a la de la protección de sobreintensidad de tiempo inverso, excepto que el disparo se produce sólo cuando la falla se detecta hacia delante.

El valor de la temporización varía según los valores de la intensidad y tensión residuales, de acuerdo con la siguiente ecuación

$$\text{Tiempo de disparo} = 0,2.K.(S_0/ S_r)$$

donde

$$S_0 = 10 \text{ VA}$$

$$S_r = U_r I_r$$

$$K = \text{coeficiente ajustable.}$$

Esta protección dispara siempre en trifásico y bloquea el reenganchador.

La temporización Tfon, ajustable entre 0,1 y 10 s debe ser mayor que la duración del reenganche monofásico.

E. Entradas/Salidas asociadas

Las Tablas N°s 4.4 y 4.5 detallan las entradas y salidas vinculadas al relé Epac, según las opciones de protección ya mencionadas anteriormente.

TABLA N° 4.4 : ENTRADAS ASOCIADAS AL RELÉ (FUNCIÓN DEF)

| NOMBRE DE LA ENTRADA | SIGNIFICADO |
|--|---|
| Ciclo monofásico | Recepción de una señal que indica la apertura de uno de los polos del interruptor. |
| Recepción comparación direccional | Recepción de una señal de teleprotección de "hacia adelante" o de una señal de bloqueo. |
| Recepción comparación direccional línea de tres extremos | Recepción de una señal de teleprotección de "hacia adelante" o de una señal de bloqueo para una línea de tres extremos. |

TABLA N° 4.5 : ENTRADAS ASOCIADAS AL RELÉ (FUNCIÓN DEF)

| NOMBRE DE LA SALIDA | SIGNIFICADO |
|--|---|
| Emisión comparación direccional | Emisión de una señal de teleprotección de "hacia adelante" o "hacia detrás". |
| Emisión comp. Direccional línea de tres extremos | Emisión de una señal de teleprotección de "hacia adelante" o hacia "detrás" línea de tres extremos. |
| Disparo protección tierra resistente | Disparo por la protección de fallas resistiva a tierra. |

4.5.2. Protección Sobretensión y Mínima tensión

La protección se repone cuando la intensidad cae por debajo del 90% del umbral.

La protección contra sobrecargas no se bloquea si se detecta un fallo fusible.

A. Protección de mínima tensión

Esta protección complementa a la función de distancia. Es la encargada de comparar los valores de las tensiones en las tres fases con los umbrales ajustados. Si se detecta un nivel de mínima tensión en al menos una de las tres fases:

se emite una alarma;

se inicia una temporización de tiempo fijo. Al final de esta temporización, si la tensión se mantiene por debajo del umbral de mínima tensión, se dispara el interruptor asociado.

Temporización de disparo

de 0 a 20s en pasos de 0,1 s

Umbral

de 0,1 a 0,6 Vn en pasos de 0,1 Vn

Esta protección se bloquea cuando arranca la protección de distancia, esto es, cuando el bucle de supervisión converge dentro de la característica de arranque.

La protección de mínima tensión se repone cuando la tensión supera el 110% de la tensión umbral.

El LED MinU del panel frontal del equipo se ilumina cuando esta función está disparando y se repone cuando otra función dispara.

La detección de un fallo de fusible por la protección de distancia bloquea la función de mínima tensión, a continuación se muestra la figura 4.14, donde se observa la característica de la protección de mínima tensión.

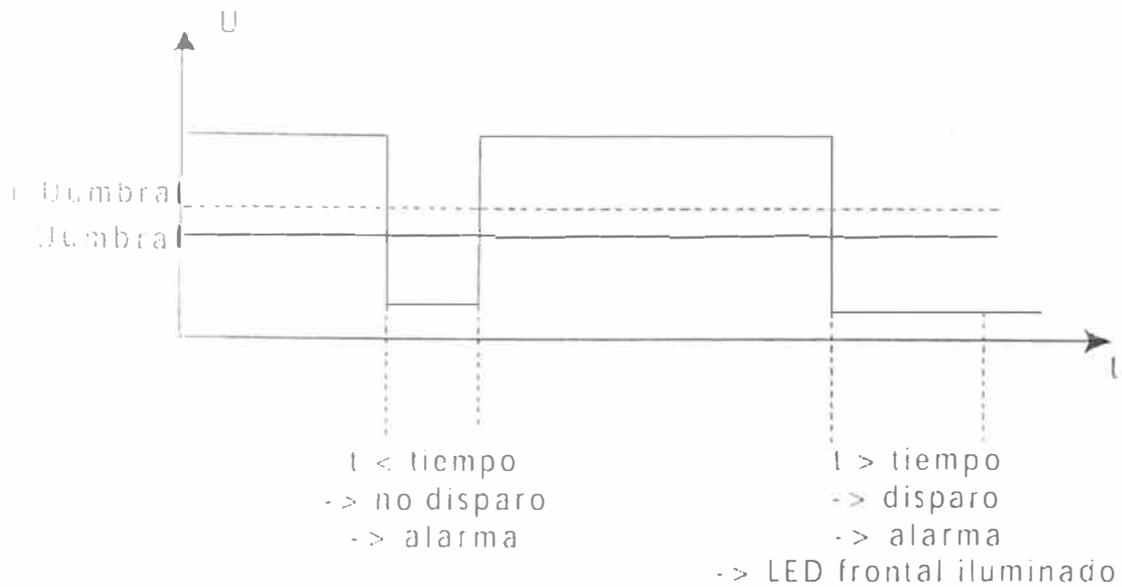


Figura 4.14. Protección de mínima tensión

B. Protección de sobretensión

Esta protección emite una señal de alarma cuando se sobrepasa el umbral de sobretensión durante un tiempo predefinido. Se puede ajustar un eventual disparo asociado a esta función:

- con disparo: la alarma Max U es válida aproximadamente 90 ms después de la detección de una mínima tensión. El disparo trifásico es válido al final de la temporización.
- sin disparo: la alarma Max U es válida al final de la temporización.

Temporización de disparo

de 0 a 20s en pasos de 0,1 s

Umbral

de 1,1 a 1,4 Vn en pasos de 0,1 Vn

Esta protección se bloquea cuando la protección de distancia arranca, esto es, cuando el bucle de supervisión converge dentro de la característica de arranque; a continuación se muestra la figura 4.15, donde se observa la característica de la protección de sobretensión:

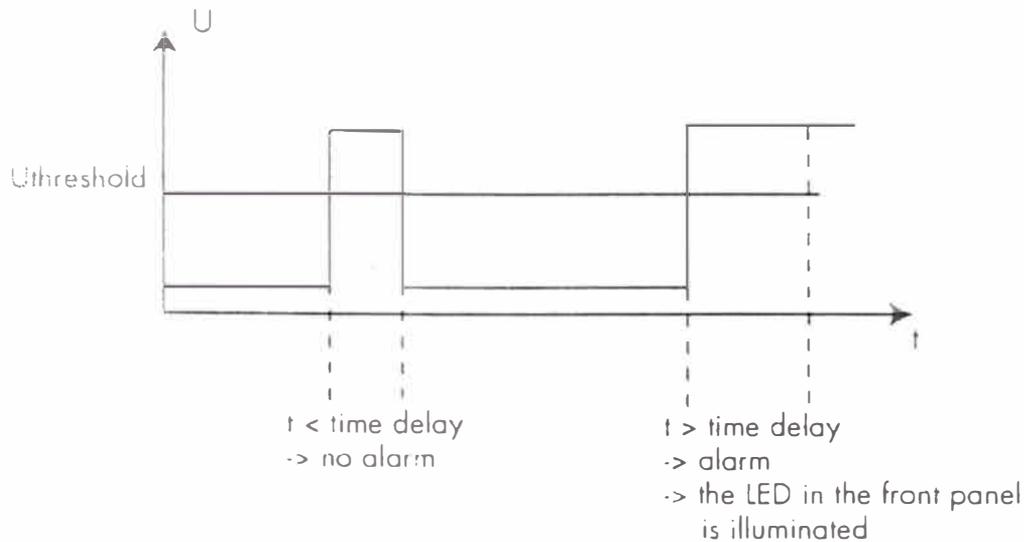


Figura 4.15. Protección de sobretensión

4.6. Automatismo De Reenganche Y Control De Tensión

4.6.1. Reenganchador

A. Introducción

En función de los modelos, el reenganchador permite reponer el servicio en una línea abierta tras una falla, sin intervención voluntaria sobre el interruptor abierto. Estadísticamente se demuestra que la mayor parte de las fallas que se producen en las líneas son transitorias. Por tanto, se pueden eliminar abriendo momentáneamente, una o varias veces, el interruptor de línea. El tiempo de apertura del interruptor debe permitir la desionización del arco eléctrico creado por la falla.

B. Ciclos de reenganche

Cada ciclo de reenganche es un intento de reposición del servicio en una línea. Existen dos tipos de ciclos de reenganche:

- Ciclo rápido:

Se activa tras el primer disparo consecuencia de una falla. Puede ser monofásico o trifásico según la o las fases disparadas y según la protección que ha detectado la falla.

Ciclo lento:

Se produce tras al intento rápido. Según ajustes, se puede repetir hasta tres veces consecutivas. El intento lento es siempre trifásico.

C. Características principales de los reenganches

Los esquemas de reenganche tienen una lógica de operación basada en la medición de los tiempos y pueden trabajar en forma independiente si la línea de transmisión tiene fuente de alimentación en un solo extremo y ligado a la teleprotección si la línea tiene alimentación por ambos extremos.

En la Fig. 4.16 se muestra la secuencia de eventos durante un reenganche, en base al cual definiremos los siguientes tiempos:

a) Tiempo de operación del relé (TR)

Es el tiempo que el relé demora en detectar la falla hasta el envío de la señal de apertura del interruptor

En los relés electrónicos y digitales, este tiempo está entre 10 a 50 ms.

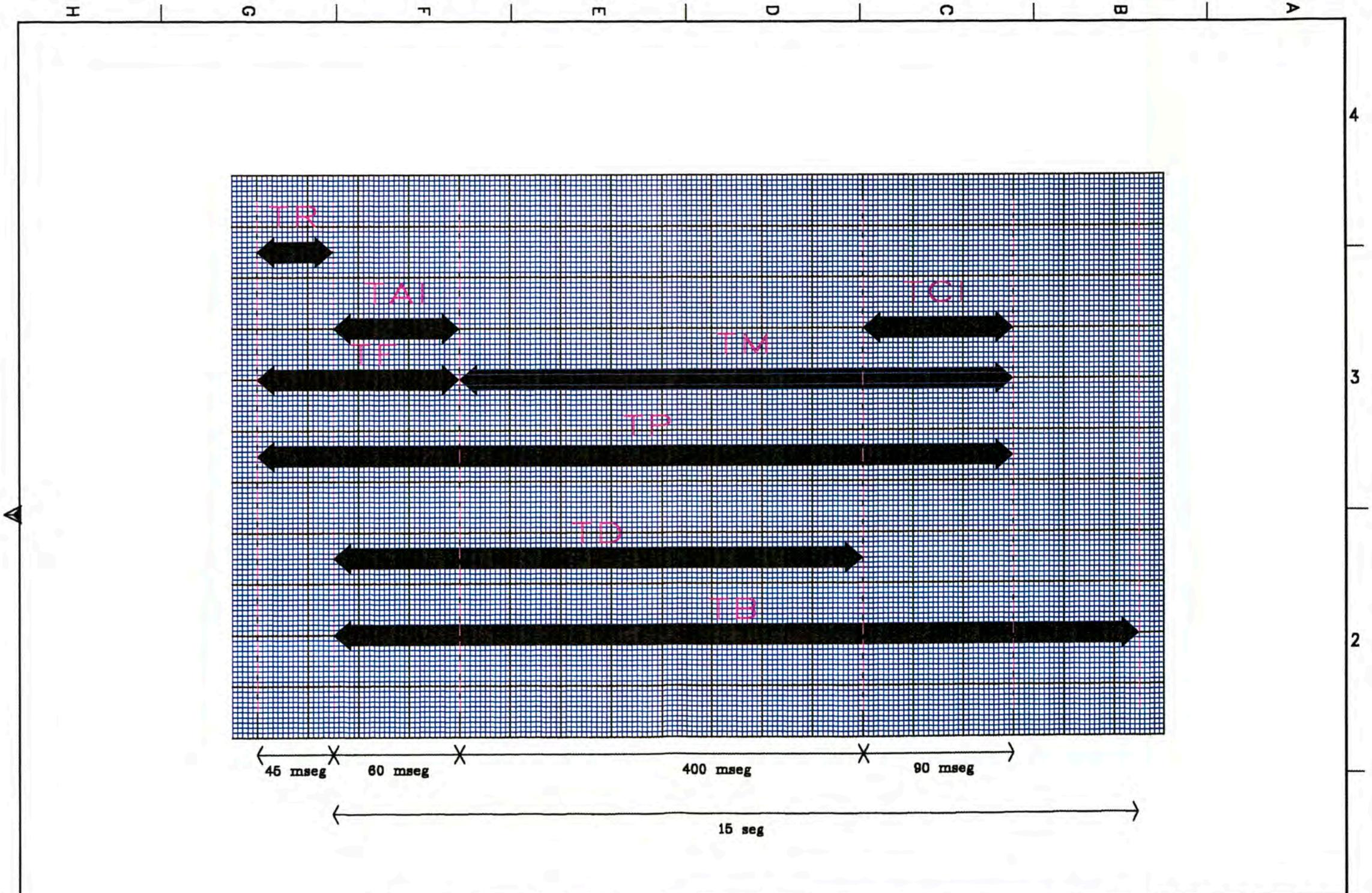
Como se puede observar en el gráfico, la señal de apertura del interruptor también activa el relé de reenganche.

b) Tiempo de apertura del interruptor (TAI)

Es el tiempo que demora el interruptor desde que recibe la señal del relé hasta la extinción del arco dentro del interruptor.

En interruptores de 138 kV, este tiempo está entre 20 a 60 ms, dependiendo de la magnitud de la corriente de falla y el punto de la onda en que empieza la apertura del interruptor.

c) Tiempo de duración de la falla (TF)



sec reengan.DWG

Figura N°:
4.16

**SECUENCIA DE EVENTOS
DURANTE UN REENGANCHE**

Es el tiempo desde el inicio de la falla hasta que el arco es extinguido por la apertura del interruptor.

Siempre se cumplirá: $TF = TR + TAI$

d) Temporización del relé de reenganche (TD)

Los relés de reenganche pueden temporizarse de modo que al cumplirse el tiempo ajustado envíe la señal de cierre del interruptor.

En la figura 4.16 se puede observar que este tiempo abarca la recepción de la señal del relé de distancia hasta la orden de cierre del interruptor.

En nuestro medio, este tiempo se ajusta entre 0.4 a 0.5 s para los reenganches monofásicos y entre 0.3 a 0.4 s para los reenganches trifásicos.

e) Tiempo de cierre del interruptor (TCI)

Es el tiempo que demora el interruptor desde la recepción de la señal del relé de reenganche hasta el cierre de los contactos principales del interruptor.

f) Tiempo de espera (TM)

Este tiempo (también denominado tiempo muerto), es el tiempo que la fase permanece desconectada, es decir, desde la apertura hasta el cierre del interruptor.

g) Tiempo total de duración de la perturbación (TP)

Es el tiempo que transcurre desde el inicio de la falla hasta que el interruptor queda totalmente cerrado.

Siempre se cumplirá: $TP = TF + TM$

h) Tiempo de bloqueo del reenganche (TB)

Los dispositivos de mando de los interruptores de las líneas de transmisión luego de una maniobra de apertura y cierre requieren de un tiempo para almacenar la energía necesaria para las maniobras siguientes.

Este tiempo se cuenta a partir de la señal de apertura del relé de distancia y generalmente es del orden de 12 s, es por ello que los relés de reenganche tienen un temporizador ajustable de modo que luego de un reenganche exitoso del interruptor y presencia de fallas consecutivas no se produzca nuevamente una secuencia de reenganche sino que la apertura sea trifásica y definitiva, es decir, la lógica del reenganche quede bloqueada mientras dure el tiempo TB.

Luego de cumplirse el tiempo de bloqueo TB, el interruptor queda expedito para una nueva secuencia de reenganche. Normalmente el tiempo de bloqueo TB en nuestro medio se ajusta entre 10 y 20 s.

En la figura N° 4.16 se esquematiza la secuencia de eventos durante un reenganche. [4]

D. Modos de reenganche

El modo de reenganche utilizado es elegido en función:

del número de fases en falla;

del tipo de protección que ha detectado la falla.

Características de los modos de reenganche

Se pueden ajustar tres modos de reenganche.

a. Modo de reenganche con disparo monofásico

Se aplica a las fallas monofásicas detectadas por la protección de distancia estándar (cuando ésta no está ajustada en modo “acoplamiento trifásico”), la protección de comparación direccional (cuando se permite el disparo monofásico) o por una protección externa. En función de los ajustes, este modo puede estar:

inhibido;

compuesto por un ciclo rápido (monofásico);

compuesto por un ciclo rápido (monofásico) seguido de uno a tres ciclos lentos (trifásicos).

b. Modo de reenganche con disparo trifásico

Se aplica a las fallas polifásicas detectadas por la protección de distancia estándar, la protección de comparación direccional o por una protección externa. En función de los ajustes, este modo puede estar:

inhibido;

compuesto por un ciclo rápido (trifásico);

compuesto por un ciclo rápido (trifásico) seguido de uno a tres intentos lentos (trifásicos).

c. Modo de reenganche con disparo trifásico por la protección de respaldo

Se aplica a las fallas polifásicas o monofásicas detectadas por la protección de intensidad homopolar de tiempo inverso, por la protección de potencia homopolar de tiempo inverso o por una protección externa, En función de los ajustes, este modo puede estar:

inhibido;

compuesto por un ciclo rápido (trifásico);

compuesto por un ciclo rápido (trifásico) seguido de uno a tres intentos lentos (trifásicos).

Cada uno de estos tres modos de reenganche es ajustable independientemente de los otros dos.

La señal de reenganche puede provenir:

de la protección de distancia o de la protección DEF que diferencia las fallas monofásicas de las fallas trifásicas;

de la protección homopolar de respaldo que genera obligatoriamente un disparo trifásico.

4.7. Análisis De Fallas

El EPAC incluye en su versión de base una función de análisis general de las fallas detectadas. Este análisis, accesible desde los diferentes interfaces de usuario, informa de:

- características principales de las magnitudes eléctricas medidas durante la falla;
- medida de la distancia a la falla, resultado del cálculo de distancia-resistencia utilizada para determinar la convergencia del bucle en falla.

