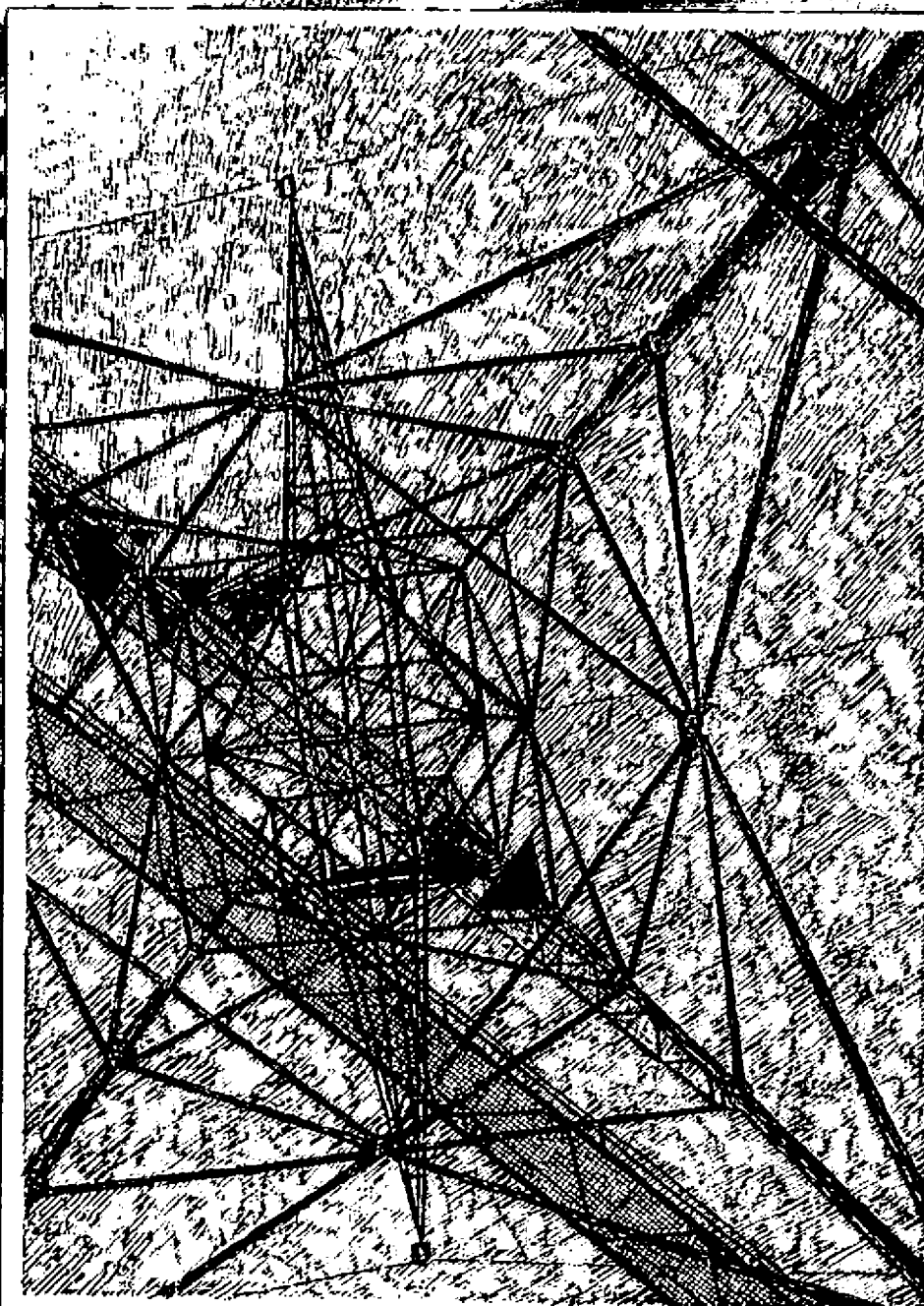
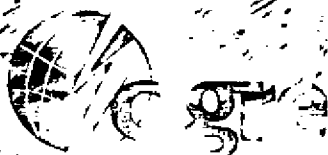


SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN GRANDES REDES ELÉCTRICAS DE POTENCIA - Volumen 1

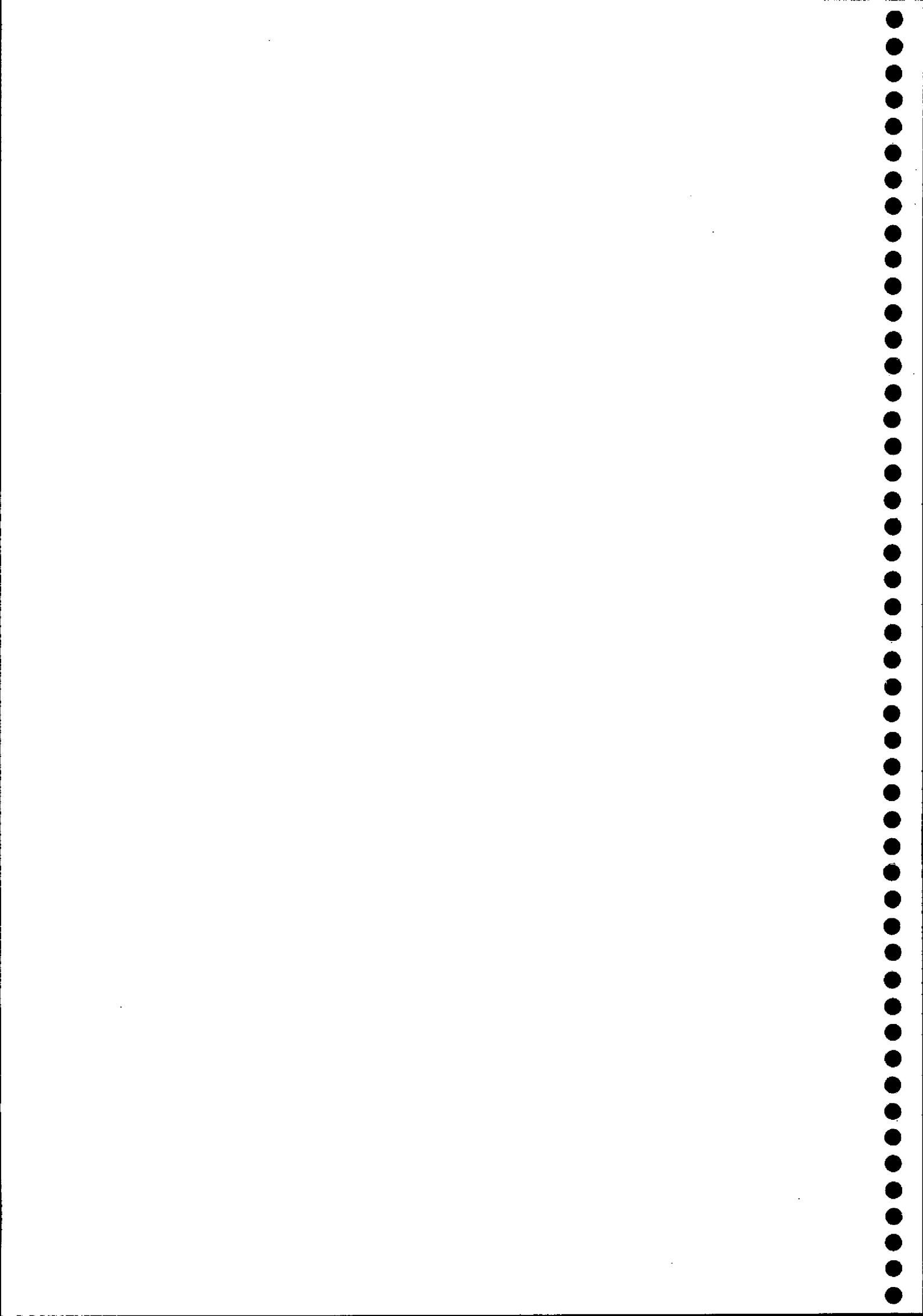
M.V. González Sabato



Centro de Investigación de Grandes Redes Eléctricas Asociación Civil
Comité Nacional de CIGRE en Argentina