Este análisis puede afinarse mediante la integración del módulo de localización de fallas, para conocer con precisión la distancia a la falla, independientemente de la topología de la red.

4.7.1. Registro de fallas

Cuando una falla eléctrica ha sido tratada por una de las funciones de protección, el EPAC almacena en un registro de fallas las principales informaciones que la caracterizan:

- tipo de disparo;
- hora de la falla;
- distancia a la falla, expresada en kilómetros, millas, ohmios secundarios, ohmios primarios y en porcentaje de la línea
- resistencia de la falla expresada en ohmios secundarios y en ohmios primarios;
- fases(s) en falla
- fase(s) disparada(s);
- intensidades de falla;
- tensiones de falla;
- zona donde se ha localizado la falla;
- frecuencia de la red antes de la falla;
- tipo de protección que ha iniciado el disparo.

Se pueden consultar Los informes de las últimas 10 fallas vía diálogo operador. Estos también se transmiten por la red de comunicaciones si la opción de comunicación ha sido integrada en el EPAC.

Los informes de fallas son salvados en memoria y para los casos de cambio de configuración, los eventos se guardan en memoria no volátil.

Los registros de falla almacenados por la protección pueden ser borrados desde
el programa WinEPAC;
el interface del frontal del EPAC;
la estación maestra COURIER.

4.7.2. Módulo de oscilografía (opcional)

Dependiendo del modelo elegido, el módulo de registro de magnitudes eléctricas se basa en los mismos principios que la unidad de adquisición de oscilografía TPE2000, diseñada por ALSTOM T&D P&C. Permite la adquisición y registro de los datos de oscilografía con una duración total de 5 segundos por registro. Los registros incluyen:

los 8 valores analógicos adquiridos en permanencia por el EPAC (Ia, Ib, Ic, Ir, Ua, Ub, Uc, Ur)
el estado de O a 32 entradas/salidas lógicas.

A continuación listamos las opciones que presenta el modulo de oscilografía:

Almacenamiento cíclico de los datos de oscilografía

Arranque de la oscilografía

Almacenamiento de los datos

Recuperación de los datos

Entradas/Salidas asociadas

4.7.3. Localizador de fallas

La finalidad del localizador es indicar en el registro la distancia de una falla en relación a los extremos de la línea con una precisión aproximada del 3%. Tal precisión puede resultar necesaria para determinar el lugar donde debe efectuarse una intervención en la red cuando se presenta una falla.

4.8. **Adquisición Dinámica De Los Valores Instantáneos**

Esta función permite seguir la evolución instantánea de las medidas efectuadas y de las señales recibidas y transmitidas por el EPAC. En el modo de adquisición dinámica, las magnitudes características son transmitidas regularmente al programa WinEPAC, ejecutado sobre un PC conectado al frontal del EPAC. La adquisición dinámica puede ser inhibida para visualizar el estado de las magnitudes instantáneas en un momento dado. Este modo sólo se puede activar cuando se accede a la pantalla de visualización de las magnitudes instantáneas.

Esta función permite visualizar los valores instantáneos:

- de las magnitudes analógicas características del régimen permanente;
- del sentido de la intensidad;
- de las entradas/salidas lógicas conectadas a las tarjetas de entradas/salidas del EPAC.

Las magnitudes analógicas que pueden ser también visualizadas son:

- la tensión de cada una de las fases;
- la intensidad de cada una de las fases;
- las potencias activa y reactiva
- la frecuencia. [5]

CAPITULO V

DESCRIPCIÓN DEL HARDWARE Y SOFTWARE DEL RELE DE DISTANCIA EPAC

5.1. Descripción Del Hardware

El EPAC está construido alrededor de un conjunto de módulos básicos a los que se pueden añadir tarjetas para cumplir diversas funciones, según los modelos.

Esta base comprende, además de una alimentación aislada y estabilizada:

- una tarjeta analógica de transformadores de entrada QTF;
- una tarjeta unidad central de tratamiento UC-TMS;
- una tarjeta de entradas/salidas y disparo IO -1

Opcionalmente, se pueden añadir las siguientes tarjetas sin modificar el cableado:

- una tarjeta AFF de gestión de la pantalla situada en el frontal;
- una tarjeta AC de gestión de la pantalla, de la oscilografía TPE y de las comunicaciones
- una tarjeta suplementaria de salidas de disparo IO-2 ó una segunda tarjeta de entradas/salidas y disparo IO -1.

5.1.1. Flujo de datos

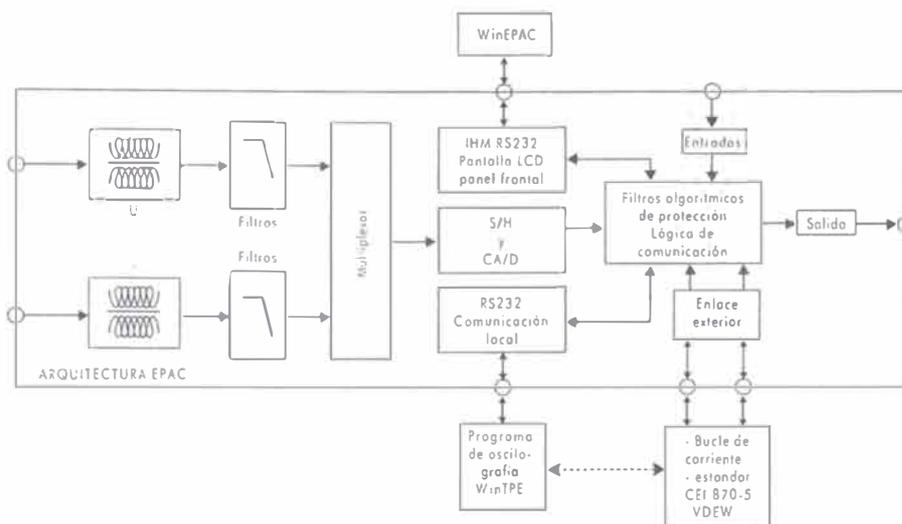


Figura 5.1. Flujo de datos

Observamos en la fig. 5.1 que el EPAC adquiere las magnitudes analógicas que provienen de los transformadores de medida mediante la tarjeta de transformadores de entrada QTF, que realiza las siguientes funciones:

- adaptación de magnitudes eléctricas y aislamiento frente a perturbaciones,
- Filtrar las señales para eliminar las altas frecuencias que no pueden ser mostradas correctamente. Esto se realiza por filtro antirreflexión (antialiasing).

Estas magnitudes son transmitidas, a continuación, a la tarjeta UC-TMS que:

- Multiplexa y muestrea las magnitudes analógicas filtradas.
- Digitaliza las señales por medio de un convertidor Analógico/Digital de 12 bits, utilizando 24 muestras por periodo.
- Filtra las muestras digitalizadas de manera que se eliminen las componentes que pudieran degradar la precisión.
- Elabora, mediante algoritmos, las magnitudes necesarias para la toma de decisiones del EPAC.

Las órdenes de disparo, así como las señalizaciones emitidas por la tarjeta UC-TMS son transmitidas a la(s) tarjeta(s) IO, que soporta(n) los contactos de salida.

5.1.2. Funciones realizadas por las tarjetas

A continuación se muestra la figura 5.2, en la cual se representa la función realizada por las tarjetas que pueden ser incorporadas dentro del relé, según las funciones a requerir, las que se detallan a continuación:

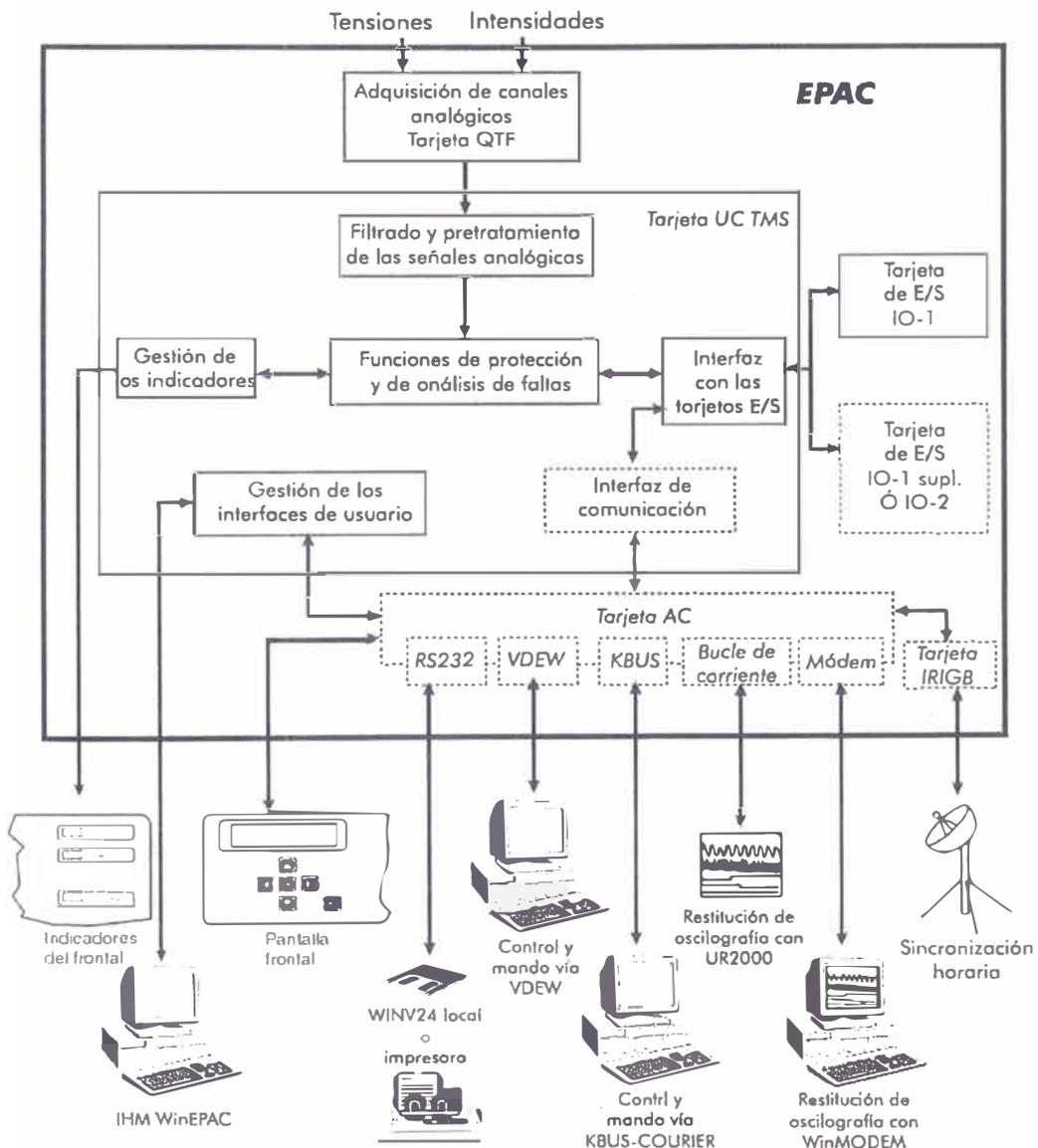


Figura 5.2. Arquitectura del Epac

A. Tarjeta de transformadores QTF

Esta tarjeta, de formato doble Europa, permite convertir los valores analógicos proporcionados por los transformadores de medida a valores compatibles con la electrónica del EPAC. Comprende:

- 3 transformadores de intensidad de fase dotados de dos devanados primarios, uno para 5A nominales y el otro para 1A (T1, T2, T3).
para las redes de neutro directo, 1 transformador de intensidad residual dotado de dos devanados primarios, uno para 5A nominales y el otro para 1A(T4) ; para las funciones RNI y PWH, un toro específico;
- 3 transformadores de tensión de fase (T5, T6, T7);
- 1 transformador de tensión de barra (T8);
- 1 transformador de tensión imagen de la intensidad homopolar de compensación de la línea paralelo (T9);
- 1 dispositivo de protección para sobretensiones;
- 1 filtro analógico antialiasing por entrada.

B. Tarjeta de tratamiento UC-TMS

Esta tarjeta, formato doble Europa, garantiza las funciones principales del equipo:

- conversión analógico/digital de las señales de salida de la tarjeta QTF;
- gestión de las protecciones en función del estado de las señales;
- comunicación con las tarjetas periféricas y enlaces.

Conversión Analógico/Digital CAD

Las entradas de intensidad son exploradas dos veces con el fin de obtener dos rangos, x1 y x16, que permiten aumentar la respuesta dinámica.

El convertidor analógico/digital está alimentado por un convertidor CC/CC para eliminar los ruidos de alimentación.

Dispone además de:

- watch Dog;
- interfaz de comunicación serie;

contadores.

Interfaces

La tarjeta dispone de indicadores LED que informan sobre el estado de funcionamiento.

Por otro parte, la tarjeta integra sobre el frontal una salida RS232, accesible, que permite dialogar con un ordenador PC.

C. Tarjeta de entradas/salidas IO -1

Esta tarjeta, de formato doble Europa, integra entradas lógicas, contactos de señalización y contactos de mando.

Las entradas lógicas y los contactos de señalización pueden ser configurados en la puesta en servicio, dejando al usuario la elección de su esquema de cableado.

Las tarjetas I/O han sido concebidas para permitir un autocontrol de las órdenes de disparo y de las señalizaciones.

D. Pantalla frontal

Esta opción consiste en una pantalla de 2 filas y 16 columnas, retroiluminada, con 6 teclas y una tarjeta de interfaz. Las 4 teclas de flecha permiten recorrer los menús accediendo a todas las funciones de programación del EPAC 3100/3500.

El dialogo de pantalla permite:

- configurar la protección
- supervisar el estado actual de estrados/salidas lógicas y analógicas;
- examinar el último registro de falla;
- analizar los fallos de protección;
- reponer y arrancar la protección.

E. Tarjeta IO -2 (opción)

Esta tarjeta es un complemento de la IO-1 principal. Permite aumentar el número de contactos de señalización, disparo, cierre y anomalía de equipo.

F. Tarjeta AC

Esta tarjeta tiene como funciones estándar:

- gestión de la pantalla frontal;
- gestión de un enlace serie para restitución local de datos de oscilografía sobre WINTPE o impresión a pie de aparato de los informes de falla.

G. Tarjetas auxiliares de la tarjeta AC (opciones)

Tarjeta Módem

Esta tarjeta tiene como misión intercambiar datos de oscilografía entre el EPAC y un PC portátil equipado con el programa WinMODEM.

Las características de la tarjeta MODEM son:

- 8bits;
- sin paridad;
- 1 bit de parado;
- velocidad configurable de 300 a 19200 baudios.

Tarjeta VDEW

La tarjeta VDEW permite al EPAC comunicarse con una estación de control central, según el protocolo VDEW.

Tarjeta K-BUS

La tarjeta K-BUS constituye un interfaz entre el canal UART1 de la tarjeta AC y la red K-BUS.

H. Tarjeta IRIGB

Cada 30 segundos, la hora de la tarjeta IRIGB es transmitida a la tarjeta AC.

La diferencia en valor absoluto entre la hora IRIGB y la hora AC es calculada:

si la diferencia es superior a 1 segundo, la actualización es instantánea.

si la diferencia esta comprendida entre 5 ms y 1 s, la actualización es progresiva. La hora interna de la tarjeta AC se corrige mediante incrementos positivos o negativos cada 10 ms. La actualización se termina con una nueva interrogación de la tarjeta IRIGB.

5.2. Descripción Funcional

5.2.1. Secuencia Lógica de las Tarjetas

El programa de la tarjeta UC-TMS del EPAC, es decir, de las funciones de protección, esta articulado alrededor de un secuenciador. Este secuenciador llama a las tareas según su orden de prioridad.

Se activa mediante las interrupciones de fin de conversión en todos los pasos de muestreo, o sea, 24 veces por periodo. Si en el momento de activar una tarea prioritaria, otra que no lo es aun no ha terminado, ésta última reemprende, posteriormente, el tratamiento allí donde había sido interrumpida.

Esta estructura permite realizar funciones no prioritarias durante los espacios de tiempo en que el procesador no está ocupado con tareas prioritarias.

Por ejemplo, la detección de defectos es una tarea prioritaria mientras que la gestión del dialogo de mantenimiento no.

5.2.2. Autocontrol del EPAC

El autocontrol del EPAC tiene como objeto:

evitar toda acción intempestiva de la protección;

- detectar averías antes de que las funciones defectuosas sean solicitadas, y permitir así que se reparen antes de que se produzca un mal funcionamiento;
- facilitar la reparación.

Si se exceptúa el autocontrol completo de la puesta en tensión, se pueden encontrar dos tipos de control:

- uno permanente, que evita las acciones intempestivas;
- otro, tratado por tareas poco prioritarias, es decir, con una periodicidad de algunos segundos, cuyo fin principal es verificar la disponibilidad de las funciones.

Si se detecta una avería:

- si no afecta a la función de protección, la función de protección se mantiene y se activa una señal de “alarma menor”;
- si afecta a la función de protección, la función de protección se detiene. La protección efectúa entonces un autocontrol completo de inicialización, y si la avería se mantiene, se activa una señal de alarma y no se aseguran las funciones del EPAC. Si el autocontrol completo de inicialización no confirma la anomalía, el EPAC vuelve a arrancar normalmente. Dos averías graves en menos de 24 horas provocan la parada del equipo y se activan las alarmas. En caso de parada del equipo, se emiten las alarmas de “alarma grave” y “fallo equipo”.

5.3. Interfaces De Usuario

El interfaz estándar del EPAC 3100/3500 está constituido por:

- indicadores luminosos LED de control en el frontal del EPAC;
- el programa IHM WinEPAC instalado en un PC-portátil;
- la pantalla del frontal del EPAC (según modelos);

- el programa Protection Access Software & Toolkit instalado en un PC desde la estación maestra equipada con un concentrador KITZ
- WinTPE para la oscilografía TPE.