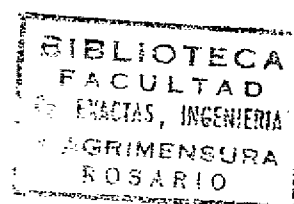
Buenos Aires - Primera Edición - Abril 2009



SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN GRANDES REDES ELÉCTRICAS DE POTENCIA

M. V. González Sábato

Volumen 1



**Publicado por Centro de Investigación de
Grandes Redes Eléctricas Asociación Civil
Buenos Aires, Argentina – Abril de 2009**

M. V. González Sábato
SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN GRANDES REDES ELÉCTRICAS DE POTENCIA

Buenos Aires, Argentina - Abril 2009

Centro de Investigación de Grandes Redes Eléctricas Asociación Civil
Comité Nacional de CIGRÉ en Argentina

Impreso en Solprint

Registro Nacional de la Propiedad Intelectual
Queda hecho el depósito que marca la Ley

O/C. 1P3C110 Mf-38-
Precio. \$ 383,87
Prov. Compa
Fecha. 08/08/14
Nº/orden. 27251

González Sábato, Manuel Víctor
Sistemas de Protección en Grandes Redes Eléctricas de Potencia. – 1ª ed. Buenos Aires: Centro de Investigación de Grandes Redes Eléctricas Asociación Civil, 2009. v. 1, 484 p. ; 17x24 cm.

ISBN 978-987-25030-0-0

1. Redes Eléctricas. I. Título
CDD 621.319 2

Fecha de catalogación: 08/04/2009

ISBN 978-987-25030-1-7



9 789872 503017

PRÓLOGO DEL EDITOR

Para Centro de Investigación de Grandes Redes Eléctricas Asociación Civil, organización sin fines de lucro reconocida por Cigré -Conseil International des Grands Réseaux Électriques- como su Comité Nacional en Argentina, por varios razones es motivo de satisfacción editar y presentar este Libro de uno de sus distinguidos socios, el Profesor Ing. M. Víctor González Sábato.

En primer lugar, porque esta actividad es una respuesta concreta a algunos de los objetivos básicos de esta Asociación, cuales son promover la educación, el intercambio y la difusión de conocimientos, técnicas y tecnologías en las áreas de generación y transmisión de energía eléctrica en alta tensión, y en los aspectos de distribución de interés para el estudio y análisis de los sistemas eléctricos de potencia; facilitar y desarrollar el intercambio de conocimiento técnico e información entre el mundo de la ingeniería de los sistemas de potencia y energía eléctrica y sus asociados; agregar valor al conocimiento e información intercambiada, sintetizando el estado del arte y las prácticas y recomendaciones internacionales y poner en conocimiento de dirigentes de universidades, asociaciones, sociedades, academias, áreas gubernamentales, los frutos de su accionar.

En segundo lugar, por el valor de este Libro al respecto, sobre lo cual nos referiremos a continuación.

Un buen profesor es aquel que enseña a sus alumnos a plantear y definir con claridad los problemas objeto de estudio, a tal nivel conceptual que las soluciones surgen como consecuencias naturales. No sólo el alumno necesita recibir informaciones y conocimientos, sino que más importante aún es que adquiera una formación metodológica tal, que le permita enfrentar problemas nuevos con idoneidad.

El desarrollo vertiginoso propio de esta era digital muchas veces conspira contra la formación adecuada de los recursos humanos; cada vez más la tendencia es mayor hacia hacer y dar respuestas sin pensar. Sin quitarle el valor a las modernas posibilidades que los avances tecnológicos nos dan, aprender a pensar es la herramienta más valiosa que un profesor le puede dejar a un alumno.

Estas virtudes, propias de contados profesores, pueden constatarse en el Profesor M. Víctor González Sábato cuando dicta sus cursos de grado y postgrado. También en los Volúmenes 1 y 2 de éste, su Libro.

Nuestra Asociación se siente halagada por la confianza que nos dispensó el Autor, para que transformemos uno de sus sueños en realidad: plasmar en un muy buen Libro un resultado de años de su destacada labor en la universidad, en la empresa y en Cigré.

Por último, nuestro deseo, tanto para los lectores como para el mismo Autor, que disfruten de esta publicación, que sin dudas es un gran aporte en idioma Español al conocimiento de los sistemas de protección en grandes redes eléctricas.

Ing. Jorge A. Nizovoy

Centro de Investigación de Grandes Redes Eléctricas Asociación Civil

Presidente

Buenos Aires, Argentina, Abril de 2009

PRÓLOGO DEL AUTOR

Cuando decidí comenzar a escribir este libro, hace ya cinco años, me pregunté si la tecnología digital, o si se prefiere numérica, había cambiado de tal modo la filosofía de los sistemas de protección de las grandes redes eléctricas de potencia, como para que tuviese que desechar todo lo que había leído y escrito durante muchos años de profesión especializada y de docencia.

Un simple repaso de los problemas que estaba en esos momentos enfrentando y de las soluciones modernas implementadas por los fabricantes de relés de protección, me permitió llegar a la conclusión que no debía desechar lo escrito sobre principios y soluciones de las protecciones analógicas, tanto electrónicas como electromecánicas.

Esto es así porque todavía existen muchos sistemas analógicos en funcionamiento y que tal vez subsistan durante bastante tiempo, de modo que los especialistas deben conocerlos, para usarlos adecuadamente y para saber cuando es necesario sustituirlos ventajosamente. Pero aún más importante que eso es que buena parte de la filosofía y principios se siguen aplicando en los sistemas de protección de tecnología digital.

La diferencia fundamental entre la tecnología analógica y la tecnología digital es que el ingeniero de protecciones deja de realizar una ingeniería que es una combinación balanceada de ingeniería de aparatos con ingeniería del sistema de potencia. En efecto, cuando se trata de aparatos basados en microprocesadores, es muy poco lo que se puede intervenir para corregir problemas de hardware y es mucho lo que se puede estudiar del sistema de potencia para sacar el máximo provecho de las casi ilimitadas posibilidades que otorga el procesamiento numérico.

El procesamiento analógico de la información que provee el sistema de potencia es bastante limitado, de modo que al ingeniero de protecciones antiguo le bastaba conocer solamente algunos aspectos esenciales del comportamiento de la red. El procesamiento numérico tiene muchas más posibilidades y para sacar ventajas de esas posibilidades es necesario conocer con profundidad el comportamiento del sistema de potencia, tanto en funcionamiento normal como en condiciones perturbadas.

Por esa razón, en la bibliografía clásica de protecciones lo usual era que en uno de los primeros capítulos se describiesen los distintos dispositivos que integran un relé analógico, de modo que el lector supiese desde un principio las posibilidades de procesamiento. También en los primeros capítulos se incluían los fundamentos del análisis del sistema de potencia.

En este libro la descripción de los dispositivos se lleva a cabo en uno de los últimos capítulos, ya que recurriendo al procesamiento numérico las posibilidades solamente están limitadas por el conocimiento que se tenga del sistema de potencia y por la imaginación del lector. Tanto más con la capacidad y altísima velocidad de los microprocesadores modernos.