5.3.1. Indicadores Luminosos

Existen tres tipos de indicadores luminosos, según se observa en el frontal del EPAC 3100/3500, ver figura 5.3, que dan información sobre:

- la presencia de una alarma leve o grave;
- Un disparo del interruptor asociado;
- el estado del EPAC 3100/3500;

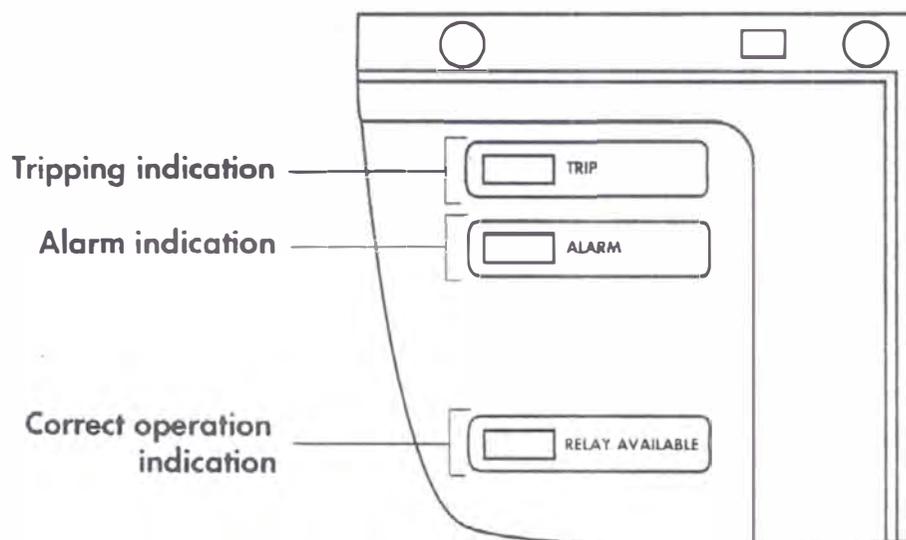


Figura 5.3. Indicadores luminosos del frontal del EPAC 3100/3500

5.3.2. Programa WinEPAC:

Este programa permite:

- configurar el EPAC;
- conocer el estado de la red (tensiones, intensidades, potencias,...);
- leer los eventos (fallas) registrados en el EPAC;

efectuar un diagnóstico del EPAC (diálogo de mantenimiento);
enviar órdenes al EPAC (estado del reenganchador, selección del grupo de ajustes, cambio de la fecha, reconocimiento de las alarmas, borrado de los contadores de disparos).

A. Entorno requerido

El programa WinEPAC se suministra en disquetes y puede ser instalado sobre un ordenador personal bajo Windows 3.11 ó Windows 95. El PC dispone de las siguientes posibilidades de conexión:

puerto serie RS232 del frontal del EPAC para conexión local;
red de comunicaciones conectada a la tarjeta AC, para explotación a distancia.

B. Descripción de las pantallas del programa

Los ajustes de configuración y de visualización están agrupados en pantallas, accesibles desde menús desplegables.

Cada pantalla propone opciones que permiten localizar la información deseada. La Fig. 5.4. presenta la primera pantalla del programa.



Figura 5.4. Primera pantalla del programa WinEPAC

Existen dos tipos de pantallas:

- pantallas intermedias, que permiten seleccionar las opciones complementarias a aquella seleccionada;
- pantallas de visualización de la configuración de los ajustes de la opción seleccionada.

Pantallas de ajuste

Estas pantallas permiten visualizar o modificar los ajustes. La Figura 5.5 representa la pantalla de configuración de los ajustes de línea.

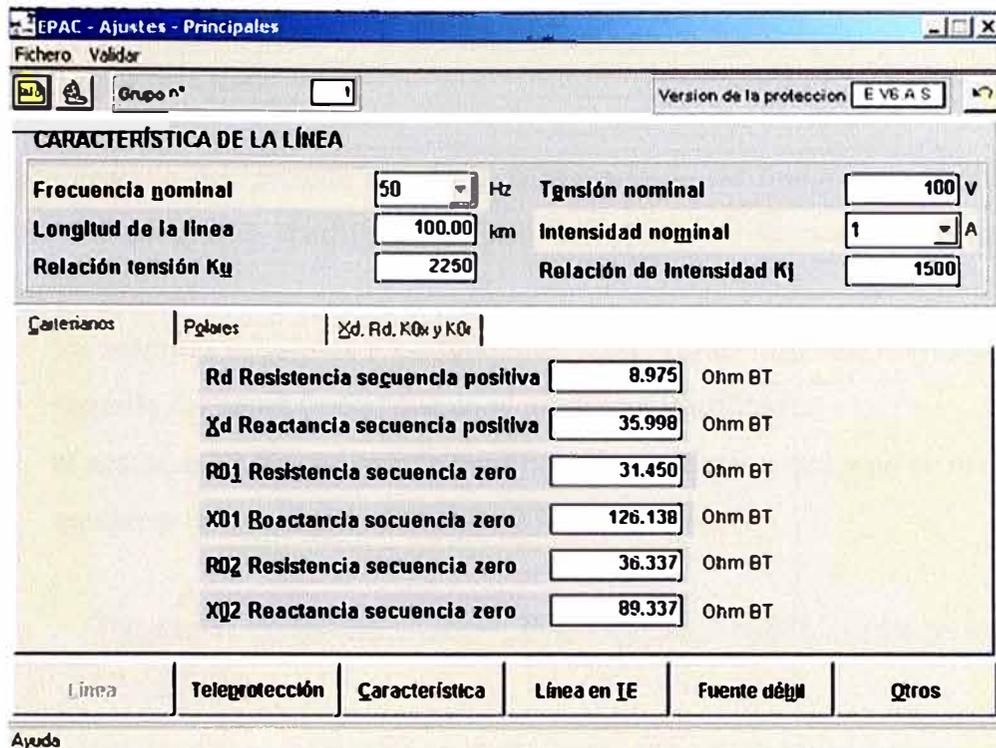


Figura 5.5. Ejemplo de una pantalla de ajustes

C. Pantalla del panel frontal

Se observa en la Fig. 5.6



Figura 5.6. Pantalla del panel frontal

La unidad de visualización está compuesta por:

- 1 pantalla de 2 líneas con 16 caracteres por línea;
- 4 teclas de dirección;

- 1 tecla de validación;
- 1 tecla de ayuda.

Esta pantalla nos permite acceder a la mayoría de las funciones accesibles desde el programa WinEPAC. Existen dos grandes diferencias entre estos dos programas:

- los nombres asignados a las funciones y los ajustes: son más cortos en la pantalla del panel frontal que en el programa WinEPAC;
- el acceso a las funciones y la modificación de ajustes, que aquí se realiza mediante las 4 teclas de dirección y la tecla Valid.

D. Programa Protection Access Software & Toolkit (Comunicación COURIER)

Este programa está concebido para adaptarse a todos los tipos de relés que utilicen el protocolo COURIER. Las informaciones necesarias para su funcionamiento le son suministradas por los relés.

Permite la visualización del estado de los relés a los que está conectado, la modificación de sus parámetros y el intercambio de informaciones relativas a las características de la red.

Las funciones del programa Protection Access Software & Toolkit se reparten en dos tareas distintas:

Tareas de fondo

Son parecidas a las funciones puestas al día o verificadas en permanencia por el programa. Se trata principalmente de:

- seguimiento dinámico de las medidas (tensión, intensidad, frecuencia, estado de entradas/salidas)
- reconocimiento de relés;
- detección de fallas;
- informes de oscilografía.

5.4. Comunicación Con Sistemas Externos

En el EPAC se puede integrar la tarjeta opcional AC para gestionar las comunicaciones con uno o más sistemas externos, tal como se visualiza en la Fig. 5.7, de esta forma el equipo se puede comunicar con un sistema:

- de intercambio de datos de oscilografía almacenados en el EPAC (tarjeta módem con el programa WinMODEM o tarjeta bucle de corriente)
- de supervisión vía VDEW o KBUS-COURIER;
- de sincronización horaria.

5.4.1. Intercambio de los Datos de Oscilografía

La oscilografía del EPAC se integra dentro de la arquitectura de la oscilografía TPE 2000 diseñada por GEC ALSTHOM T&D P&C. Los datos oscilográficos almacenados por el EPAC en formato TPE pueden intercambiarse directamente con:

- el programa WinANALYSE instalado en un ordenador PC;
- un enlace vía módem con el programa WinMODEM;
- la unidad de restitución UR 2000 de oscilografía TPE 2000 mediante un enlace de bucle de corriente. En este caso el EPAC se considera como una UA.

El PC con el programa WinTPE se conecta:

- sea directamente al conector serie de la tarjeta AC del EPAC, para explotar localmente los datos de oscilografía cuando se usa la oscilografía TPE del EPAC;
- sea al sistema de control TPE 2000 al que está conectado el EPAC, cuando se utiliza un sistema de explotación a distancia de la oscilografía.

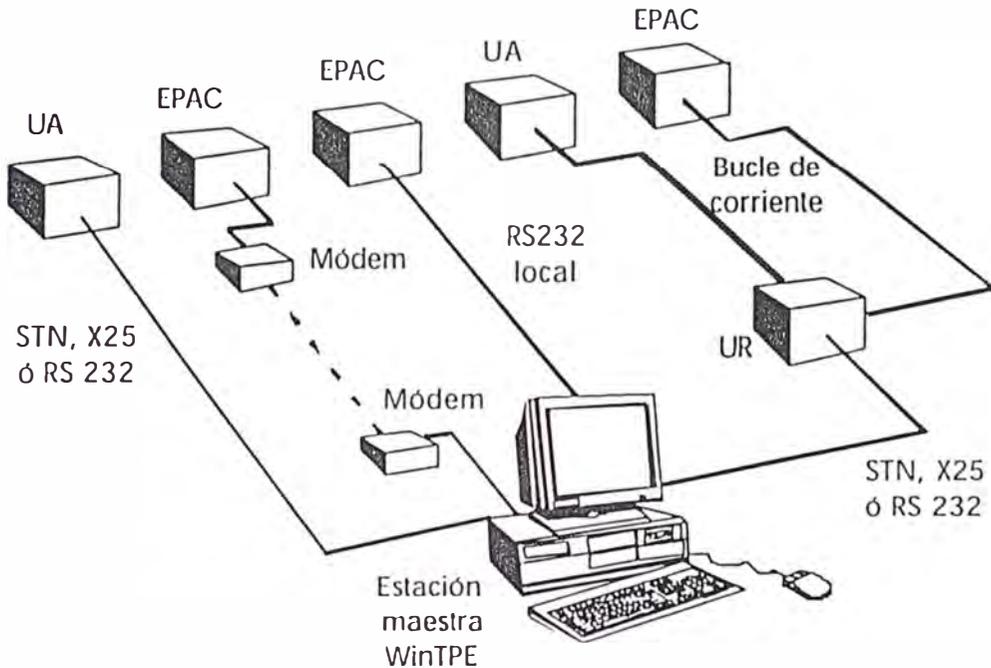


Figura 5.7. Intercambio de datos de oscilografía TPE

A. Interfaz con un Sistema de Control y Mando

El EPAC puede adaptarse a los protocolos de comunicación usados por la mayoría de los sistemas de control y mando, pero está particularmente adaptado a los protocolos VDEW y K-BUS COURIER. Estos protocolos son adaptaciones de la norma CEI 870-5 en lo que se refiere a las protecciones digitales utilizadas en el campo de la energía. Permiten un diálogo entre el EPAC y una unidad de control que centralice las informaciones provenientes de varios equipos de protección y transmite órdenes a esas protecciones.

La arquitectura de los protocolos VDEW y COURIER está basada en el modelo OSI llamado EPA (Enhanced Performance Architecture). Este modelo determina una separación de servicios en tres niveles:

- el nivel 1 (físico)
- el nivel 2 (enlace de datos);
- el nivel 7 (aplicación).

Además de órdenes y señales de control, estas redes permiten intercambiar los datos de oscilografía almacenados por el EPAC.

Particularidades del interfaz KBUS y del protocolo COURIER

El interfaz KBUS y el protocolo COURIER (concebidos por GEC ALSTHOM T&D P&C) aseguran la conexión y el diálogo entre una estación maestra tipo PC y los periféricos de protección o esclavos (EPAC por ejemplo). Es posible efectuar operaciones de control, supervisión y configuración a distancia del EPAC desde una estación maestra. El diálogo se efectúa a través de uno de los puertos del PC.

Una red K-BUS es de tipo multi-rama. Una estación maestra puede controlar hasta 8 ramas constituidas cada una por un máximo de 32 relés esclavos. La longitud total de una rama está limitada a 1000 m. (ver figura 5.8)

El lenguaje COURIER ha sido concebido para ser utilizado sobre todo tipo de PC sin especificaciones particulares. Utiliza una estructura basada en paquetes de datos formateados que contienen todas las informaciones necesarias para su explotación.

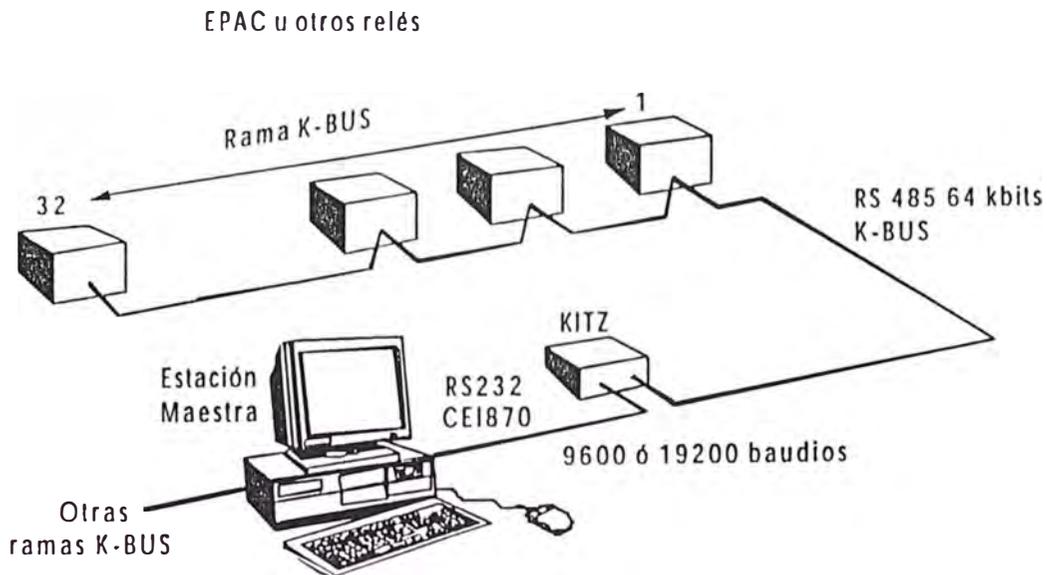


Figura 5.8. Topología de una rama K-BUS

Esta red permite la transmisión dinámica (polling) de informaciones tales como

- valores instantáneos de los datos analógicos o lógicos;
- aparición de una alarma;
- memorización de un evento (disparo);
- cambio de estado de una entrada/salida.

Permite igualmente, a petición del usuario

- modificar el valor de los ajustes de protección;
- registrar toda variación en las entradas/salidas lógicas;
- consultar y modificar, si es necesario, las opciones físicas y lógicas presentes en el EPAC;
- recuperar los eventos de oscilografía;
- enviar las órdenes (cambio de fecha...).

Particularidades de VDEW

El protocolo VDEW está encargado de definir los intercambios entre relés de protección y una estación maestra. Los intercambios de información se realizan vía un enlace serie no equilibrado. La estación maestra puede comunicar:

- con una sola protección a la vez y recibir las informaciones de retorno;
- con la red completa pero sin obtener respuesta.

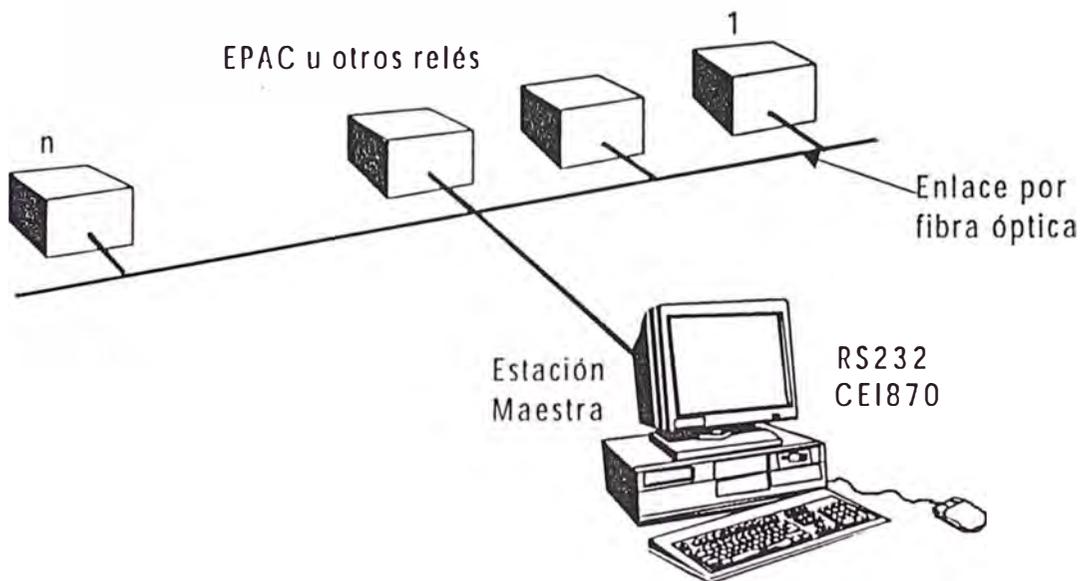


Figura 5.9. Topología de VDEW

La estación maestra puede interrogar a cada protección:

- mediante una interrogación regular efectuada por el nivel enlace de datos para los parámetros clasificados prioritarios;
- mediante una verificación global realizada por el nivel aplicación a petición del usuario.

La estación maestra puede, entonces, efectuar las órdenes generales siguientes:

- Puesta en servicio / Fuera de servicio del reenganchador;
- Funcionamiento / Bloqueo de la teleprotección;

- Funcionamiento / Bloqueo de la protección;
- Petición de información;
- Registro de mensajes;
- Cambio del grupo activo de ajustes.

B. Sincronización con una señal horaria externa

Según el modelo, el relé de distancia EPAC etiqueta los eventos según un fechador que se actualiza regularmente desde el reloj interno. Los eventos fechados son:

- los datos de oscilografía;
- los datos almacenados cuando se produce una falla eléctrica;
- los datos almacenados cuando se produce un fallo de funcionamiento del EPAC.