Por ello y por las exigencias de redes eléctricas operando muy cerca de sus límites, los ingenieros de sistemas de protección deben tener herramientas de análisis del sistema de potencia mucho más desarrolladas que las que podrían proveer una limitada cantidad de páginas de un capítulo inicial de un libro de protecciones.

A pesar de lo dicho, la mayor parte de los problemas de protección presentados en este libro son los clásicos. Las soluciones también en buena parte de los casos son las clásicas. La diferencia está dada por el hecho que el lector puede detectar o imaginar otras soluciones, que con la tecnología analógica eran en la práctica irrealizables.

El Capítulo 1 está dedicado fundamentalmente a exponer los requerimientos generales que se plantean a los sistemas de protección de las grandes redes eléctricas de potencia, considerando las cualidades esenciales y la forma de lograr la confiabilidad adecuada para cada caso.

En el Capítulo 2 se analizan con cierto grado de detalle los problemas que deben resolver los sistemas de protección de cada uno de los componentes de la red. También se presentan estadísticas reales en variados países y empresas en lo referido a fallas y otras perturbaciones que deben ser enfrentadas por las protecciones.

Estos dos primeros capítulos pueden ser leídos sin dificultad por ingenieros no especializados en sistemas de protección y creo que son para los gerentes técnicos un excelente medio de conectarse fluidamente con el sector protecciones de la empresa, en tanto le dan una visión en perspectiva de los asuntos que deben ser encarados y de las soluciones posibles.

El Capítulo 3 está específicamente dedicado a la Protección de Sobrecorriente, que es la protección conceptualmente más simple que se puede encontrar en una red eléctrica. Se presentan las distintas normalizaciones de las curvas características de los relés, debido a que la selección adecuada de las mismas es de importancia vital para lograr una protección selectiva y lo más veloz posible.

El Capítulo 4 provee una base amplia y al mismo tiempo profunda para entender como funciona la Protección de Distancia y también para entender como se resuelven los problemas generales de aplicación.

Los Sistemas de Teleprotección asociados a la Protección de Distancia se describen en el Capítulo 5, involucrando los sistemas de comunicación, imprescindibles para tal función.

El Capítulo 6 es una profundización exhaustiva del Capítulo 4, considerando los distintos tipos de errores que es dable esperar y la aplicación en líneas con configuraciones especiales: líneas dobles, líneas multiterminal, líneas con compensación serie, etc.

Los algoritmos para las protecciones digitales, también denominadas numéricas, se exponen en el Capítulo 7. Dentro de tales algoritmos, los algoritmos de filtrado digital son esenciales para la efectividad de la protección, de modo que se dan ejemplos detallados de algunos de los más usuales.

En el Capítulo 8 se analizan las denominadas Protecciones Unitarias de Líneas, involucrando sistemas direccionales (comparación direccional, comparación de fase, transitorios de falla) y sistemas diferenciales (convencionales, con transmisión de señales analógicas, y modernos, con transmisión de señales digitalizadas).

El Capítulo 9 está dedicado a la protección de transformadores de potencia. Se hace una amplia descripción que involucra soluciones tradicionales y soluciones basadas en la tecnología digital.

La protección de barras es el objeto del Capítulo 10. Se analizan las distintas modalidades de protección de barras, específica (cuando hay dispositivos específicamente encargados de proteger la barra) y no específica (cuando las protecciones de los componentes de la red conectados a la barra son las encargadas de accionar cuando hay una falla en la misma). Se presta especial atención a los niveles de confiabilidad que debe alcanzar esta protección.

La protección de generadores está tratada en el Capítulo 11. Se diferencian las protecciones contra falla internas y las protecciones que deben preverse para proteger adecuadamente a la máquina frente a distintas perturbaciones externas.

El Capítulo 12 está dedicado a exponer las modalidades de protección de los equipos para compensación paralela (shunt); esto es, reactores y bancos de capacitores.

En el Capítulo 13 se describen los distintos tipos de dispositivos que integran a los relés de protección analógicos y digitales. Este capítulo puede ser leído sin dificultad en forma previa a la lectura de los capítulos uno a doce. Está puesto casi al final de libro con la finalidad de hacer notar que la secuencia lógica en la adquisición del conocimiento sobre sistemas de protección consiste en saber qué fallas y otras perturbaciones pueden ocurrir en el sistema de potencia, qué información se puede obtener de la red para identificarlas adecuadamente, a qué procesamiento se debe someter la información para tal identificación y, finalmente, mediante qué dispositivos se puede realizar en tiempo real ese procesamiento. Esto es especialmente cierto con el advenimiento del procesamiento numérico, que tiene posibilidades casi ilimitadas.

El último capítulo del libro es el Capítulo 14, dedicado al análisis de los Transformadores de Corriente y de los Transformadores de Tensión Inductivos y Capacitivos, como elementos imprescindibles en la alimentación de corrientes y tensiones a los relés de protección. Se consideran los errores estacionarios y transitorios, teniendo en cuenta las respectivas influencias sobre la exactitud de las protecciones.

AGRADECIMIENTO A COLABORADORES

Teniendo en cuenta la cantidad de trabajos de investigación y desarrollo y los complejos análisis de actuación de protecciones que hemos realizado en conjunto, experiencias todas que de uno u otro modo están volcadas en este libro, considero colaboradores directos en la realización de este libro a los siguientes especialistas:

Carlos Burgo
Humberto Canosa
Luis Casamitjana
Fernando V. González

Pero también han sido de gran valor los conocimientos que me han aportado las experiencias transmitidas por los siguientes especialistas:

Juan Carlos Gaudio	Eloy Salcedo	Luis Funes	José Pesce
Ricardo Burkle	Esteban Hollman	José Carbajales	Aníbal Pisani

Por la oportunidad que me dieron de conocer las experiencias de su país de origen, Brasil, debo asimismo mencionar a los siguientes especialistas:

Eduardo M. Teixeira Neri
George Palmer Wilson
Jorge Miguel Ordacgi Filho

A todos ellos vaya mi profundo agradecimiento.

M. V. González Sábato

CONTENIDO

VOLUMEN 1

Capítulo 1 - ASPECTOS GENERALES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN

	Página
1.1. Introducción	1
1.2. El objetivo de los Sistemas de Protección	2
1.3. Las perturbaciones en la red	2
1.4. Perturbaciones únicas y secuencias de perturbaciones	2
1.5. Las protecciones como sistema	3
1.6. Las cualidades de los Sistemas de Protección	4
1.7. Los dispositivos asociados a los relés de protección	5
1.8. El concepto de Respaldo	5
1.9. La gestión de los Sistemas de Protección	7
1.10. Breve reseña de los Sistemas de Protección usuales	8
1.10.1. Fallas en Líneas	8
1.10.2. Fallas en Barras	10
1.10.3. Fallas en Transformadores	11
1.10.4. Fallas en Generadores	11
1.10.5. Oscilaciones de Potencia y Pérdida de Estabilidad	12
1.10.6. Desconexión Automática de Cargas	12

Capítulo 2 - CRITERIOS PRÁCTICOS GENERALES PARA LA APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN LAS GRANDES REDES ELÉCTRICAS DE POTENCIA

2.1. Introducción	13
2.2. Protección de Líneas de Transmisión	13
2.2.1. Conceptos Generales	13
2.2.2. Disposiciones típicas de las líneas de transmisión	15
2.2.2.1. Líneas aéreas	15
2.2.2.2. Cables subterráneos de transmisión	18
2.2.2.3. Líneas mixtas	19
2.2.2.4. Circuitos de transmisión complejos	19
2.2.2.5. Compensación shunt	22
2.2.2.6. Compensación serie	23
2.2.3. Modos de falla y estadísticas en líneas de transmisión	23
2.2.3.1. Tasas de fallas en líneas	24
2.2.3.2. Causas de las fallas en líneas	25
2.2.3.3. Tipos de fallas	26
2.2.4. Requerimientos a la protección de líneas de transmisión	28

2.2.4.1. Estabilidad transitoria	29
2.2.4.2. Operación de los sistemas auxiliares de las plantas generadoras	29
2.2.4.3. Legislación y otros requerimientos externos	30
2.2.4.4. Pérdida del suministro	30
2.2.4.5. Calidad del Suministro	30
2.2.5. Esquemas de protección para líneas de transmisión	30
2.3. Protección de Transformadores de Potencia	31
2.3.1. Aspectos generales	31
2.3.2. Construcción de los transformadores de potencia	31
2.3.3. Distintas disposiciones de los transformadores en la red	34
2.3.4. Tasas y modos de falla de los transformadores	34
2.3.5. Requerimientos a la protección de transformadores	35
2.3.6. Esquemas de protección	36
2.3.6.1. Protección Diferencial	37
2.3.6.2. Protección Diferencial para fallas a tierra	38
2.3.6.3. Protección de Distancia aplicada a transformadores	38
2.3.6.4. Protección de Sobrecorriente de Fase, Direccional o no Direccional	38
2.3.6.5. Relés de Sobrecorriente en Conexión Residual	39
2.3.6.6. Relés de Detección de Tensión de Secuencia Cero	39
2.3.6.7. Relés de Sobrecorriente conectados a la conexión del neutro	39
2.3.6.8. Protección de Cuba	39
2.3.6.9. Relés mecánicos	40
2.3.6.10. Relés de Sobre-Excitación	40
2.3.6.11. Protección contra sobrecargas	40
2.3.7. Esquemas de Respaldo y Principal 1 – Principal 2	41
2.4. Protección de Barras	41
2.4.1. Aspectos Conceptuales	41
2.4.2. Distintos esquemas de protección de barras	43
2.4.2.1. Esquemas Diferenciales de Alta Impedancia	44
2.4.2.2. Esquemas Diferenciales de Media Impedancia	44
2.4.2.3. Esquemas Diferenciales de Baja Impedancia	45
2.4.2.4. Esquemas Diferenciales con Transformadores de Corriente/ Tensión	45
2.4.2.5. Esquemas Direccionales con Relés Direccionales Convencionales	45
2.4.2.6. Esquemas de Comparación de Fases	46
2.4.3. Supervisión y funciones de alarma	46
2.4.4. Tasas de Fallas en Barras	46
2.5. Protección de Generadores	47
2.5.1. Aspectos generales	47
2.5.2. Tipos constructivos de los generadores	47
2.5.3. Distintas disposiciones de los generadores en la red	48
2.5.4. Tasas y modos de falla de los generadores	48
2.5.5. Requerimientos a la protección de generadores	48

2.5.6. Esquemas de protección	49
2.5.6.1. Protección contra fallas a tierra en el estator	50
2.5.6.2. Protección contra fallas entre fases en el estator	51
2.5.6.3. Protección contra fallas entre espiras de una misma fase en el estator	51
2.5.6.4. Protección contra puestas a tierra del circuito rotórico	51
2.5.6.5. Protección contra pérdida accidental de la excitación	52
2.5.6.6. Protección de respaldo contra fallas externas	52
2.5.6.7. Protección contra sobrecargas	52
2.5.6.8. Protección contra sobretensiones de maniobra	52
2.5.6.9. Protección contra cargas asimétricas	53
2.5.6.10. Protección contra motorización	53
2.5.6.11. Protecciones contra subfrecuencia y sobrefrecuencia	53
2.5.6.12. Protección contra pérdida de sincronismo	53
2.5.7. Esquemas de respaldo	54

Capítulo 3 – PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

3.1. Aspectos generales	55
3.2. Características de los Relés de Sobrecorriente	56
3.2.1. Características de Tiempo Independiente	56
3.2.2. Características de Tiempo Inverso	57
3.2.3. Unidades instantáneas	68
3.3. Tipos constructivos de los Relés de Sobrecorriente	68
3.4. Intervalo Selectivo	69
3.5. Obtención de la Selectividad	70
3.5.1. Uso de relés de Tiempo Independiente	70
3.5.2. Uso de relés de Tiempo Inverso y de relés IDMT	71
3.5.3. Uso de las unidades instantáneas	73
3.6. Distintos esquemas de conexión de los Relés de Sobrecorriente	75
3.7. Facilidades en la coordinación de los Relés de Tierra	75
3.8. Fusibles	78
3.9. Resumen de las reglas para la coordinación de los Relés de Sobrecorriente en sistemas radiales	78
3.9.1. Relés de Fase	80
3.9.2. Relés para fallas a tierra (Relés de Tierra)	82
3.10. Redes malladas y/o con múltiples puntos de alimentación	82
3.10.1. Aplicación de la Protección de Sobrecorriente Direccional	82
3.10.2. Relés Direccionales	85
3.10.2.1. Características direccionales	89
3.10.2.2. Relés Direccionales de Fase	90

3.10.2.3. Relés Direccionales de Tierra	96
3.10.2.4. Relés Direccionales Polifásicos	98
3.10.2.5. Relés Direccionales de Secuencia Negativa	98
3.10.2.6. Soluciones tecnológicas de los Relés Direccionales	101

Capítulo 4 – PROTECCIÓN DE DISTANCIA APLICADA A LÍNEAS FUNDAMENTOS

4.1. Aspectos generales	103
4.2. Resistencia de Falla y Área de Falla en el Plano de Impedancias	106
4.2.1. Resistencia de Falla	107
4.2.2. Resistencia de arco	107
4.2.3. Resistencia de Puesta a Tierra	108
4.3. Componente Reactiva Aparente de la Resistencia de Falla	109
4.4. Lugar de Carga Estable	111
4.5. Lugar de Oscilaciones de Potencia y de Pérdida de Estabilidad	112
4.6. Conjunto de impedancias medidas por un Relé de Distancia durante Fallas, Cargas Estables y Oscilaciones de Potencia	116
4.7. Elección de las Características de los Relés de Distancia	118
4.8. Tensiones y Corrientes a relacionar según el Tipo de Falla	120
4.8.1. Conocimientos básicos	121
4.8.1.1. Los dos conceptos básicos	122
4.8.1.2. Esos conceptos aplicados a las líneas eléctricas trifásicas	123
4.8.2. Régimen estacionario. Relaciones tensión / corriente en una línea	125
4.8.3. La forma de medición de los Relés de Distancia	130
4.8.4. Análisis del factor k_f	134
4.8.5. Impedancias Aparentes de las fases "sanas"	140
4.9. Otras formas de medición de los Relés de Distancia	153
4.9.1. Compensación por corrientes de fases sanas	153
4.9.2. Compensación de la tensión aplicada	155
4.10. Relés de Distancia con una Unidad de Medida y Relés de Distancia con múltiples Unidades de Medida	156
4.10.1. Relés de Distancia con una sola Unidad de Medida	156
4.10.2. Relés de Distancia con múltiples Unidades de Medida	157
4.10.3. El caso de los Relés de Distancia digitales	157
4.11. Escalonamiento de Tiempos de los Relés de Distancia	159
4.12. La comparación entre la Impedancia Aparente y la Característica en un Relé de Distancia	162
4.12.1. Comparadores de Fase	166
4.12.2. Comparadores de Amplitud	173
4.13. Direccionalidad de los Relés de Distancia	176
4.13.1. Aspectos generales	176
4.13.2. La representación de las características en los planos de	177

impedancias	
4.13.3. Modo R-E. Polarización en Cuadratura	183
4.13.4. Modo R-E. Polarización por Tensión de Secuencia Positiva	183
4.13.5. Modo S-T. Polarización en Cuadratura	184
4.13.6. Modo S-T. Polarización a 30°	184
4.13.7. Modo R-E. Polarización por Memoria	185
4.13.8. Modo S-T. Polarización por Memoria	186
4.13.9. Representaciones en el Plano de Impedancia Virtual	186
4.14. Características de los Relés de Admitancia Polarizados por Fase Sana y por Memoria	187
4.14.1. Unidad para fallas entre fases S y T; polarización con V_R (Cuadratura)	196
4.14.2. Unidad para fallas entre fases S y T; polarización con V_{SR} (30°)	197
4.14.4. Unidad para fallas entre fase R y Tierra; polarización por Memoria	201
4.14.5. Unidad para fallas entre fases S y T; polarización por Memoria	201