La precisión obtenida es mejor de 1 ms. Si el EPAC no está integrado en un sistema externo esta precisión puede considerarse suficiente. Pero puede resultar insuficiente si el EPAC está conectado a un sistema de control y mando o a un sistema de gestión de oscilografía que requiera una gran precisión. En este caso, el EPAC puede sincronizar su reloj interno con una señal horaria externa.

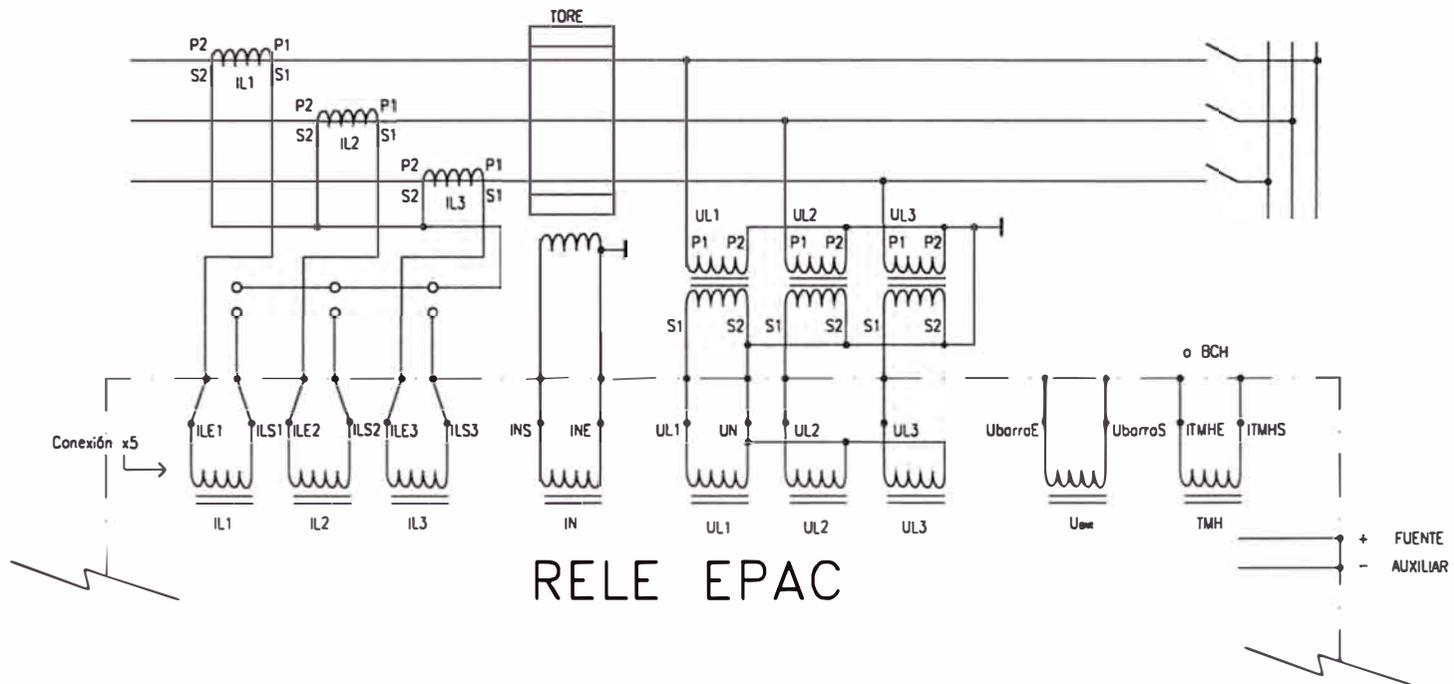
La sincronización puede ser:

- relativa, si la señal externa procede de:
 - una unidad de restitución TPE 2000,
 - una red de protocolo VDEW;
- absoluta, si la señal externa es de tipo hertziano (radio o señal de satélite). [5]

5.5. **DIAGRAMA DE CONEXIONADO DEL RELÉ**

En la figura 5.10. se muestra el diagrama de la conexión que debe realizarse desde los equipos de medida al relé de distancia.

DIAGRAMA DE CONEXIÓN DEL RELE



RELE EPAC

Figura N°:

5.10

**DIAGRAMA DE CONEXIONADO
DEL RELÉ EPAC**

CAPITULO VI
APLICACIÓN DE LA CALIBRACIÓN DEL RELE DE DISTANCIA
EPAC PARA LA L.T. SAN JUAN STA. ROSA DEL SEIN

6.1. Introducción

En el presente capítulo se describirá la protección requerida para la línea de transmisión en estudio, haciendo mención de la protección habilitada en el relé de distancia Epac, explicando el criterio adoptado para el cálculo para los ajustes seleccionados y los cálculos justificativos que lo sustentan. Asimismo, se describirá el ingreso de los ajustes al relé de distancia Epac.

6.2. Tipo De Protección Para La L.T. De 220 KV - San Juan Sta. Rosa

En las figuras 3.2 y 3.3 se muestran los diagramas unifilares del sistema de protección de las líneas en estudio, ubicados en las subestaciones San Juan y Santa Rosa. A continuación haremos una breve descripción de cada uno de los tipos de protección consideradas para las líneas de transmisión.

6.2.1. Relé de Distancia Principal (21P)

La protección principal está compuesta por el relé numérico ALSTOM-EPAC 3522 diseñado para proveer protección rápida y selectiva ante fallas en las líneas de transmisión. La función principal de este relé es proveer protección de distancia con una característica poligonal; a continuación

únicamente se listará las funciones habilitadas, a razón de que ya fueron explicadas detalladamente en el Capítulo IV.

Funciones Habilitadas:

Función de falla de fusible

Función de bloqueo de oscilaciones de potencia

Función de reenganche (79)

6.2.2. Relé de Distancia Secundario (21R)

Se conoce que actualmente la línea de transmisión de 220 KV, San Juan – Santa Rosa, posee relés de distancia de respaldo de la marca Siemens; por lo que por razones del presente estudio, únicamente se efectuará la protección de la línea con el Relé de distancia principal Epac.

6.2.3. Relé de Falla de Interruptor (50BF)

Actualmente el relé que cumple esta función en la línea en estudio es el Relé de marca ALSTOM, tipo KCGG 122 (unidad monofásica) de tecnología numérica. Es un relé multifunción, siendo su función principal la de protección de falla de interruptor (50BF).

El temporizador del relé arrancará en respuesta a la señal externa enviada por la protección de distancia, y si al menos uno de los elementos de mínima corriente ($I_{<}$, $I_{o<}$) detecta un flujo de corriente en el circuito.

6.2.4. Relé de Sincronismo (25)

Actualmente el relé que cumple esta función en la línea en estudio es el Relé de marca ALSTOM, tipo KAVS 100 es un relé de monitoreo de tensión y chequeo de sincronismo, para ser usado con esquemas de cierre de interruptor manual o automático. Incorpora dos circuitos de medida de

tensión y varios comparadores, los cuales pueden ser seleccionados vía la interface del usuario para dar señales de salida requeridos para una aplicación específica.

6.3. Criterios Adoptados Para El Cálculo De La Coordinación De Los Relés

6.3.1. Relés de Distancia (21P, 21R)

Tal como se puede observar en los diagramas unifilares mencionados en el Capítulo III, la protección de la línea está compuesta por dos relés de distancia, uno de los cuales se denomina protección principal (21P) y el otro es la protección de respaldo (21R).

Como está previsto que ambas protecciones detecten la falla al mismo tiempo, en realidad se trata de dos protecciones redundantes en lo que a relés de distancia se refiere.

Es importante tener en cuenta lo siguiente:

La impedancia de falla vista por el relé de distancia se ve siempre afectada por los efectos de la resistencia de falla, el acoplamiento mutuo entre las líneas paralelas y el sentido del flujo de carga; los que originan un aumento o disminución, aparente de la impedancia de falla que podría ocasionar la no operación de estos relés.

En líneas de doble terna, y para los casos de fallas monofásicas, el efecto de la impedancia de acoplamiento mutuo en secuencia homopolar entre líneas paralelas, igualmente aumenta y distorsiona la variación de la impedancia de falla que es vista por el relé a lo largo de la línea.

Las líneas protegidas se pueden considerar como "líneas cortas", por lo que el efecto de la impedancia de carga y las oscilaciones de potencia no tienen mayor importancia. Sin embargo, en líneas de transmisión cortas y con bajos valores de impedancia (de 20 a 50 Ω aproximadamente), como es el caso de la línea involucrada en el estudio, la resistencia de falla

tiene una gran incidencia en la impedancia total de falla, ya que la aumenta y la desplaza hacia el eje R, pudiendo sacarla del alcance del relé. Para este tipo de fallas, se tiene la característica poligonal de los relés de distancia y si esto no es suficiente se ha habilitado la función de sobrecorriente direccional de tierra (67N) en la protección principal.

6.3.2. Unidad de Reenganche (79)

Para el uso de la filosofía de reenganche automático de los interruptores ante fallas transitorias en la línea, se ha habilitado la función de reenganche (79) en la protección primaria que actuará sólo cuando las fallas ocurran en primera zona y sean monofásicas, es decir, enviará una orden de cierre del polo abierto del interruptor por una sola vez. Cuando la falla afecte más de una fase o la falla monofásica persista luego del reenganche, la unidad de reenganche quedará bloqueado y la apertura de los interruptores será en forma tripolar y definitiva.

Si la falla monofásica es detectada sólo por la protección de respaldo en primera zona (21R), este enviará una señal al arranque de la unidad de reenganche de la protección primaria, con el objeto de iniciar el ciclo de reenganche. Es decir, los dos relés de distancia 21P y 21R estarán ligados a la misma unidad de reenganche (79) y todo este conjunto operará bajo el esquema de protección de disparo transferido con subcance permisivo con apoyo de la onda portadora para la apertura del interruptor del otro extremo de la línea.

Para los casos de reenganche tripolar automático, la orden de cierre de los interruptores por la unidad de reenganche (79) está condicionada a la supervisión de un relé de sincronismo (25).

6.3.3. Esquemas de Teleprotección

El esquema de teleprotección empleado es el permisivo con sobrealcance, POTT (Permissive Overreach Transfer Trip Protection), según se explicó a detalle en el Capítulo IV.

6.3.4. Relé de Sobrecorriente a Tierra Direccional (67N)

Como una protección complementaria a la protección de distancia para fallas a tierra con alta impedancia, se ha habilitado en el relé Epac la unidad de sobrecorriente a tierra direccional (67N) con ajuste bastante sensible. De actuar el relé (67N), la apertura de los interruptores de línea será tripolar y en forma definitiva y para evitar su operación con fallas externas, deberá operar bajo el esquema de comparación direccional permisivo usando un canal de teleprotección independiente de las protecciones de distancia.

La temporización ajustada en el relé 67N permite darle tiempo a la protección de distancia principal y de respaldo para que elimine las fallas y se cumpla el ciclo del reenganche monofásico.

6.3.5. Protección de Falla de Interruptor (50BF)

Adicionalmente, se tiene una protección de falla de interruptor (50BF) para los interruptores de las líneas y está compuesta por un relé de sobrecorriente tipo KCCG 122. Su actuación está condicionada a la operación del relé de distancia, si éste actúa y el interruptor no abre, el relé 50BF debe actuar ordenando la apertura de los interruptores de los otros equipos conectados a la misma barra y mediante onda portadora ordenará también la apertura del interruptor del otro extremo de la línea.

6.3.6. Protección de la Línea de Transmisión – Calibración del Relé EPAC Ubicado en la S.E. San Juan

En la Fig. 3.2. se muestra el diagrama unifilar de la S.E. San Juan, donde se muestra en detalle el sistema de protección de las líneas que van hacia la S.E. Santa Rosa de 220 kV (L-2010, L-2011); por lo que a continuación se enunciará los criterios adoptados en la línea de transmisión, para los relés de distancia Epac, ubicados en la Subestación San Juan.

Relé de distancia principal (21P)

La protección principal (21P) trabajará bajo el esquema de protección de disparo transferido con sobrealcance permisivo (POTT), con apoyo de la onda portadora. Cualquier falla a lo largo de la línea protegida deberá ser eliminada en forma instantánea por la protección de distancia principal y la apertura de los interruptores de la línea.

La unidad de reenganche, es habilitada por la actuación de las protecciones de distancia (21P, 21R), sólo para las fallas que se produzcan dentro de la línea protegida y en nuestro caso se usará el esquema de reenganche monofásico por una sola vez para fallas monofásicas. Para fallas que afecten más de una fase, el relé de reenganche no tendrá intervención alguna, siendo la apertura de los interruptores en forma trifásica y definitiva.

Los ajustes de la unidad de reenganche que dependen de la red protegida son el tiempo de espera (tiempo muerto) y el tiempo de bloqueo del relé.

El tiempo de espera se ha ajustado a 0.40 s que sumado al tiempo de cierre del interruptor se tendrá un tiempo de espera igual a 0.49 s, tiempo necesario para la extinción de la falla monofásica transitoria.

El tiempo de bloqueo del relé depende del tiempo que tardan los interruptores en reponerse para efectuar un nuevo ciclo de apertura-cierre-apertura. En nuestro caso, se ha ajustado a 15 s. Este tiempo permite al

interruptor de potencia estar nuevamente en condiciones de cumplir con otro proceso de reenganche. Si durante este tiempo se produjera una falla monofásica transitoria, el relé de reenganche no intervendrá por estar bloqueado, siendo en consecuencia la apertura de los interruptores en forma trifásica y definitiva.

Adicionalmente se ha habilitado la función de bloqueo por oscilación de potencia. Esta función permite detectar cualquier oscilación de potencia o pérdida de sincronización que pueda ingresar a la zona de operación del relé, evitando el disparo accidental del interruptor por acción de la protección de distancia.

El ancho de la banda necesaria para determinar la presencia de una oscilación de potencia se ha determinado por medio de la ecuación (6.4).

Si un punto de impedancia cruza el límite entre la banda de oscilación de potencia y la característica de arranque, se activa un temporizador el cual ha sido ajustado a 2.0 s

Si el punto de impedancia sale de la característica antes que el tiempo expire, el bloqueo del relé no es activado y el temporizador es reinicializado.

Todas las zonas resultarán bloqueadas cuando ocurre la oscilación de potencia.

Ante la detección de oscilación de potencia estarán bloqueados tanto el envío como la recepción de señales de comunicación entre los relés de distancia ubicados en los extremos de la línea.

Se producirá desbloqueo ante la presencia de corriente residual del 120% I_n .

La presencia de sobrecorriente entre fases también producirá el desbloqueo cuando ésta supere el 140% de la corriente nominal del relé.

La presencia de secuencia negativa también originará un desbloqueo de la función de oscilación de potencia cuando supere un 30% de la corriente nominal del relé.

A continuación se describe los alcances de las zonas de protección y su respectiva temporización:

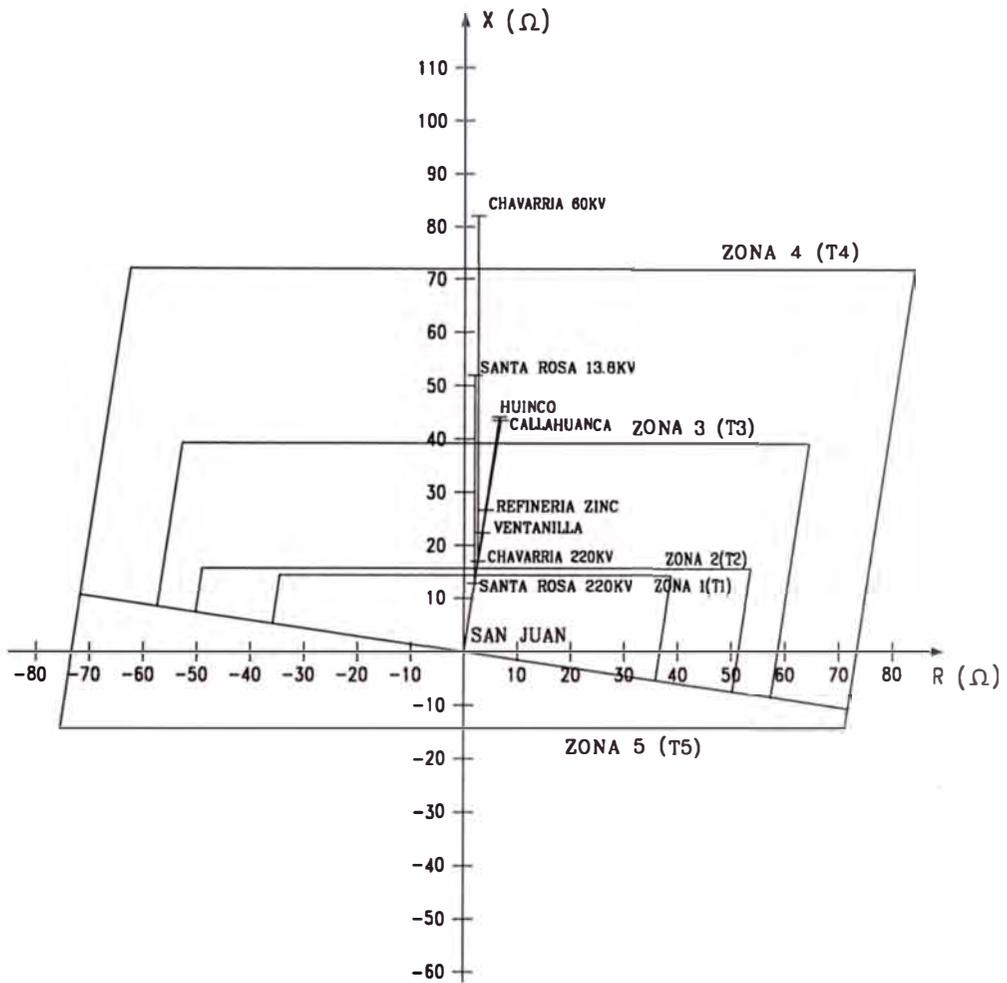
El alcance de la primera zona se esta considerando del 110% de longitud de la línea protegida, puesto que se está utilizando el esquema de teleprotección con sobrealcance permisivo, con un tiempo máximo de eliminación de falla de aproximadamente 80 ms (tiempo del interruptor + tiempo del relé).

El alcance de la segunda zona se esta ajustando al 120% de la longitud de la línea protegida, determinado bajo el criterio de asegurar la eliminación de las fallas a lo largo de la línea protegida en forma instantánea con apoyo de la onda portadora. El tiempo de operación se esta ajustando a 0.4 s.