APÉNDICES DEL CAPÍTULO 4

APÉNDICE 4.A1. Deducción de las corrientes y tensiones a aplicar según el modo de medición	203
4.A1.1. Modo 1: falla R-E (fase R a tierra)	203
4.A1.2. Modo 5: falla S-T (entre fases S y T)	203
APÉNDICE 4.A2. Ejemplos de obtención de características en los Relés de Distancia	205
4.A2.1. Introducción	205
4.A2.2. Característica de Admitancia o "Mho"	205
4.A2.3. Característica de Reactancia	206
4.A2.4. Característica de Blindaje	206
4.A2.5. Característica Direccional	208
4.A2.6. Característica Lenticular	208
4.A2.7. Característica de Reactancia rotada	209
4.A2.8. Característica de Admitancia Desplazada	210
4.A2.9. Característica de Mínima Impedancia	211
4.A2.10. Característica de Mínima Impedancia Desplazada	211
4.A2.11. Composición de Características	212
APÉNDICE 4.A3. Deducción de K_D y Z_D para distintos casos de polarización	219
4.A3.1. Caso 1- Falla R-E; polarización: V_I (tensión de sec. pos. de la fase R)	219
4.A3.2. Caso 2- Falla R-E; polarización: $j K_R V_{ST} $	221
4.A3.3. Caso 3- Falla S-T; polarización: $-j K_{ST} V_R $	222
4.A3.4. Caso 4- Falla S-T; polarización: $-a^2 K_{ST} V_{SR} $	224
4.A3.5. Caso 5- Falla Trifásica; polarización: Por Memoria V_R . Modo de medición: Como falla R a Tierra.	227
4.A3.6. Caso 6- Falla Trifásica; polarización: Por Memoria ($V_S - V_T$). Modo de medición: Como falla R a Tierra.	228

4.A3.7. Caso 7- Falla Trifásica; polarización: Por Memoria ($V_S - V_T$). Modo de medición: Como falla entre fases S y T.	228
4.A3.8. Caso 8- Falla Trifásica; polarización: Por Memoria V_R . Modo de medición: Como falla entre fases S y T.	229

Capítulo 5 – SISTEMAS DE TELEPROTECCIÓN ASOCIADOS A LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA

5.1. Aspectos generales	231
5.2. Métodos básicos de Sistemas de Teleprotección Lógicos	231
5.3. Requerimientos a los Sistemas de Teleprotección Lógicos	232
5.4. Esquemas	233
5.4.1. Protección de Distancia con Teleprotección de Subalcance Permisivo	233
5.4.2. Protección de Distancia con Teleprotección de Subalcance e Interdisparo	235
5.4.3. Protección de Distancia con Teleprotección de Subalcance Acelerado	236
5.4.4. Protección de Distancia con Teleprotección de Sobrealcance Permisivo	237
5.4.5. Protección de Distancia con Teleprotección de Sobrealcance y Bloqueo	238
5.4.6. Protección de Distancia con Teleprotección de Sobrealcance y Desbloqueo	239
5.5. Algunos aspectos de la transmisión de señales lógicas	241
5.5.1. Disponibilidad y Confiabilidad	242
5.5.2. Dependibilidad de un canal de teleprotección	243
5.5.3. Seguridad de un canal de teleprotección	244
5.5.4. Disponibilidad	247
5.5.5. Exigencias a los sistemas lógicos (transmisión de señales de comando)	247
5.5.7. Tiempo de transmisión	247
5.5.8. Alarmas	248
5.5.9. Requerimientos a los equipos	248
5.6. Sistemas de Telecomunicación	250
5.6.1. Aspectos generales	250
5.6.2. Banda Base	251
5.6.3. Hilos Piloto	253
5.6.4. Onda Portadora (PLC: Power Line Carrier)	256
5.6.5. Enlaces de Radio	260
5.6.6. Enlaces de Fibra Óptica	263

Capítulo 6 – ERRORES Y SOLUCIÓN DE ERRORES EN APLICACIONES GENERALES Y EN APLICACIONES ESPECIALES DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA

6.1. Introducción	269

6.2. Tipos de errores en aplicaciones generales	269
6.3. Errores de los Relés de Distancia como dispositivos	270
6.4. Errores originados en las ondas de tensión y corriente de entrada	270
6.4.1. Errores originados en los Transformadores de Corriente y de Tensión	271
6.4.1.1. Transformadores de Corriente	271
6.4.1.2. Transformadores de Tensión	275
6.4.2. Transitorios de falla	275
6.4.2.1. Componente aperiódica exponencial de la corriente de falla	278
6.4.2.2. Componente aperiódica exponencial de la tensión de falla	279
6.4.2.3. Efecto de las componentes aperiódicas exponenciales	280
6.4.2.4. Uso de filtros para evitar errores por contaminación de las ondas	282
6.5. Errores originados en la simplificación del principio de funcionamiento	283
6.5.1. Matriz de impedancias real	283
6.5.2. Alimentación remota a la falla	288
6.5.2.1. Formulación del problema	288
6.5.2.2. Conclusiones	297
6.5.3. Alimentación intermedia a la falla	298
6.5.3.1. Formulación del problema	298
6.5.3.2. Falla trifásica	299
6.5.3.3. Falla entre dos fases	300
6.5.3.4. Falla fase a tierra	300
6.5.3.5. Falla fase a tierra con alimentación intermedia sólo de corriente de secuencia cero	301
6.5.3.6. Efecto sobre otras Zonas	303
6.5.3.7. Conclusiones	303
6.5.4. Arranque de fases sanas	304
6.5.4.1. Formulación del problema	304
6.5.4.2. Respuestas de los Modos de Medición	306
6.5.4.3. Limitaciones a las características para arranque y selección de fases	309
6.5.4.3.1. Relés de Distancia con única Unidad de Medida	309
6.5.4.3.2. Recierre automático con discriminación de fases	318
6.5.4.4. Conclusiones	320
6.6. Aplicaciones especiales y errores relacionados	321
6.6.1. Protección de líneas paralelas	321
6.6.1.1. Conceptos generales	321
6.6.1.2. Caso de líneas "verdaderamente paralelas"	328
6.6.1.2.1. Falla en el extremo remoto sin alimentación desde aquel extremo	330
6.6.1.2.2. Falla en el extremo remoto con el interruptor remoto abierto y sin alimentación desde el extremo donde está ubicado el relé	330
6.6.1.2.3. Falla en el extremo remoto con alimentación desde aquel extremo solamente de secuencia positiva y con alimentación solamente de secuencia cero desde el extremo del relé	331
6.6.1.2.4. Falla en el extremo de la línea con línea paralela fuera de servicio	331

y puesta a tierra en ambos extremos	
6.6.1.2.5. Caso general	332
6.6.1.2.6. Regulación de la Zona 1 en Subalcance y en Sobrealcance	334
6.6.1.2.7. Regulación de la Zona 2	339
6.6.1.2.8. Compensación del acoplamiento entre líneas paralelas	343
6.6.1.2.9. Esquemas distanciométricos	347
6.6.1.2.9.1. Esquemas sin Teleprotección	347
6.6.1.2.9.2. Esquemas con Teleprotección	348
6.6.1.2.10. Efecto de la reversión de corriente	349
6.6.1.3. Otras variantes de líneas paralelas	350
6.6.1.3.1. Variante 1	350
6.6.1.3.2. Variante 2	351
6.6.1.3.3. Variante 3	352
6.6.1.3.4. Variante 4	353
6.6.1.4. Fallas entre líneas paralelas y fallas múltiples	357
6.6.1.5. Valores prácticos, cálculo y medición de la impedancia mutua	358
6.6.1.5.1. Valores prácticos reales	358
6.6.1.5.2. Formas de cálculo	360
6.6.1.5.3. Modalidades de medición	363
6.6.1.6. Conclusiones	364
6.6.2. Protección de líneas multiterminal y de líneas con derivaciones	364
6.6.2.1. Conceptos generales	364
6.6.2.2. Configuraciones más comunes de líneas multiterminal (LMT)	365
6.6.2.3. Configuraciones más comunes de líneas con derivaciones (LCD)	367
6.6.2.4. Problemas de medición de la Protección de Distancia en LMT	370
6.6.2.4.1. Falla trifásica	371
6.6.2.4.2. Falla entre dos fases	371
6.6.2.4.3. Falla fase a tierra	371
6.6.2.4.4. Caso de alimentación inversa ("outfeed")	372
6.6.2.4.5. Análisis de resultados y cuestiones prácticas	372
6.6.2.5. Aplicación de la Protección de Distancia a LMT	376
6.6.2.5.1. Protección de Distancia sin Teleprotección	377
6.6.2.5.2. Protección de Distancia con Teleprotección	378
6.6.2.5.3. Aplicación de la Protección de Distancia en el caso de "outfeed"	379
6.6.2.6. Problemas de medición de la Protección de Distancia en LCD	379
6.6.2.7. Aplicación de la Protección de Distancia a LCD	382
6.6.2.7.1. Protección de Distancia sin Teleprotección	382
6.6.2.7.2. Protección de Distancia con Teleprotección	382
6.6.2.8. Conclusiones	383

6.6.3. Protección de líneas con compensación serie	384
6.6.3.1. Conceptos generales	384
6.6.3.2. Protección propia de los bancos de capacitores serie	387
6.6.3.3. Ubicación física de los bancos de capacitores serie	391
6.6.3.4. Impedancia Aparente presentada a los Relés de Distancia	394
6.6.3.4.1. Falla bifásica	394
6.6.3.4.2. Falla monofásica	395
6.6.3.4.3. Falla trifásica medida como monofásica	395
6.6.3.4.4. Observaciones	395
6.6.3.4.5. Representación en el plano de impedancias	396
6.6.3.4.6. Inversión de tensión e inversión de corriente	398
6.6.3.5. Direccionalidad de los Relés de Distancia	401
6.6.3.6. Aplicación de la Protección de Distancia y regulación de las Zonas	406
6.6.3.7. Efecto de la compensación serie en una línea sobre las protecciones de las líneas adyacentes	408
6.6.3.8. Líneas paralelas con compensación serie	409
6.6.3.9. Efecto de los transitorios sobre la respuesta de los Relés de Distancia	411
6.6.3.9.1. Transitorios sin considerar elementos no lineales	412
6.6.3.9.2. Estados transitorios y estacionarios considerando la acción del chispero	417
6.6.3.9.3. Estados transitorios y estacionarios considerando la acción de la resistencia no lineal	418
6.6.3.10. Conclusiones	421
6.6.4. Protección de Distancia de líneas compuestas	422
6.6.4.1. Aspectos generales	422
6.6.4.2. Protección de Distancia de la combinación Línea Aérea – Línea Subterránea	422
6.6.4.3. Protección de Distancia de la combinación Línea Aérea - Transformador	423
6.6.4.4. Protección de Distancia de la combinación Línea Subterránea - Transformador	428
6.6.4.5. Conclusiones	428
6.6.5. Detección de oscilaciones de potencia y pérdida de estabilidad	428
6.6.5.1. Aspectos generales	428
6.6.5.2. Condiciones de carga estable	429
6.6.5.3. Estabilidad dinámica	431
6.6.5.4. Bloqueo por oscilaciones de potencia	431
6.6.5.5. Conclusiones	434

VOLUMEN 2

Capítulo 7 – ALGORITMOS PARA LAS PROTECCIONES DIGITALES- ASPECTOS GENERALES Y APLICACIONES A LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA

7.1. Aspectos generales	435
7.1.2. Algoritmos de filtrado digital	436
7.1.2.1. Algoritmo basado en la TDF con Ventana de Datos de un Ciclo	438
7.1.2.1.1. Presentación del algoritmo	438
7.1.2.1.2. Forma de aplicación	439
7.1.2.1.3. Transitorio de falla y respuesta en frecuencia	442
7.1.2.2. Algoritmo basado en la TDF con Ventana de Datos de Medio Ciclo	444
7.1.2.2.1. Presentación del algoritmo	444
7.1.2.2.2. Forma de aplicación	445
7.1.2.2.3. Transitorio de falla y respuesta en frecuencia	445
7.1.2.3. Algoritmo recursivo basado en la TDF con ventana de datos de un ciclo	446
7.1.2.3.1. Presentación del algoritmo	446
7.1.2.3.2. Transitorio de falla y respuesta en frecuencia	446
7.1.2.4. Algoritmo basado en la Transformada de Walsh (TW)	446
7.1.2.4.1. Presentación del algoritmo	446
7.1.2.4.2. Forma de aplicación	450
7.1.2.4.3. Transitorio de falla y respuesta en frecuencia	451
7.2. Algoritmos para la Protección de Distancia	451
7.2.1. Obtención de la reactancia y de la resistencia aparentes de falla	452
7.2.2. Métodos de la Resolución de la Ecuación Diferencial	453
7.2.2.1. Idea elemental	453
7.2.2.2. Solución de la ecuación diferencial mediante la integración entre dos intervalos de tiempo finitos	456
7.2.2.3. Solución de la ecuación diferencial considerando los parámetros transversales de la línea	458
7.2.2.4. Idea completa considerando sólo los parámetros longitudinales	462
7.2.2.5. Combinación del filtrado digital con la solución de la ecuación diferencial	464
7.2.3. Algoritmos de comparación	468
7.3. Respuesta transitoria de los algoritmos	471
7.3.1. Uso de filtros "Seno" y "Coseno"	472
7.3.2. Uso sólo del filtro "Coseno"	474
7.4. Conclusiones respecto a los algoritmos	474