El alcance de la tercera zona se esta ajustando al 300 % de la longitud de la línea protegida. Para la determinación de este alcance, se ha tomado en cuenta la cobertura de las fallas a lo largo de las líneas siguientes a la línea protegida (líneas largas comparadas con la línea protegida, según se observa en la Fig. 6.1; con la finalidad de cubrir al 100 % de la longitud de la línea adyacente). El tiempo de operación de la tercera zona es de 0.8 s.

El alcance de la cuarta zona se esta ajustando al 550% de la longitud de la línea protegida, determinado bajo el criterio de cubrir la tercera zona sin sobrepasar los transformadores de potencia y no interferir con la impedancia de carga en cada punto de ubicación del relé. Por ejemplo, no

LINEA : SAN JUAN-SANTA ROSA (L-2010/L-2011)
 FALLA : FASE - FASE



IMPEDANCIA REFERIDA AL PRIMARIO 220KV

San Juan 2010-11 Fase DFC

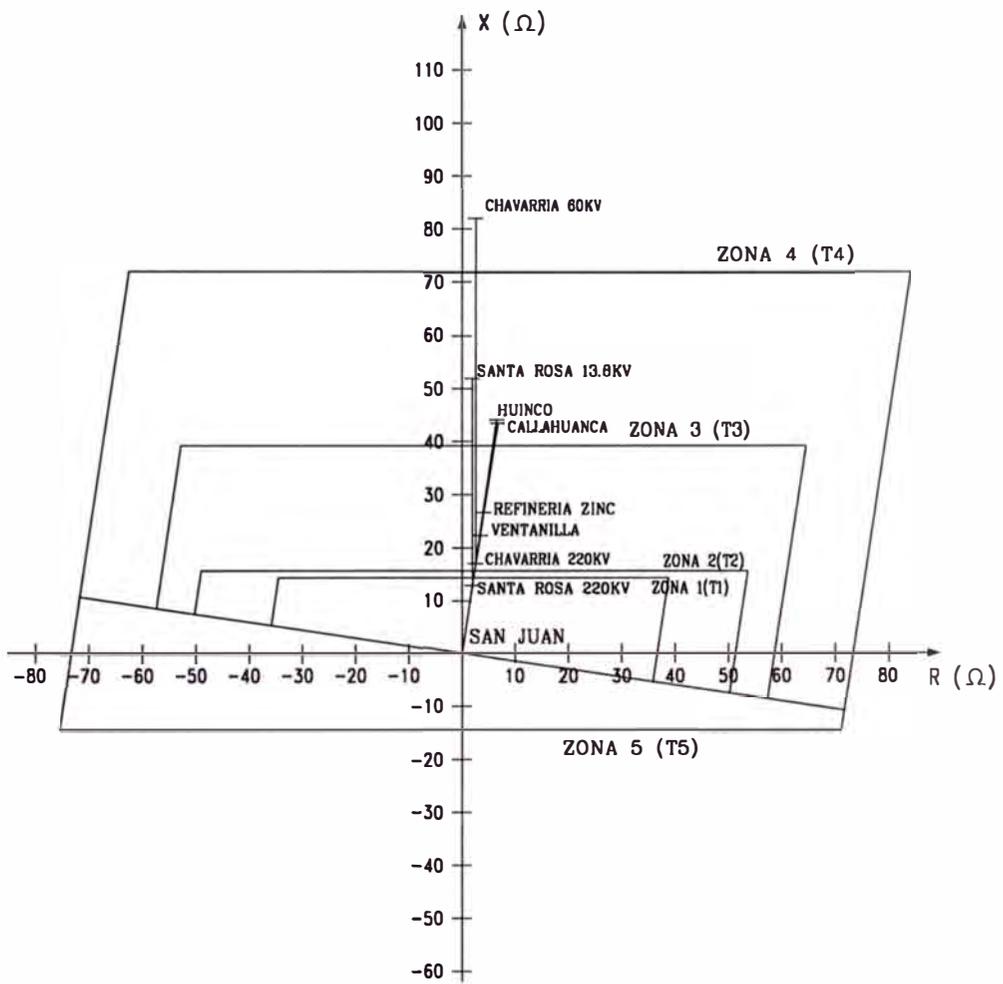
Figura N°:

6.1

S.E. SAN JUAN

CARACTERISTICA DE OPERACIÓN DEL RELÉ DE DISTANCIA EPAC

LINEA : SAN JUAN-SANTA ROSA (L-2010/L-2011)
 FALLA : FASE - TIERRA



IMPEDANCIA REFERIDA AL PRIMARIO 220KV

San Juan 2010-11 Fase.DWG

Figura N°:

6.2

S.E. SAN JUAN

CARACTERISTICA DE OPERACIÓN DEL RELÉ DE DISTANCIA EPAC

llegan a cubrir el transformador de potencia ubicado en la S.E. Chavarria. El tiempo de operación es 3.0 s.

El alcance de la quinta zona de dirección inversa (20% de Z4), se ha determinado con la finalidad de trabajar como protección de respaldo de los transformadores de potencia. El tiempo de operación es 3.0 s.

En el “Apéndice A” se muestran las pantallas de visualización principal que dispone el programa WinEpac, así como los ajustes de la línea a proteger, permitiéndonos el fácil ingreso de los datos de ajustes al relé, y en las Figuras 6.1 y 6.2., observamos los gráficos de las características de operación de la protección EPAC, de las líneas paralelas L-2010 y L-2011.

Unidad Direccional de Tierra

La unidad direccional de tierra trabajará como respaldo de las protecciones de distancia para fallas a tierra con alta impedancia, el arranque de la unidad de sobrecorriente se ha ajustado lo más sensible posible. En realidad los ajustes se encuentran en los valores mínimos, que pueden detectar fallas de hasta 100 Ω . Para evitar su operación con fallas externas, operará bajo el esquema de comparación direccional con ayuda de la onda portadora.

La temporización ajustada (0.8 s) permite darle tiempo a la protección de distancia principal y de respaldo para que elimine las fallas y se cumpla el ciclo del reenganche monofásico.

Relé de distancia de respaldo (21R)

Tal como se mencionó anteriormente, el sistema de protección de respaldo viene a ser una protección redundante al sistema EPAC, por lo que los criterios para los cálculos de ajustes, deberían ser los mismos que para la protección principal.

Relé de falla de interruptor (50BF)

Está compuesto por un relé de sobrecorriente tipo KCGG 122 (unidad monofásica). La unidad de falla de interruptor se encuentra sin alimentación de tensión de control (tensión continua), la cual recién es habilitada con la señal de disparo de los relés de distancia (21P y 21R) a través de un ingreso lógico.

La actuación de la protección de falla de interruptor está condicionada a la señal de disparo de los relés de distancia y a la no apertura del interruptor de potencia ante esta señal. De ser así, el relé KCGG ocasionará la apertura de los interruptores de potencia de los equipos conectados a la misma barra luego de un tiempo y mediante onda portadora, la apertura del interruptor ubicado en el extremo opuesto de la línea fallada.

La temporización ajustada en el relé, permite que la protección de distancia y el interruptor eliminen la falla, de ahí que el tiempo ajustado es de 300 ms.

6.3.7. Protección de la Línea de Transmisión – Calibración del Relé EPAC Ubicado en la S.E. Santa Rosa

En la Fig. 3.3 se muestra el diagrama unifilar de la S.E. Sta. Rosa, donde se muestra en detalle el sistema de protección de las líneas de transmisión en 220 kV Sta. Rosa - San Juan (L-2010, L-2011); siguiendo la misma secuencia que el ítem anterior de describe lo siguiente.

El sistema de protección de las líneas de transmisión de 220 kV es similar a la de las líneas de la subestación San Juan descritas en el acápite anterior, es decir está concebido bajo la filosofía de protección principal (21P) y protección de respaldo (21R).

Relé de distancia principal (21P)

La protección principal (21P) trabajará bajo el esquema de protección de disparo transferido con sobrealcance permisivo (POTT), con apoyo de la onda portadora. Cualquier falla a lo largo de la línea protegida deberá ser eliminada en forma instantánea por la protección de distancia principal y la apertura de los interruptores de la línea.

Las unidades de reenganche (79) y de bloqueo por oscilación de potencia han sido calibrados teniendo en consideración los criterios mencionados en el acápite 6.3.6.

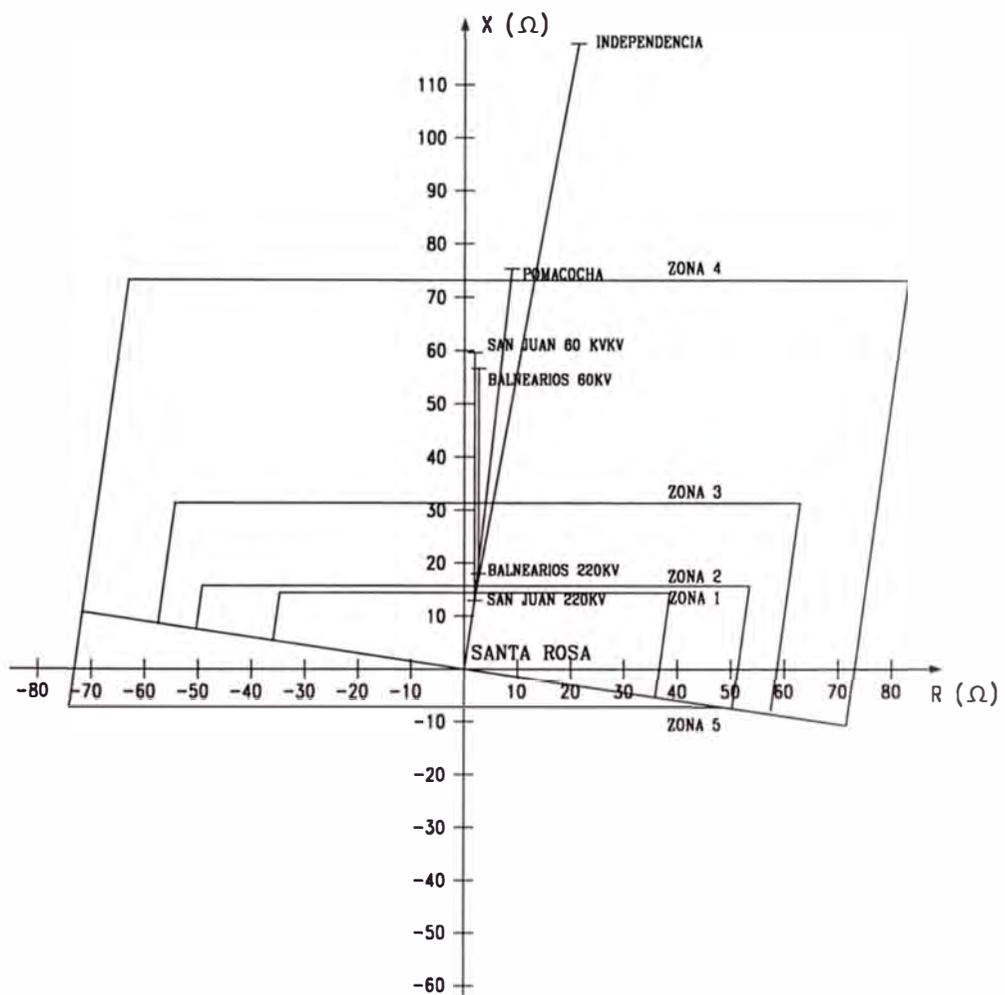
A continuación se describe los alcances de las zonas de protección y su respectiva temporización:

El alcance de la primera zona se esta considerando del 110% de longitud de la línea protegida, puesto que se está utilizando el esquema de teleprotección con sobrealcance permisivo, con un tiempo máximo de eliminación de falla de aproximadamente 80 ms (tiempo del interruptor + tiempo del relé).

El alcance de la segunda zona se esta ajustando al 120% de la longitud de la línea protegida, determinado bajo el criterio de asegurar la eliminación de las fallas a lo largo de la línea protegida en forma instantánea con apoyo de la onda portadora. El tiempo de operación se esta ajustando a 0.4 s.

El alcance de la tercera zona se esta ajustando al 240 % de la longitud de la línea protegida. Para la determinación de este alcance, se ha tomado en cuenta la cobertura de las fallas a lo largo de las líneas siguientes a la línea protegida (líneas largas comparadas con la línea protegida, según se

LINEA : SANTA ROSA-SAN JUAN (L-2010/L-2011)
 FALLA : FASE - FASE



IMPEDANCIA REFERIDA AL PRIMARIO 220KV

Figura N°:

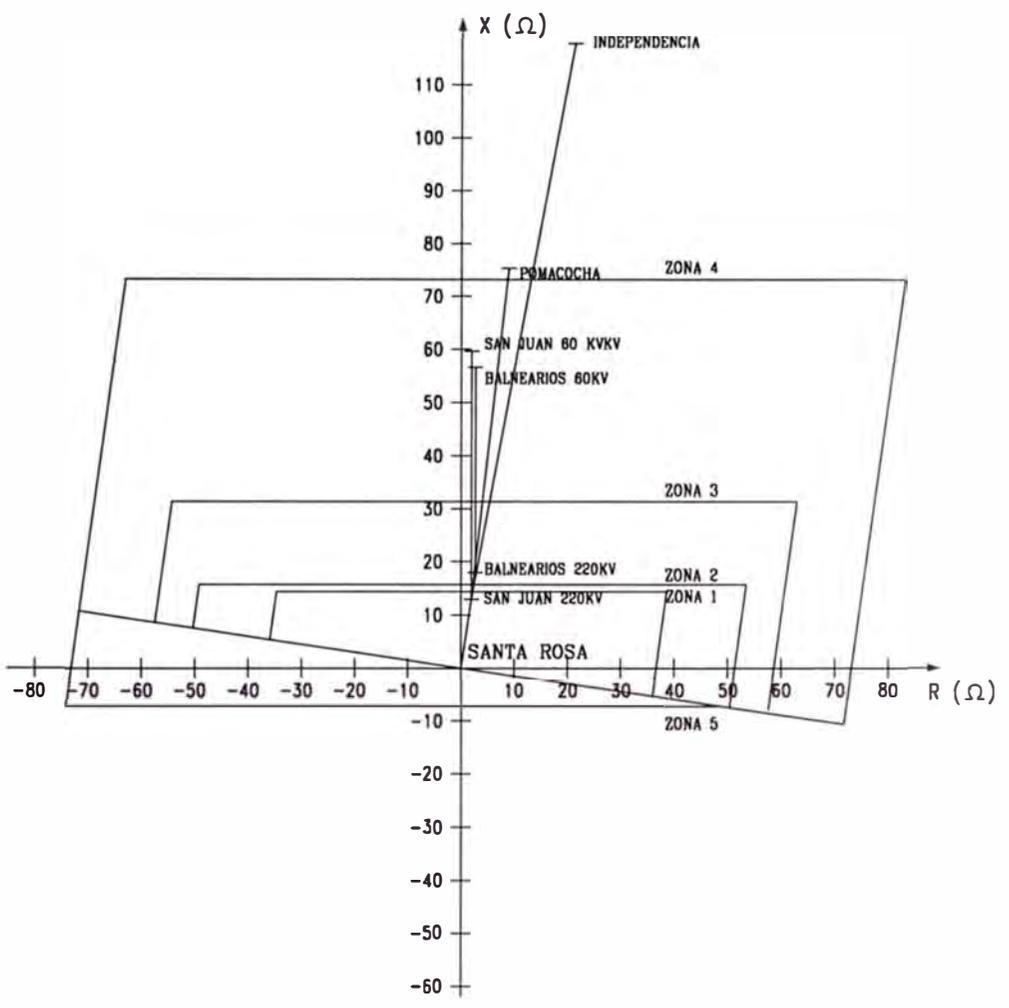
6.3

S.E. SANTA ROSA

CARACTERISTICA DE OPERACIÓN DEL RELÉ DE DISTANCIA EPAC

REL2010F.DWG

LINEA : SANTA ROSA-SAN JUAN (L-2010/L-2011)
 FALLA : FASE - TIERRA



IMPEDANCIA REFERIDA AL PRIMARIO 220KV

REL00107.DWG

Figura N°:
 6. 4

S.E. SANTA ROSA
CARACTERISTICA DE OPERACIÓN DEL RELÉ DE DISTANCIA EPAC

observa en la Fig. 6.3; con la finalidad de cubrir al 100 % de la longitud de la línea adyacente). El tiempo de operación de la tercera zona = 0.8 s.

El alcance de la cuarta zona se esta ajustando al 560% de la longitud de la línea protegida, determinado bajo el criterio de cubrir la tercera zona. El tiempo de operación es 3.0 s.

El alcance de la quinta zona de dirección inversa (10% de Z4), se ha determinado con la finalidad de trabajar como protección de respaldo de los transformadores de potencia. El tiempo de operación es 3.0 s.

En el “Apéndice B” se muestran las pantallas de visualización los ajustes de la línea a proteger, en el programa WinEpac, y en las Figuras 6.3 y 6.4, observamos los gráficos de las características de operación de la protección EPAC, de las líneas paralelas L-2010 y L-2011.

Unidad Direccional de Tierra

Los criterios de ajuste son los mismos descritos en el acápite 6.3.6.

Relé de distancia de respaldo (21R)

Los criterios de ajuste son los mismos descritos en el acápite 6.3.6.

Relé de falla de interruptor (50BF)

Los criterios de ajuste son los mismos descritos en el acápite 6.3.6.

6.4. Cálculos Justificativos Para la Protección de la Línea

La línea tiene como protección relés de distancia ubicados en sus extremos, en las Subestaciones que enlaza, a continuación describiremos los cálculos efectuados para la selección y calibración de sus ajustes.

6.4.1. Característica de la Red

Longitud de la línea : 26.28 Km

Parámetros de la línea (Ω). Lado Primario

Secuencia positiva : 13.067 \angle 81.4807°

Secuencia homopolar : 40.956 \angle 81.0944°

Relación de transformador de tensión: $kV1/KV2 = (220/\sqrt{3})/(0.1/\sqrt{3}) = 2200$

Relación de transformador de corriente: $I1/I2 = 600/1 = 600$

Relación de impedancia : $KZ = (kV1/KV2)/(I1/I2) = 2200/600 = 3.6667$

Parámetros de la línea (Ω). Lado Secundario

- Secuencia positiva : 3.5637 \angle 81.4807°

- Secuencia homopolar : 11.1698 \angle 81.0944°

6.4.2. Cálculo de Ajustes Protección de la Línea - Lado San Juan

A. Alcances De La Protección De Distancia

Zona 1:

El ajuste de la primera zona cubrirá el 110% de la línea protegida (se está considerando esquema de teleprotección POTT):

$$Z1 = 1.10 \times 3.5637 = 3.92 \Omega$$

Zona 2:

La segunda zona debe ser ajustada para:

Cubrir el 120% de la línea protegida, lo que nos asegura la cobertura total de la línea.