Capítulo 8 – PROTECCIONES UNITARIAS DE LÍNEAS

8.1. Aspectos generales	477
8.2. Sistemas Direccionales	479
8.2.1. Sistemas de Comparación Direccional	479
8.2.2. Sistemas de Comparación de Fase	480
8.2.2.1. Aspectos generales	480
8.2.2.2. La característica de protección en el plano complejo de corrientes	482
8.2.2.3. Variantes de decisión de disparo	487
8.2.2.4. Elementos de arranque	489
8.2.2.5. Protección segregada de tres subsistemas	490
8.2.2.6. Protección segregada de dos subsistemas	490
8.2.2.7. Protección no segregada	490
8.2.2.8. Mezclado de corrientes	495
8.2.2.9. Transmisión de las señales entre extremos	496
8.2.2.10. Utilización de filtros	497
8.2.2.11. Aplicación de la protección a configuraciones especiales	497
8.2.2.11.1. Protección de líneas paralelas	498
8.2.2.11.2. Protección de líneas multiterminal	498
8.2.2.11.3. Protección de líneas con derivaciones	498
8.2.2.11.4. Protección de líneas con compensación capacitiva serie	499
8.2.2.11.5. Protección de líneas compuestas	499
8.2.2.12. Necesidad de complementar la Protección de Comparación de Fase	499
8.2.3. Sistemas de Transitorios de Falla	500
8.2.3.1. Aspectos generales	500
8.2.3.2. Fundamentos	501
8.2.3.3. Esquema de Detección de Discontinuidad	506
8.2.3.3.1. Modelo monofásico	507
8.2.3.3.2. Modelo trifásico	518
8.2.3.4. Esquema de Discriminante de Onda Viajera	523
8.2.3.4.1. Modelo monofásico	524
8.2.3.4.2. Modelo trifásico	528
8.2.3.5. Aplicación de estas protecciones	529
8.2.3.6. Necesidad de complementar las protecciones analizadas	530
8.3. Sistemas Diferenciales	530
8.3.1. Ideas generales	530
8.3.2. Protecciones Diferenciales de principio convencional	532
8.3.2.1. Protecciones Diferenciales con comunicaciones mediante Onda Portadora, Microondas o Fibra Óptica	533
8.3.2.1.1. Introducción	533
8.3.2.1.2. Transmisión de señales analógicas (valores medidos)	533
8.3.2.1.3. Exigencias a los sistemas de transmisión de señales analógicas	534
8.3.2.1.4. Modalidades de la comparación diferencial de corrientes	540

8.3.2.1.4.1.	Característica porcentual	542
8.3.2.1.4.2.	Compensación por la corriente que se deriva por las capacidades distribuidas	547
8.3.2.1.4.3.	Comparación diferencial fasorial versus comparación diferencial de valores instantáneos	549
8.3.2.1.5.	Sistemas Maestro – Esclavo y sistemas Maestro – Maestro	549
8.3.2.1.6.	Sistemas Segregados y no Segregados	550
8.3.2.1.7.	Compensación en los retardos de la comunicación de datos	550
8.3.2.2.	Protecciones Diferenciales que utilizan como medio de comunicación Hilos Piloto	522
8.3.2.2.1.	Aspectos generales	552
8.3.2.2.2.	Esquema de Tensión Balanceada	553
8.3.2.2.2.1.	La línea piloto como cuadripolo	554
8.3.2.2.2.2.	Características en el plano de admitancia	557
8.3.2.2.2.3.	Obtención de las constantes A , B , C y D del cuadripolo piloto	561
8.3.2.2.2.4.	Dispositivos limitadores de tensión	561
8.3.2.2.2.5.	Accionamientos secuenciales	562
8.3.2.2.3.	Esquema de Corriente Balanceada	563
8.3.2.2.3.1.	La línea piloto como cuadripolo	564
8.3.2.2.3.2.	La característica del relé en el plano de relación compleja de corrientes	565
8.3.2.2.4.	Inmunidad de la línea piloto a tensiones inducidas elevadas	571
8.3.2.2.5.	Monitoreo de la línea piloto	572
8.3.2.2.6.	Redes de Secuencia y Transformadores Sumadores	572
8.3.2.2.6.1.	Redes de Secuencia	573
8.3.2.2.6.2.	Transformadores Sumadores	574
8.3.3.	Protección Diferencial basada en la teoría de las ondas viajeras	576
8.3.3.1.	Modelo monofásico	577
8.3.3.2.	Modelo trifásico	579
8.3.4.	Aplicaciones de la Protección Diferencial de líneas	580
8.3.5.	Necesidad de complementar la Protección Diferencial de líneas	581

Capítulo 9– PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES

9.1.	Introducción	583
9.2.	Causas y efecto de las Fallas y otras perturbaciones que afectan a los transformadores	584
9.2.1.	Fallas originadas en el propio transformador	584
9.2.1.1.	Fallas de desarrollo violento	584
9.2.1.2.	Fallas incipientes	586
9.2.2.	Fallas y otras perturbaciones originadas en otros componentes o en la operación de la red	586
9.3.	Protecciones contra fallas en el transformador	588

9.3.1. Protecciones contra fallas de desarrollo violento	588
9.3.1.2. Protección Diferencial	588
9.3.1.2.1. Principio elemental	588
9.3.1.2.2. Protección Diferencial Porcentual	590
9.3.1.2.3. Conexión de los Relés Diferenciales Porcentuales - Transformador de dos arrollamientos	593
9.3.1.2.4. Problemas Particulares de la aplicación de la Protección Diferencial a la protección de transformadores	596
9.3.1.2.5. Protección Diferencial Porcentual en transformadores de tres Arrollamientos	599
9.3.1.2.6. Conexión de los Relés Diferenciales Porcentuales en un transformador de tres arrollamientos	602
9.3.1.2.7. Aplicación de los Relés Diferenciales Porcentuales a bancos de transformadores monofásicos	602
9.3.1.2.8. Regulación de los Relés Diferenciales Porcentuales	606
9.3.1.2.9. Soluciones digitales de la protección diferencial	606
9.3.1.2.9.1. Algoritmos de comparación	606
9.3.1.2.9.2. Algoritmos de filtrado digital	610
9.3.1.3. Protección contra Fallas a Tierra	616
9.3.1.3.1. Protecciones específicas contra fallas a tierra	616
9.3.1.3.2. Protecciones que detectan las corrientes de fuga desde la cuba	618
9.3.1.3.3. Soluciones digitales para las protecciones contra fallas a tierra	619
9.3.2. Protecciones contra Fallas Incipientes	621
9.4. Protecciones contra perturbaciones de origen externo	624
9.4.1. Fallas en otros componentes de la red incorrectamente eliminadas por sus propias protecciones	625
9.4.1.1. Aspectos generales	625
9.4.1.2. Protecciones de Distancia como respaldo	625
9.4.1.3. Protecciones de Sobrecorriente como respaldo	637
9.4.2. Sobretensiones de origen atmosférico	638
9.4.3. Sobretensiones transitorias o estacionarias originadas en la red	638
9.4.4. Sobrecargas	638
9.4.4.1. Soluciones analógicas de los Relés de Imagen Térmica	638
9.4.4.2. Soluciones digitales de los Relés de Imagen Térmica	640
9.4.5. Sobreflujo	641
9.5. Criterios de respaldo de las protecciones contra fallas en el transformador	642

Capítulo 10 – PROTECCIÓN DE BARRAS

10.1. Introducción	647
10.2. Algunos Esquemas de Barras	648
10.3. Las fallas en las barras	651
10.4. Clasificación de la protección de barras	652
10.5. Requerimientos a la protección de barras	653