No debe sobrepasar el 80% de la línea mas corta siguiente a la línea protegida.

$$Z2 = 1.20 \times 3.5637 = 4.276 \Omega$$

Zona 3:

La tercera zona cubrirá el 100% de la línea más corta siguiente a la línea protegida:

$$Z3 = 3.0 \times 3.5637 = 10.69 \Omega$$

Zona 4:

La cuarta zona debe ser ajustada para:

Cubrir el 120% de la línea más corta siguiente.

$$Z4 = 5.5 \times 3.5637 = 19.60 \Omega$$

Zona 5:

Esta zona está orientada hacia atrás, es decir, detecta las fallas que se producen en la barra de 220 kV.

Con el propósito de mantener la selectividad con las líneas que convergen a esta barra, el alcance de esta zona será sólo el 20% de la impedancia de la cuarta zona.

$$Z5 = 0.2 \times 19.60 = 3.92 \Omega$$

B. Ajuste De Los Temporizadores

En general, los tiempos de ajuste de las zonas de respaldo deben ser coordinados con los tiempos de las protecciones de respaldo del resto del sistema.

En el presente estudio se han determinado los tiempos de protección de distancia siguientes:

De la zona 1 , T1= 0.0 ms

De la zona 2 , T2= 400 ms

De la zona 3 , T3= 800 ms

De la zona 4 , T4= 3000 ms

De la zona 5 , T5= 3000 ms

C. Alcance Resistivo De La Protección De Distancia

Cálculo de la resistencia de falla a tierra (R 1m) :

$$R_{1m} = R_{\text{arco}} + R_{\text{torre}} \dots\dots\dots (6.1)$$

Donde:

R_{1m} : Alcance resistivo para fallas a tierra de la zona 1

R arco : Resistencia de arco = 25 Ω

R torre : Resistencia de puesta a tierra

Haciendo uso de la formula de Van Warrington's

$$R_{\text{arco}} = (28707 \times L_{\text{arco}}) / I_f^{1.4} \dots\dots\dots (6.2)$$

Donde :

$$L_{\text{arco}} = 3 \times \text{Dist. entre fases} \dots\dots\dots(6.3)$$

$$\text{Distancia entre fases} = 2.95$$

$$\rightarrow L_{\text{arco}} = 3 \times 2.95 = 8.85 \text{ m}$$

$$I_f : \text{corriente de falla a tierra} = 12\,737 \text{ A}$$

$$\rightarrow \text{Reemplazando en (6.2)} \quad R_{\text{arco}} = (28707 \times 8.85) / 12\,737^{1.4} = 0.4548 \, \Omega$$

De (1)

$$R_{1m} = 0.4548 \, \Omega + 25 \, \Omega = 25.4548 \, \Omega$$

En el lado secundario será : R_{1m} = 6.94 Ω

Seleccionamos: R_{1m} = 10 Ω

Cálculo de la resistencia para fallas entre fases (R 1b):

Este valor puede ser estimado similar a la resistencia de falla a tierra, lográndose una cobertura razonable de 36Ω en el lado primario.

Es decir, en el lado secundario $R_{1b} = 10 \Omega$.

Cálculo del límite de arranque resistivo (Rlim):

Considerando la capacidad de la línea de 600 A (228.6 MVA)

$$\rightarrow Z = (0.9 \text{ kV})^2 / \text{MVA} = (0.9 \times 220)^2 / 228.6 = 171.5 \Omega$$

En el lado secundario será : $Z = 46.77 \Omega$

→ Consideraremos un arranque del 200% de R 1b

$$R_{\text{lim}} = 2 \times 10 = 20 \Omega < 46.77 \Omega$$

→ Seleccionamos $R_{\text{lim}} = 20 \Omega$

Cálculo de la resistencia límite de las zonas 2 y 3 (R2, R3):

Ambas resistencias deben cumplir con la siguiente condición:

$$R_{1b} < R_2 < R_3 < R_{\text{lim}}$$

Es decir : $10 \Omega < R_2 < R_3 < 20 \Omega$

Seleccionamos: $R_2 = 14 \Omega$ y $R_3 = 16 \Omega$.

En las figuras 6.1 y 6.2 se muestran las características de operación con los alcances calculados, en casos para fallas de fase – fase y fase – tierra. Se debe recalcar que sólo se muestran una representación lineal, es decir no se están graficando los efectos de las impedancia mutua, los cuales modifican las magnitudes de las impedancias "vistas" por la unidad de distancia.

D. Parámetros De Teleprotección

El esquema de teleprotección seleccionado será: Sobrealcance Permisivo.

El tipo de disparo seleccionado es: Disparo monofásico para la primera zona

E. Parámetros De Falla De Fusible

La información de falla de fusible la recibirá de dos maneras:

A través de una señal externa,

Un cálculo interno de la ecuación característica de corriente y tensión, es decir sí:

- La tensión residual V_r está por debajo de un valor umbral predefinido de $0.75 V_n$,
- Las corrientes de secuencia negativa y cero (I_0 , I_2) están por encima de un valor umbral seleccionado en $0.05 I_n$

La corriente de línea está por encima de un valor umbral fijo de $2.5 I_n$

La temporización seleccionada para emitir una alarma es de 5 s

F. Función De Bloqueo Por Oscilación De Potencia

El ancho de banda necesario para determinar la presencia de una oscilación de potencia está dada por la ecuación:

$$\Delta P = 0.00785 \cdot F \cdot (4R_{lim}^2 + X_{res}^2) / X_{res} \quad \dots\dots\dots(6.4)$$

Donde:

- F : Frecuencia de oscilación de potencia.
 R lim : Resistencia límite de la característica.
 Xres : Impedancia de la red correspondiente a la suma de los alcances hacia delante y hacia atrás.

$$F = 5 \text{ Hz}$$

$$R \text{ lim} = 20 \ \Omega$$

$$X_{\text{res}} = (19.60 + 3.92) \ \Omega = 23.52 \ \Omega$$

De la ecuación: $\Delta P = 3.59 \ \Omega$, Seleccionamos $\Delta P = 4.0 \ \Omega$

G. Función De Reenganche

Según el esquema de comunicación previsto se está habilitando el reenganche monofásico que permite la eliminación de fallas a tierra fugaces.

- **Tiempo muerto:** El tiempo muerto considerado para un reenganche monofásico está entre los 400 y 500 ms, debido a que sólo se desconecta la fase fallada desde ambos extremos, mientras que las fases sanas quedan en servicio, induciendo tensión sobre la línea con falla y retrasando la extinción del arco eléctrico.

De las características técnicas del interruptor:

$$\text{Tiempo de cierre (T1)} = 90 \text{ ms}$$

$$\text{Tiempo de corte (T2)} = 60 \text{ ms}$$

$$\text{Tiempo de tensado} = 13 \text{ s}$$

$$\text{Term} + T2 = 450 \text{ ms}$$

Donde:

$$\text{Term} = \text{Tiempo muerto programado al relé}$$

$$\text{De la ecuación: Term} = 450 - T2 = 450 - 60 = 390 \text{ ms}$$

Seleccionamos: Term = 400 ms

- **Duración de la orden de cierre:** Está ajustado a 250 ms
- **Tiempo de bloqueo:** Está ajustado a 15 s
- **Modo de reenganche:** Reenganche monofásico por única vez.

H. Función De Unidad Direccional de Tierra DEF (67N)

Se esta habilitando la función de Protección para fallas de alta resistencia, en esta unidad se esta usando la característica de operación inversa, con una temporización que permita primero eliminar las fallas a las protecciones de distancia.

El arranque de la Unidad Direccional es de 0.05 A, que equivale a una corriente homopolar de 30 A en el primario.

6.4.3. Cálculo de Ajustes Protección de la Línea - Lado Santa Rosa

A. Alcances De La Protección De Distancia

Zona 1:

El ajuste de la primera zona cubrirá el 110% de la línea protegida (se está considerando esquema de teleprotección POTT):

$$Z1 = 1.10 \times 3.5637 = 3.92 \Omega$$

Zona 2:

La segunda zona debe ser ajustada para:

Cubrir el 120% de la línea protegida, lo que nos asegura la cobertura total de la línea.

No debe sobrepasar el 80% de la línea mas corta siguiente a la línea protegida.

$$Z2 = 1.20 \times 3.5637 = 4.276 \Omega$$

Zona 3:

La tercera zona cubrirá el 100% de la línea más corta siguiente a la línea protegida:

$$Z3 = 2.40 \times 3.5637 = 8.55 \Omega$$

Zona 4:

La cuarta zona debe ser ajustada para:

Cubrir el 120% de la línea más corta siguiente.

No debe sobrepasar la impedancia de los transformadores de potencia de la subestación San Juan.

$$Z4 = 5.6 \times 3.5637 = 19.96 \Omega$$

Zona 5:

Esta zona está orientada hacia atrás, es decir, detecta las fallas que se producen en la barra de 220 kV.

Con el propósito de mantener la selectividad con las líneas que convergen a esta barra, el alcance de esta zona será sólo el 10% de la impedancia de la cuarta zona.

$$Z5 = 0.1 \times 19.96 = 1.996 \Omega$$

B. Ajuste De Los Temporizadores

En general, los tiempos de ajuste de las zonas de respaldo deben ser coordinados con los tiempos de las protecciones de respaldo del resto del sistema.

En el presente estudio se han determinado los tiempos de protección de distancia siguientes:

De la zona 1 , $T1= 0.0$ ms

De la zona 2 , $T2= 400$ ms

De la zona 3 , $T3= 800$ ms

De la zona 4 , $T4= 3000$ ms

De la zona 5 , $T5= 3000$ ms

C. Alcance Resistivo De La Proteccion De Distancia

Se aplica el mismo criterio que el ítem “C” del acápite 6.4.2.

D. Parámetros De Teleprotección

El esquema de teleprotección seleccionado será: Sobrealcance permisivo.

El tipo de disparo seleccionado es: Disparo monofásico para la primera zona

E. Parámetros De Falla De Fusible

La información de falla de fusible la recibirá de dos maneras:

- A través de una señal externa,
- Un cálculo interno de la ecuación característica de corriente y tensión, es decir sí:
 - La tensión residual V_r está por debajo de un valor umbral predefinido de $0.75 V_n$,
 - Las corrientes de secuencia negativa y cero (I_0, I_2) están por encima de un valor umbral seleccionado en $0.05 I_n$
 - La corriente de línea está por encima de un valor umbral fijo de $2.5 I_n$

La temporización seleccionada para emitir una alarma es de 5 s

F. Función De Bloqueo Por Oscilación De Potencia

El ancho de banda necesario para determinar la presencia de una oscilación de potencia está dada por la ecuación:

$$\Delta P = 0.00785 \cdot F \cdot (4R_{lim}^2 + X_{res}^2) / X_{res}$$

Donde:

F : Frecuencia de oscilación de potencia.

R lim : Resistencia límite de la característica.

Xres : Impedancia de la red correspondiente a la suma de los alcances hacia delante y hacia atrás.

$$F = 5 \text{ Hz}$$

$$R_{lim} = 20 \Omega$$

$$X_{res} = (19.96 + 1.996) \Omega = 21.96 \Omega$$

De la ecuación: $\Delta P = 3.72 \Omega$, Seleccionamos $\Delta P = 4.0 \Omega$

G. Función De Reenganche

Según el esquema de comunicación previsto se está habilitando el reenganche monofásico que permite la eliminación de fallas a tierra fugaces.

- **Tiempo muerto:** El tiempo muerto considerado para un reenganche monofásico está entre los 400 y 500 ms, debido a que sólo se desconecta la fase fallada desde ambos extremos, mientras que las fases sanas quedan en servicio, induciendo tensión sobre la línea con falla y retrasando la extinción del arco eléctrico.

De las características técnicas del interruptor:

Tiempo de cierre (T1) = 90 ms

Tiempo de corte (T2) = 60 ms

Tiempo de tensado = 13 s

$$T_{\text{erm}} + T_2 = 450\text{ms}$$

Donde:

T_{erm} = Tiempo muerto programado al relé

$$\text{De la ecuación: } T_{\text{erm}} = 450 - T_2 = 450 - 60 = 390 \text{ ms}$$

Seleccionamos: $T_{\text{erm}} = 400 \text{ ms}$

Duración de la orden de cierre: Está ajustado a 250 ms

Tiempo de bloqueo: Está ajustado a 15 s

Modo de reenganche: Reenganche monofásico por única vez.

H. Función De Unidad Direccional de Tierra DEF (67N)

Se aplica el mismo criterio que el ítem H de acápite 6.4.2.

CONCLUSIONES

1. El presente informe muestra la metodología a seguir para efectuar la protección de una línea de transmisión con un relé de distancia de tecnología numérica de última generación, en la cual se ha descrito los criterios adoptados, según la configuración del sistema eléctrico involucrado y las necesidades requeridas para establecer una correcta protección de la línea.
2. El Relé considerado en el presente estudio es el Relé Epac 3100/3500 Multifunción de Distancia con Funciones de Control Integradas, provisto Elemento Direccional de Tierra para fallas con alta resistencia, dispone de registros oscilográficos, localizador de fallas, y demás opciones, que lo califican como uno de los relés mas completos técnicamente.
3. Se ha observado que el efecto de dos líneas paralelas muy cercanas ó soportadas en una misma estructura, hace variar la impedancia aparente que se presenta al relé, debido a la impedancia mutua existente entre ambas líneas
4. Para fallas a tierra con alta resistencia, el relé de distancia no garantiza su operación, a razón de que sale de su zona de operación, por ello, se ha habilitado la función DEF (67N), la que ante una falla de alta resistencia, actuará de acuerdo a su ajuste seleccionado.
5. Un criterio adoptado para la calibración de la línea en estudio, es la selección de la teleprotección con sobrealcance permisivo (POTT), esto debido a que la

línea en cuestión es corta, y dada la habilitación de la función 67N, ambas pueden trabajar en conjunto, con el mismo medio de comunicación entre sus extremos.

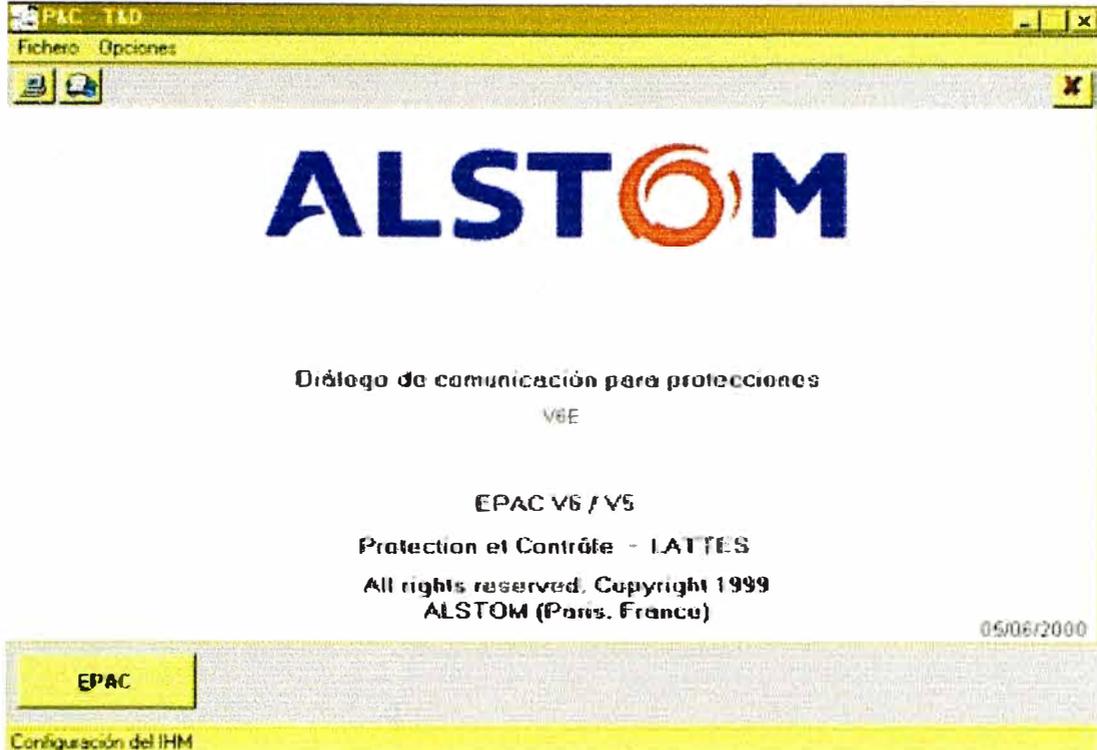
6. Una característica adicional del Relé Epac, es su facilidad de acceso de información y su monitoreo, presentando una interface amigable, así como su adaptabilidad a sistemas de control y monitoreo a distancia.

APENDICE A

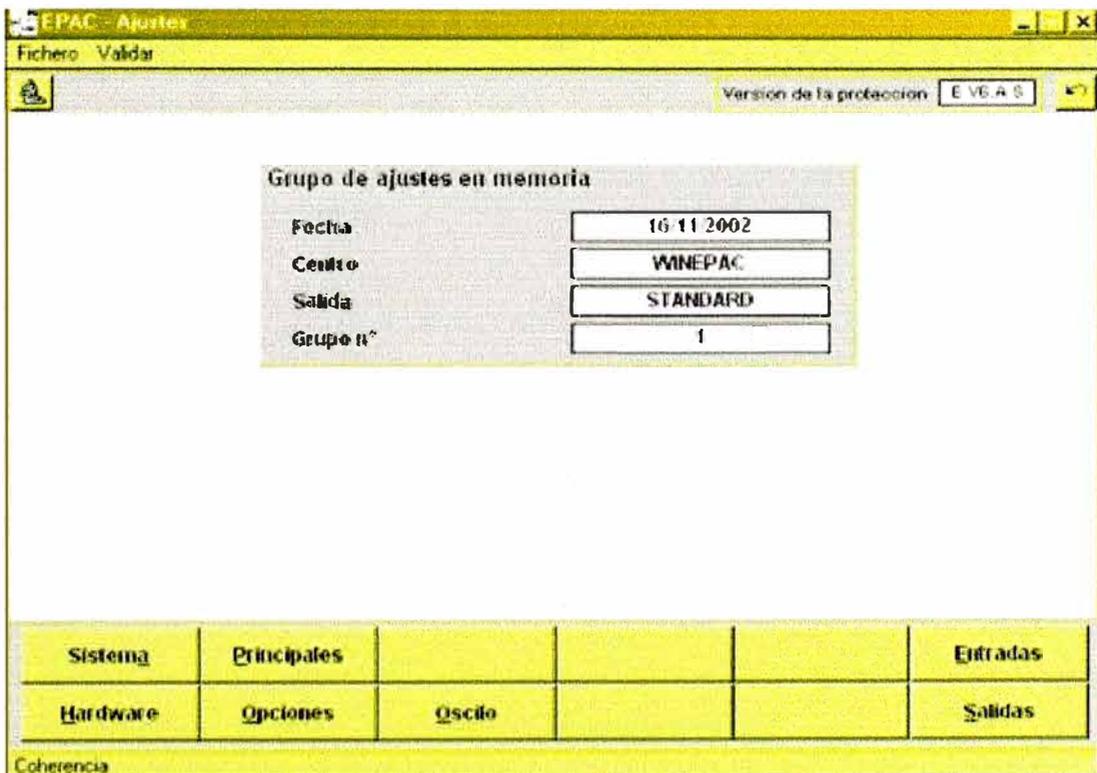
**PANTALLAS DE VISUALIZACIÓN DEL PROGRAMA WINEPAC Y
AJUSTES DEL RELÉ UBICADO EN LA S.E. SAN JUAN**

1. Pantallas de Visualización Principal del Programa WIN EPAC

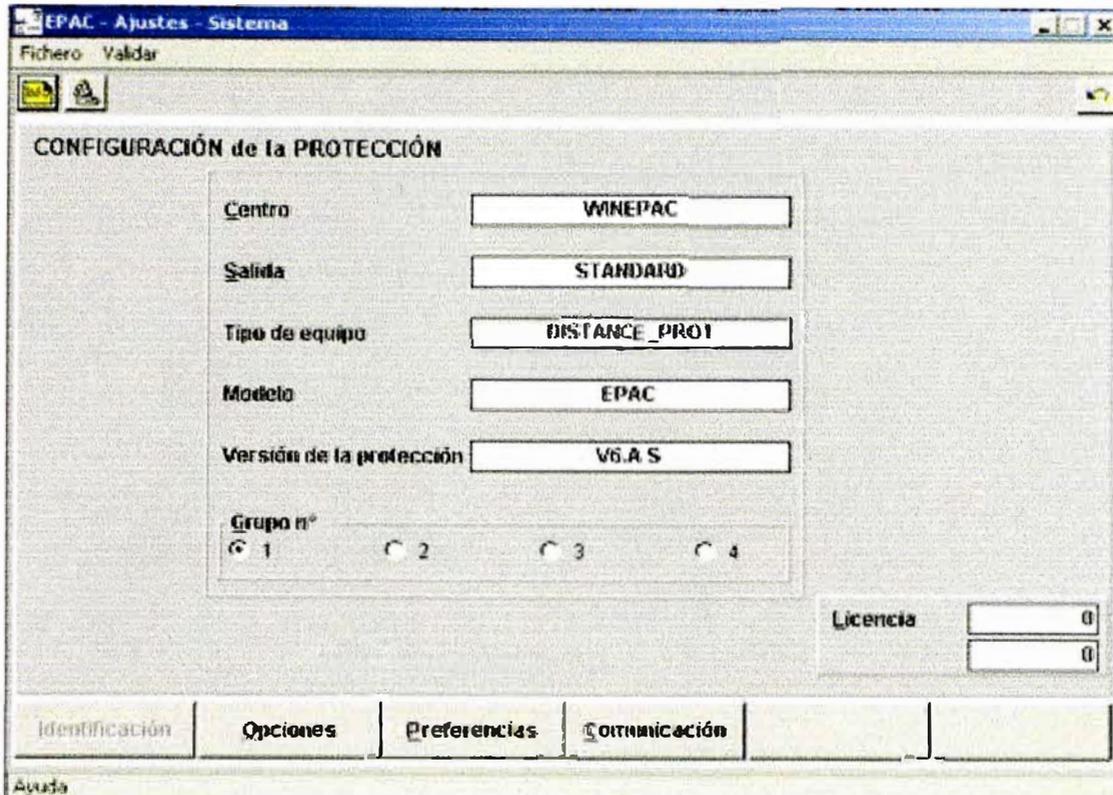
a. Pantalla de visualización principal



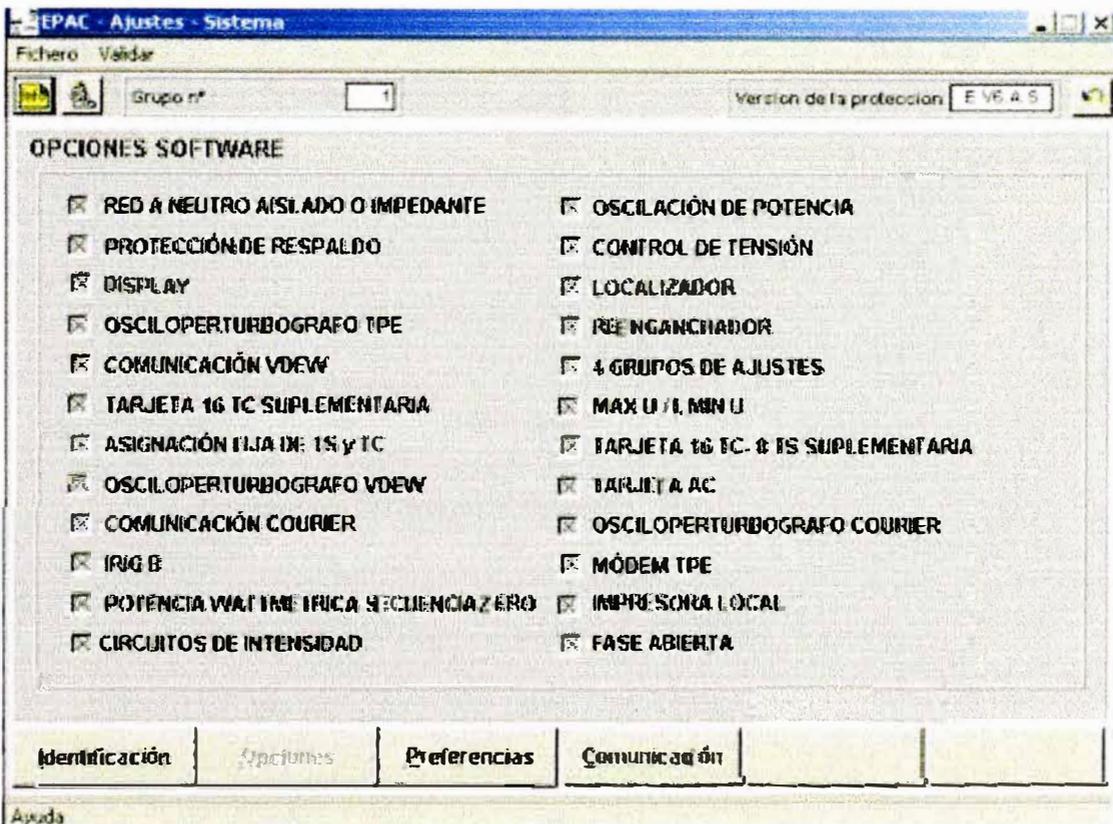
b. Pantalla de visualización de opciones principales



c. Pantalla de visualización de configuración de la protección - Identificación



d. Pantalla de visualización de configuración de la protección – Opciones



e. Pantalla de visualización de configuración de la protección – Preferencias

EPAC - Ajustes - Sistema

Fichero Validar

Grupo n° 1

Version de la protección E V E A S

PREFERENCIAS EPAC

Idioma de la protección

Français
 English
 Deutsch
 Italiano
 Español

Distancia a la falla en

km
 Milla
 % de la línea
 Ohm BT
 Ohm AT

Impresora local

LTY

Distancia en

km
 Milla

Identificación Opciones **Preferencias** Comunicación

Ayuda

f. Pantalla de visualización de configuración de la protección – Comunicación

EPAC - Ajustes - Comunicación

Fichero Validar

Grupo n° 1

Version de la protección E V E A S

COMUNICACIÓN TPE

Dirección de la protección 1

Sincronización por UR

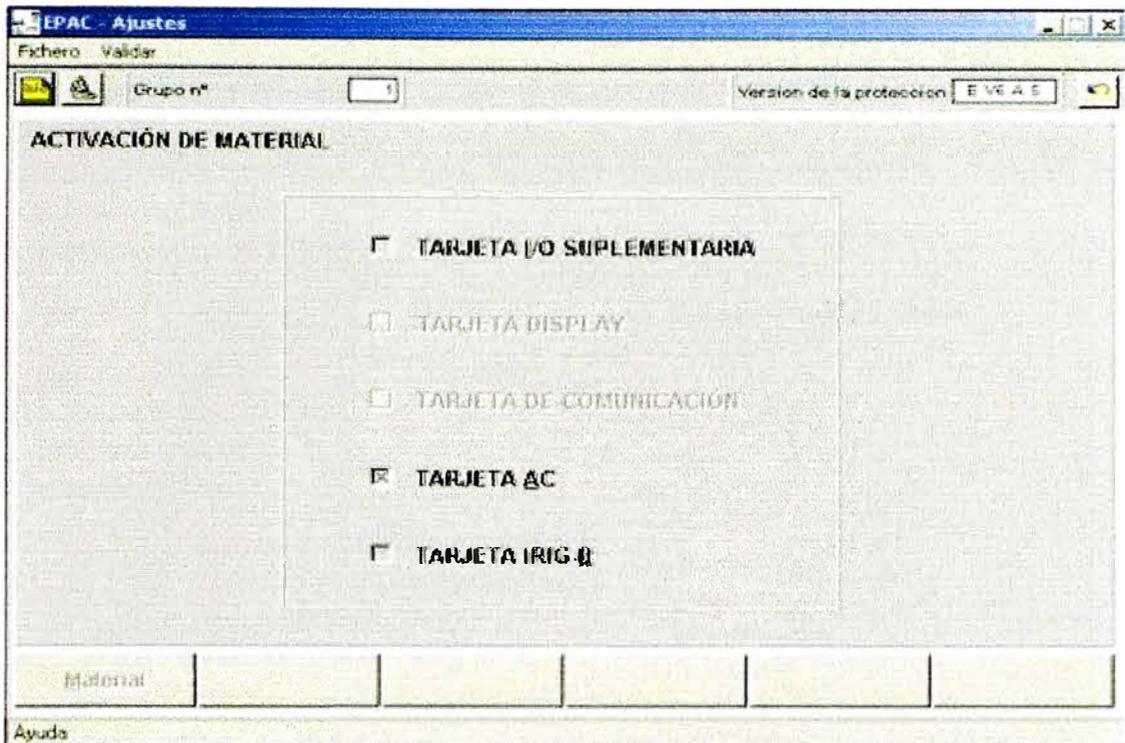
Número de teléfono 0467205454

Secuencia de inicio del modem AT

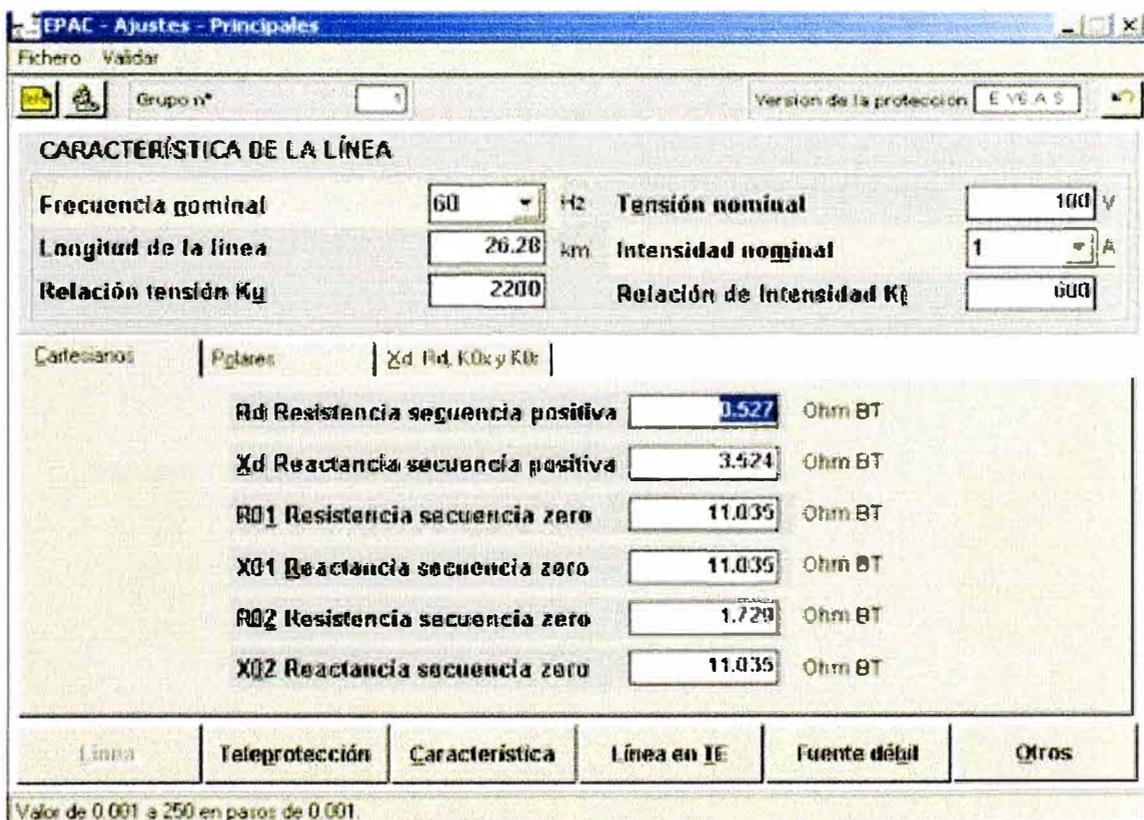
Velocidad de diálogo con modem 9600 baud

TPE **MODEM** COURIER

g. Pantalla de visualización de configuración – Activación del Hardware

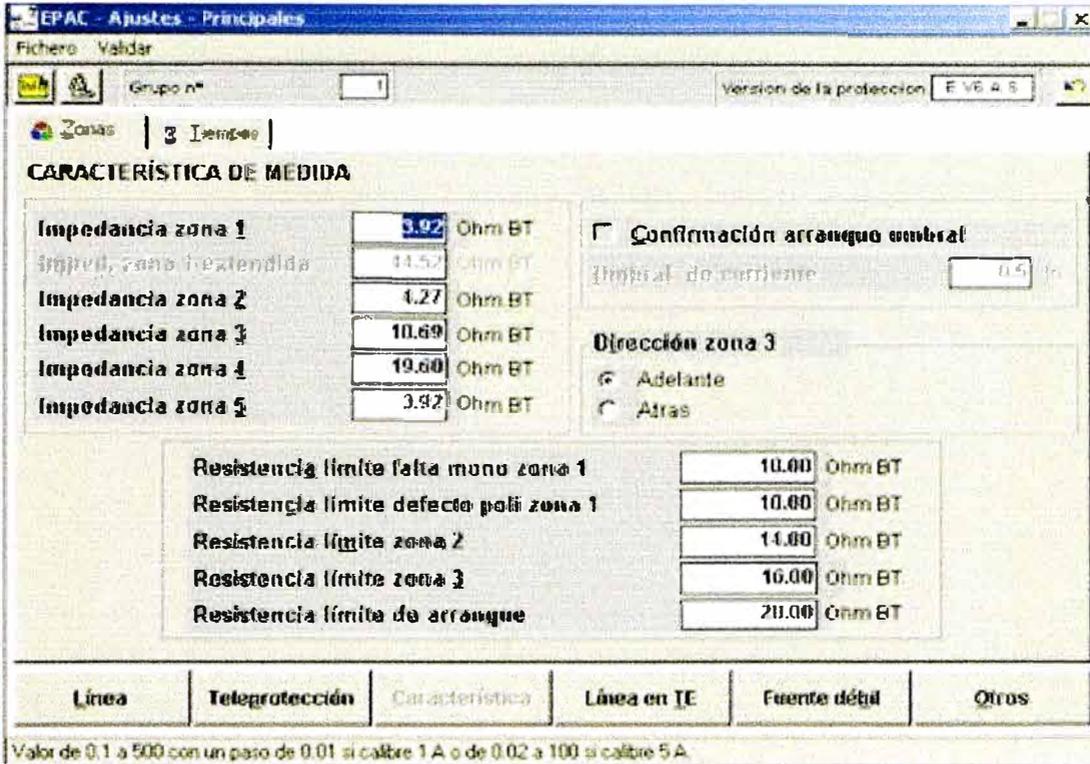


h. Pantalla de visualización de configuración – Características de la Línea



2. Pantallas de los Ajustes de los Relés Ubicados al lado de la S.E. San Juan

a. Pantalla de visualización de Ajustes – Características de Medida



b. Pantalla de visualización de Ajustes – Teleprotección



c. Pantalla de visualización de Ajustes – Otros (Fusión Fusible)

EPAC - Ajustes - Principales

Fichero Validar

Grupo nº Versión de la protección E V E A S

Fusión Fusible | Cálculos Intensidad | Fase Abierta | Diversos

AJUSTES DE FUSIÓN FUSIBLE

Umbral de detección de IO a li m

Temporización alarma fusión fusible s

Activar umbral Ifus>

Umbral Ifus> m

Temporización Ifus> ms

Activar umbral Ifus>>

Umbral Ifus>> m

Temporización Ifus>> ms

Activar umbral Ifc>

Umbral Ifc> m

Temporización Ifc> ms

Bloqueo reenganchador umbrales Ifus>, Ifus>> o Ifc>

| Línea | Teleprotección | Característica | Línea en TE | Fuente débil | Otros |
|-------------------------------|----------------|----------------|-------------|--------------|-------|
| Valor de 1 a 20 en pasos de 1 | | | | | |

d. Pantalla de visualización de Ajustes – Línea en T (No Habilitado)

EPAC - Ajustes - Principales

Fichero Validar

Grupo nº Versión de la protección E V E A S

AJUSTES DE TELEPROTECCIÓN PARA LÍNEA EN TE

Presencia línea en TE

Esquema de teleprotección

- Sin teleprotección
- Subalcance y autorización
- Sobrealcance y autorización
- Subalcance y aceleración
- Subalcance y bloqueo
- Sobrealcance y bloqueo

Tipo de emisión

- Zona 1
- Zona 2
- Zona 3

Desbloqueo o presencia AF

- Ninguno
- Desbloqueo
- Presencia AF

Temporización de transmisión ms

| Línea | Teleprotección | Característica | Línea en TE | Fuente débil | Otros |
|-------|----------------|----------------|-------------|--------------|-------|
| Ayuda | | | | | |

e. Pantalla de visualización de Ajustes Opciones – Oscilación de Potencia

EPAC - Ajustes - Opciones

Fichero Validar

Grupo n° 1

Version de la protección E V6 A S

OSCILACIÓN DE POTENCIA

Impedancia de la banda de oscilación Ohm BT

Temporización de desbloqueo ms

1era zona independiente

Bloqueo emisión teleprotección

Bloqueo recepción telep.

Tipo de disparo

Mono

Tri

Desbloqueo sobre umbral Ir

Coefficiente k_r del umbral Ir %Imax

Desbloqueo sobre I_{ll} supp

Umbral Imax de desbloqueo In

Desbloqueo sobre umbral II

Coefficiente k_i del umbral II %Imax

Tipo de bloqueo

Sin

Desbloqueo zona 1

Desbloqueo zonas 1 y 2

Desbloqueo zonas 1, 2 y 3

Bloqueo en toda zona

Bloqueo zona 1

Bloqueo zonas 1 y 2

Bloqueo zonas 1, 2 y 3

Oscilación D.E.F. Reenganchador Sincro R.N.C. [>>, <<, <<<]

Valor de 1 a 20 en pasos de 0.01.

f. Pantalla de visualización de Ajustes Opciones – D.E.F. (Fallas a alta resistencia)

EPAC - Ajustes - Opciones

Fichero Validar

Grupo n° 1

Version de la protección E V6 A S

Direccional Protección de Respaldo

PROTECCIÓN A TIERRA RESISTENTE

Comparación direccional

Umbral de tensión residual Vn

Umbral Intensidad residual adelante In

Tipo de disparo

Tri

Mono

Canal de teleprotección independiente

Temporización teleprotección ms

Esquema de disparo

Autorización

Bloqueo

Presencia línea en TE

Tempor. teleprotección línea en TE ms

Esquema de disparo línea en TE

Autorización

Bloqueo

Temporización de disparo ms

Oscilación D.E.F. Reenganchador Sincro R.N.C. [>>, <<, <<<]

g. Pantalla de visualización de Ajustes Opciones – Reenganche

EPAC - Ajustes - Opciones

Fichero Validar

Grupo nº 1

Version de la protección E.V.E.A.S

REENGANCIADOR

Temporización mono rapido 0.10 s

Temporización tri rapido 0.10 s

Temporización ciclo lento 1.00 s

Duración orden de cierre 0.25 s

Temporización de bloqueo 15.0 s

T. bloqueo protección respaldo 0.1 s

Tiempo de discriminación 0.10 s

Tipo de reenganche sobre disparo mono

- Sin
- Mono
- Mono / tri
- Mono / tri / tri
- Mono / tri / tri / tri

Tipo de reenganche sobre disparo tri

- Sin
- Tri
- Tri / tri
- Tri / tri / tri
- Tri / tri / tri / tri

Tipo de reenganche sobre disparo prot. respaldo

- Sin
- Tri
- Tri / tri
- Tri / tri / tri
- Tri / tri / tri / tri

Oscilación Q.E.F. Reenganchador Sincro R.N.C. (P>, P>>, U<<

h. Pantalla de visualización de Oscilografía

EPAC - Ajustes

Fichero Validar

Grupo nº 1

Version de la protección E.V.E.A.S

OSCILOPERTURBOGRAFIA

Activar el osciloperturbografo

Umbrales analogicos

Pre-Tiempo 100 ms

Post-Tiempo 1.900 ms

Umbral mín frecuencia 45.0 Hz

Umbral máx frecuencia 55.0 Hz

V_A Umbral mín 0 % V_n

V_B Umbral mín 0 % V_n

V_C Umbral mín 0 % V_n

V_D Umbral mín 0 % V_n

V_A Umbral Max 115 % V_n

V_B Umbral Max 115 % V_n

V_C Umbral Max 115 % V_n

V_D Umbral Max 10 % V_n

I_A Umbral mín 0 % I_n

I_B Umbral mín 0 % I_n

I_C Umbral mín 0 % I_n

I_D Umbral mín 0 % I_n

I_A Umbral Max 130 % I_n

I_B Umbral Max 130 % I_n

I_C Umbral Max 130 % I_n

I_D Umbral Max 10 % I_n

Oscil

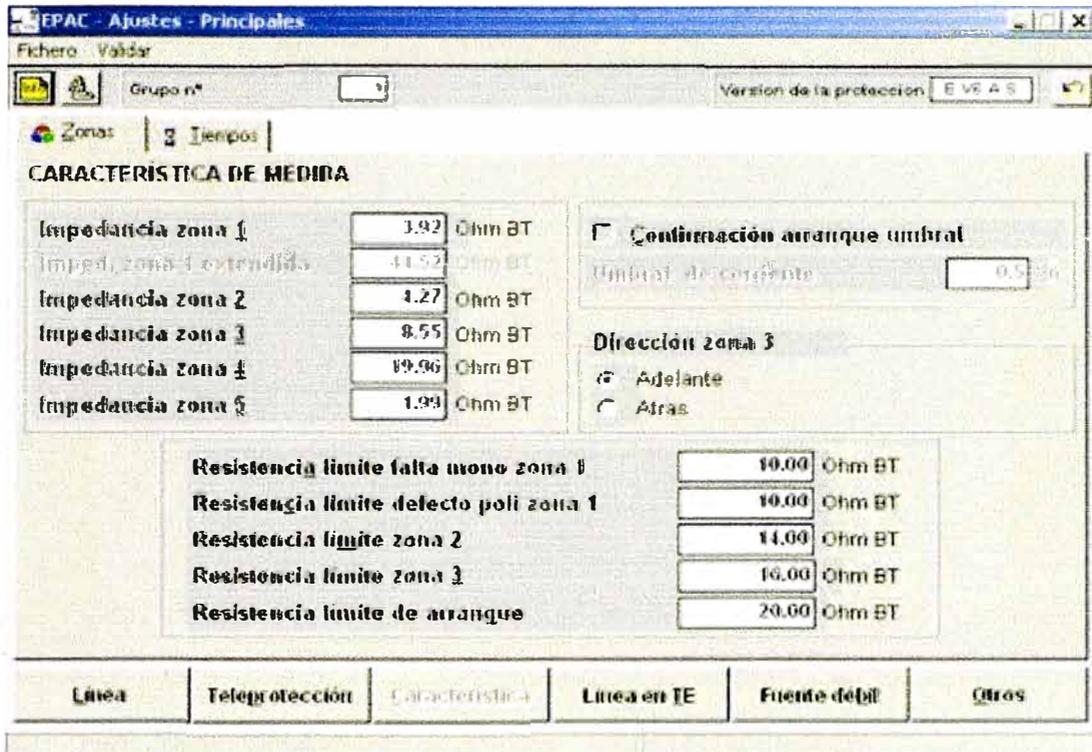
Valor de 0% a 7000% con un paso de 1.

APENDICE B

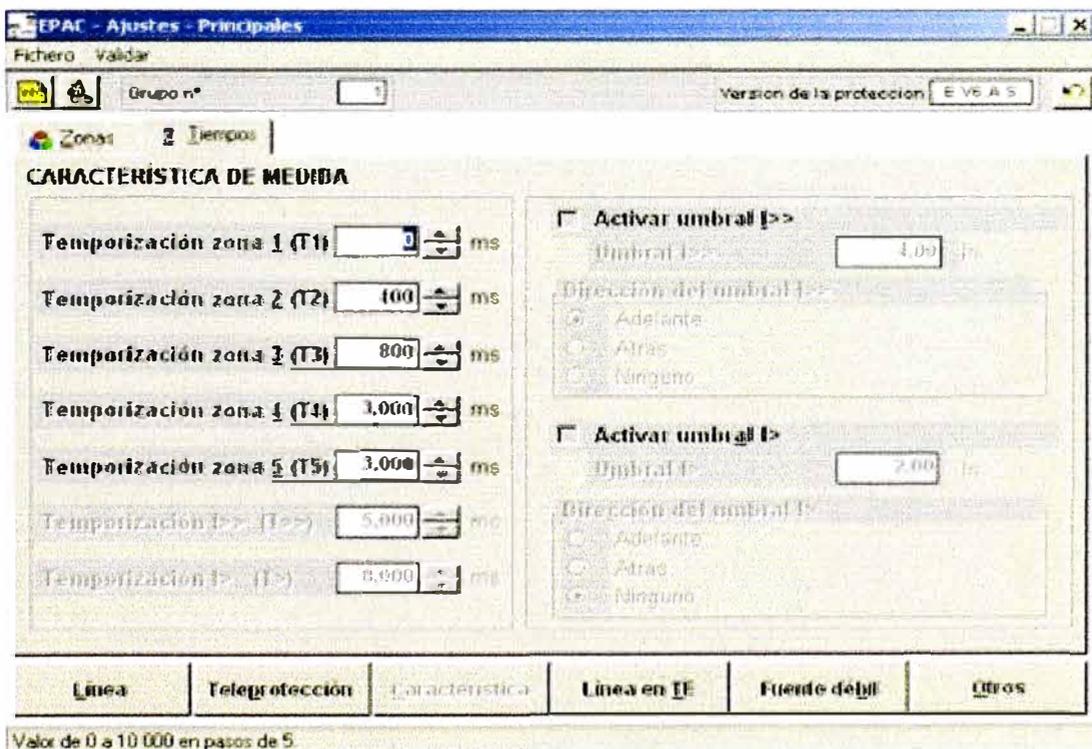
**PANTALLAS DE VISUALIZACIÓN DE LOS AJUSTES DEL RELÉ
UBICADO EN LA S.E. SANTA ROSA**

PANTALLAS DE LOS AJUSTES DE LOS RELÉS UBICADOS AL LADO DE LA S.E. SANTA ROSA

a. Pantalla de visualización de Ajustes – Características de Medida



b. Pantalla de visualización de Ajustes – Características de Medida / Tiempos



c. Pantalla de visualización de Ajustes – Teleprotección

Ajustes - Principales

Fichero Validar

Grupo n° Versión de la protección E V 6 A S

AJUSTES DE TELEPROTECCIÓN

Tipo de disparo

- Trifásico en toda zona
- Monofásico 1era Zona
- Monofásico Zonas 1 y 2

Tipo de emisión

- Zona 1
- Zona 2
- Zona 5

Esquema de teleprotección

- Sin teleprotección
- Subalcance y autorización
- Sobrealcance y autorización
- Subalcance y aceleración
- Subalcance y bloqueo
- Sobrealcance y bloqueo

Desbloqueo o presencia AF

- Ninguno
- Desbloqueo
- Presencia AF

Reducción de zona

Desacople de barras

Temporización de transmisión ms

Línea | Teleprotección | Característica | Línea en IE | Fuente de alimentación | Otros

d. Pantalla de visualización de Ajustes – Otros (Falla Fusible)

EPAC - Ajustes - Principales

Fichero Validar

Grupo n° Versión de la protección E V 6 A S

← Fusión Fusible | Cálculos Intensidad | Fase Abierta | Divisores

AJUSTES DE FUSIÓN FUSIBLE

Umbral de detección de IO a li In

Temporización alarma fusión fusible s

Activar umbral Ifus>

Umbral Ifus> In

Temporización Ifus> ms

Activar umbral Ifus>>

Umbral Ifus>> In

Temporización Ifus>> ms

Activar umbral Ifc>

Umbral Ifc> In

Temporización Ifc> ms

Bloqueo reenganchador umbrales Ifus>, Ifus>> o Ifc>

Línea | Teleprotección | Característica | Línea en IE | Fuente de alimentación | Otros

Valor de 1 a 20 en pasos de 1.

e. Pantalla de visualización de Ajustes – Línea en T (No Habilitado)

EPAC - Ajustes - Principales

Fichero Validar

Grupo n° Versión de la protección E V S A S

AJUSTES DE TELEPROTECCIÓN PARA LÍNEA EN TE

Presencia línea en TE

Esquema de teleprotección

- Sin teleprotección
- Subalcance y autorización
- Sobrealcance y autorización
- Subalcance y aceleración
- Subalcance y bloqueo
- Sobrealcance y bloqueo

Tipo de emisión

- Zona 1
- Zona 2
- Zona 5

Desbloqueo o presencia AF

- Ninguno
- Desbloqueo
- Presencia AF

Temporización de transmisión ms

Línea | Teleprotección | Característica | Línea en TE | Fuente de alimentación | Otros

Aguda

f. Pantalla de visualización de Ajustes Opciones – Oscilación de Potencia

EPAC - Ajustes - Opciones

Fichero Validar

Grupo n° Versión de la protección E V S A S

OSCILACIÓN DE POTENCIA

Impedancia de la banda de oscilación Ohm BT

Temporización de desbloqueo ms

1era zona independiente

Desbloqueo sobre umbral I_r

Coefficiente k_r del umbral I_r %I_{max}

Desbloqueo sobre I_d sup

Umbral I_{max} de desbloqueo In

Desbloqueo sobre umbral I_l

Coefficiente k_l del umbral I_l %I_{max}

Bloqueo emisión teleprotección

Bloqueo recepción telep.

Tipo de disparo

- Mono
- Tri

Tipo de bloqueo

- Sin
- Desbloqueo zona 1
- Desbloqueo zonas 1 y 2
- Desbloqueo zonas 1, 2 y 3
- Bloqueo en toda zona
- Bloqueo zona 1
- Bloqueo zonas 1 y 2
- Bloqueo zonas 1, 2 y 3

Oscilación | D.E.F. | Reenganchador | Sincro | R.N.C. | I>>, D>>, U<<

Valor de 1 a 20 en pasos de 0.01.

g. Pantalla de visualización de Ajustes Opciones – D.E.F. (Fallas a alta resistencia)

EPAC - Ajustes - Opciones

Fichero Validar

Grupo n° 1

Version de la proteccion E V6 A S

Dirección | Protección de Espaldo

PROTECCIÓN A TIERRA RESISTENTE

Comparación direccional

Umbral de tensión residual Vn

Umbral intensidad residual adelante In

Canal de teleprotección independiente

Temporización teleprotección ms

Presencia línea en TE

Tempor. teleprotección línea en TE ms

Temporización de disparo ms

Tipo de disparo

Tri

Mono

Esquema de disparo

Autorización

Bloqueo

Esquema de disparo línea en TE

Autorización

Bloqueo

Oscilación | D.E.F. | Reenganchador | Sincro | R.N.C. | U>>, I>>, U<<

h. Pantalla de visualización de Ajustes Opciones – Reenganche

EPAC - Ajustes - Opciones

Fichero Validar

Grupo n° 1

Version de la proteccion E V6 A S

REENGANCHADOR

Temporización mano rapido s

Temporización tri rapido s

Temporización ciclo lento s

Duración orden de cierre s

Temporización de bloqueo s

T. bloqueo protección respaldo s

Tiempo de discriminación s

Tipo de reenganche sobre disparo mono

Sin

Mono

Mono / tri

Mono / tri / tri

Mono / tri / tri / tri

Tipo de reenganche sobre disparo tri

Sin

Tri

Tri / tri

Tri / tri / tri

Tri / tri / tri / tri

Tipo de reenganche sobre disparo prot. respaldo

Sin

Tri

Tri / tri

Tri / tri / tri

Tri / tri / tri / tri

Oscilación | D.E.F. | Reenganchador | Sincro | R.N.C. | U>>, I>>, U<<

i. Pantalla de visualización de Oscilografía

EPAC - Ajustes

Fichero Validar

Grupo n° Versión de la protección: E V S A S

OSCILOPERTURBOGRAFIA

Activar el osciloperturbografo

Umbrales analógicos

| | | | |
|---------------------------|---|---------------------------|---|
| Prg. Tiempo | <input type="text" value="100"/> ms | Umbral min frecuencia | <input type="text" value="45.0"/> Hz |
| Post. Tiempo | <input type="text" value="1.900"/> ms | Umbral max frecuencia | <input type="text" value="55.0"/> Hz |
| V _A Umbral min | <input type="text" value="0"/> % V _n | V _A Umbral Max | <input type="text" value="115"/> % V _n |
| V _B Umbral min | <input type="text" value="0"/> % V _n | V _B Umbral Max | <input type="text" value="115"/> % V _n |
| V _C Umbral min | <input type="text" value="0"/> % V _n | V _C Umbral Max | <input type="text" value="115"/> % V _n |
| V _R Umbral min | <input type="text" value="0"/> % V _n | V _R Umbral Max | <input type="text" value="10"/> % V _n |
| I _A Umbral min | <input type="text" value="0"/> % I _n | I _A Umbral Max | <input type="text" value="130"/> % I _n |
| I _B Umbral min | <input type="text" value="0"/> % I _n | I _B Umbral Max | <input type="text" value="130"/> % I _n |
| I _C Umbral min | <input type="text" value="0"/> % I _n | I _C Umbral Max | <input type="text" value="130"/> % I _n |
| I _R Umbral min | <input type="text" value="0"/> % I _n | I _R Umbral Max | <input type="text" value="10"/> % I _n |

Oscilo

Valor de 0% a 7000% con un paso de 1.

BIBLIOGRAFÍA

1. Curso de Capacitación – Luz del Sur, Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia; Expositor: Ing. Luis Felipe Hernandez Zevallos, Febrero 2002.
2. Bernardino Rojas Vera, “Ajuste de Relés de los distancia mediante el método Gráfico Interactivo en el Sistema Interconectado Centro Norte de Electroperú”, Tesis de Grado UNI-FIEE 1989.
3. Electricidad de Potencia S.A., Informe Técnico “Estudio del Sistema de Protección de las Líneas de Transmisión San Juan Santa Rosa”, Abril 1999.
4. Electricidad de Potencia S.A., Informe Técnico N° COES SUR-04/98; “Criterios de Ajustes de los Sistemas de Protección” - Enero 1998.
5. ALSTOM EPAC 3100 / EPAC 3500, Numerical Distance relay UIT Integrated Automatic and Control Equipment; Commissioning and Maintenance Guide MS/M1.6882-C, Marzo 1999.