10.5.1. Confiabilidad	653
10.5.2. Independencia y solapamiento de las protecciones en configuraciones de barras múltiples	656
10.5.3. Necesidad de conmutación de corrientes en esquemas de barras con acoplamiento transversal y selección mediante seccionadores	657
10.6. Análisis de los distintos tipos de protecciones de barras	662
10.6.1. Protecciones No Específicas	662
10.6.2. Protecciones Específicas	664
10.6.2.1. Protección de Dispersión por Estructura	664
10.6.2.1.1. Principio básico	664
10.6.2.1.2. Precauciones prácticas que se deben tomar	666
10.6.2.1.3. Protección de Dispersión por Estructura en barras con acoplamiento longitudinal	667
10.6.2.1.4. Protección de Dispersión por Estructura en esquemas de barras con acoplamiento transversal y en esquemas de barra principal y barra auxiliar	671
10.6.2.2. Protecciones Diferenciales	671
10.6.2.2.1. Idea general	671
10.6.2.2.2. Protección Diferencial de Baja Impedancia	672
10.6.2.2.2.1. Soluciones digitales para la Protección Diferencial con Restricción	674
10.6.2.2.3. Protección Diferencial de Alta Impedancia	676
10.6.2.2.3.1. Principio fundamental y soluciones analógicas	676
10.6.2.2.3.2. Soluciones digitales para la Protección Diferencial de Alta Impedancia	685
10.6.2.2.4. Protección Diferencial de Impedancia Media	685
10.6.2.2.5. Protección Diferencial con Transformadores Corriente – Tensión	687
10.6.2.3. Protecciones Direccionales	689
10.6.2.3.1. Protección Direccional con Relés Convencionales	689
10.6.2.3.2. Protección Direccional por Comparación de Fases	692

Capítulo 11 – PROTECCIÓN DE GENERADORES

11.1. Introducción	697
11.2. Perturbaciones Internas y Perturbaciones Externas	697
11.2.1. Perturbaciones de origen interno	697
11.2.2. Perturbaciones de origen externo	698
11.3. Causas y efectos de las perturbaciones	698
11.3.1. Fallas fase-a-tierra en el estator	698
11.3.1.1. Aspectos generales	698
11.3.1.2. Modalidades de la vinculación entre el punto neutro y tierra	699
11.3.2. Fallas entre fases	702
11.3.3. Fallas entre espiras de una misma fase	702
11.3.4. Puesta a tierra del arrollamiento rotórico	702
11.3.5. Pérdida de la excitación	703

11.3.6. Sobrecargas y otras formas de sobrecalentamiento del estator	704
11.3.7. Asimetría de la carga	705
11.3.8. Fallas en la red que no son eliminadas adecuadamente por las protecciones específicas	706
11.3.9. Sobretensiones	706
11.3.10. Motorización	708
11.3.11. Subfrecuencia	709
11.3.12. Sobre frecuencia	710
11.3.13. Pérdida de sincronismo	710
11.4. Protecciones	710
11.4.1. Protección contra fallas fase-a-tierra en el estator	710
11.4.1.1. Aspectos generales	710
11.4.1.2. Generadores conectados a la red a través de un transformador de bloque	712
11.4.1.2.1. Protección de Sobrecorriente o de Sobretensión en la conexión a tierra del punto neutro	712
11.4.1.2.2. Protección de Tensión Residual	718
11.4.1.3. Generadores conectados a la red en forma directa	719
11.4.1.3.1. Único generador	720
11.4.1.3.2. Varios generadores operando en paralelo	721
11.4.2. Protección contra fallas entre fases en el estator	727
11.4.2.1. Aspectos generales	727
11.4.2.2. Protección Diferencial Porcentual	727
11.4.2.3. Protección Diferencial de Alta Impedancia	732
11.4.3. Protección contra fallas entre espiras de una misma fase	734
11.4.3.1. Aspectos generales	734
11.4.3.2. Generadores con múltiples arrollamientos por fase	734
11.4.3.3. Generadores con un solo arrollamiento por fase	734
11.4.4. Protección contra puesta a tierra del arrollamiento rotórico	736
11.4.4.1. Aspectos generales	736
11.4.4.2. Método de inyección de corriente alterna de frecuencia nominal	737
11.4.4.3. Método de inyección de corriente alterna de baja frecuencia	739
11.4.4.4. Método de inyección de corriente continua	739
11.4.4.5. Métodos de puente o potenciómetro	741
11.4.4.6. Métodos para generadores sin escobillas	744
11.4.4.7. Forma de acción de las protecciones contra fallas a tierra en el rotor	745
11.4.5. Protección contra pérdida de excitación	746
11.4.5.1. Aspectos generales	746
11.4.5.2. Pequeños generadores	746
11.4.5.3. Medianos y grandes generadores	748
11.4.6. Protecciones contra sobrecargas y otras formas de sobrecalentamiento del estator	751
11.4.7. Protección contra asimetría de la carga	751

11.4.8. Protección de respaldo contra fallas externas	755
11.4.8.1. Aspectos generales	755
11.4.8.2. Uso de Relés de Sobrecorriente Dependientes de la Tensión	756
11.4.8.3. Uso de Relés de Distancia	757
11.4.8.4. Uso de Relés de Sobrecorriente en pequeños generadores	760
11.4.9. Protección contra sobretensiones	761
11.4.10. Protección contra motorización (pérdida de fuerza motriz primaria)	761
11.4.11. Protección contra subfrecuencia	762
11.4.12. Protección contra sobrefrecuencia	763
11.4.13. Protección contra oscilaciones de potencia y pérdida de sincronismo	763
11.4.13.1. Aspectos generales	763
11.4.13.2. Grandes generadores	764
11.4.13.3. Medianos y pequeños generadores	767
11.5. Protección de los Transformadores de Bloque	768
11.6. Protecciones de los Servicios Auxiliares	769
11.7. Soluciones aplicando la tecnología digital	769
11.8. Conclusiones	771

Capítulo 12 – PROTECCIÓN DE REACTORES Y BANCOS DE CAPACITORES PARA COMPENSACIÓN EN PARALELO (SHUNT)

12.1. Reactores shunt	773
12.1.1. Aspectos generales	773
12.1.2. Construcción de los reactores	773
12.1.3. Disposiciones típicas de los reactores shunt	774
12.1.4. Tipos de fallas en los reactores conectados a través de transformador	774
12.1.5. Tipos de fallas en los reactores sumergidos en aceite	777
12.1.6. Esquemas para la protección de reactores shunt	777
12.1.6.1. Protección Diferencial	777
12.1.6.2. Protección de Sobrecorriente	778
12.1.6.3. Protección combinada de Sobrecorriente de Fase y Diferencial de Neutro	780
12.1.6.4. Protección de Sobrecorriente de Secuencia Negativa	780
12.1.6.5. Protección de Distancia local	781
12.1.6.6. Protección de Cuba	783
12.1.6.7. Protecciones mecánicas (Buchholz y Presión Súbita)	783
12.1.6.8. Protecciones de Sobretemperatura	783
12.1.6.9. Protección de Sobretensión	784
12.1.7. Acciones de desenganche de las protecciones de reactores shunt	784
12.1.7.1. Reactores conectados al terciario de un transformador	784
12.1.7.2. Reactores conectados en forma directa a barras de una Estación	784
12.1.7.3. Reactores conectados en forma directa con interruptor a una línea	784

12.1.7.4. Reactores conectados en forma directa sin interruptor a una línea	786
12.1.8. Selección de las protecciones de los reactores	787
12.2. Capacitores shunt	787
12.2.1. Aspectos generales	787
12.2.2. Distintas formas de disposición de las baterías de capacitores	788
12.2.2.1. Estrella doble con neutro aislado	788
12.2.2.2. Estrella simple con neutro puesto a tierra	789
12.2.3. El fenómeno de resonancia	789
12.2.4. Maniobras con los capacitores shunt	790
12.2.4.1. Cierre del interruptor del banco	790
12.2.4.2. Apertura del interruptor del banco	790
12.2.5. Protección de las baterías de capacitores shunt	790
12.2.5.1. Protección de Sobrecorriente	791
12.2.5.2. Protección de Desbalance	793
12.2.5.3. Protección de Sub y Sobretenión	797

Capítulo 13 – TECNOLOGÍAS USADAS PARA LOS RELÉS DE PROTECCIÓN

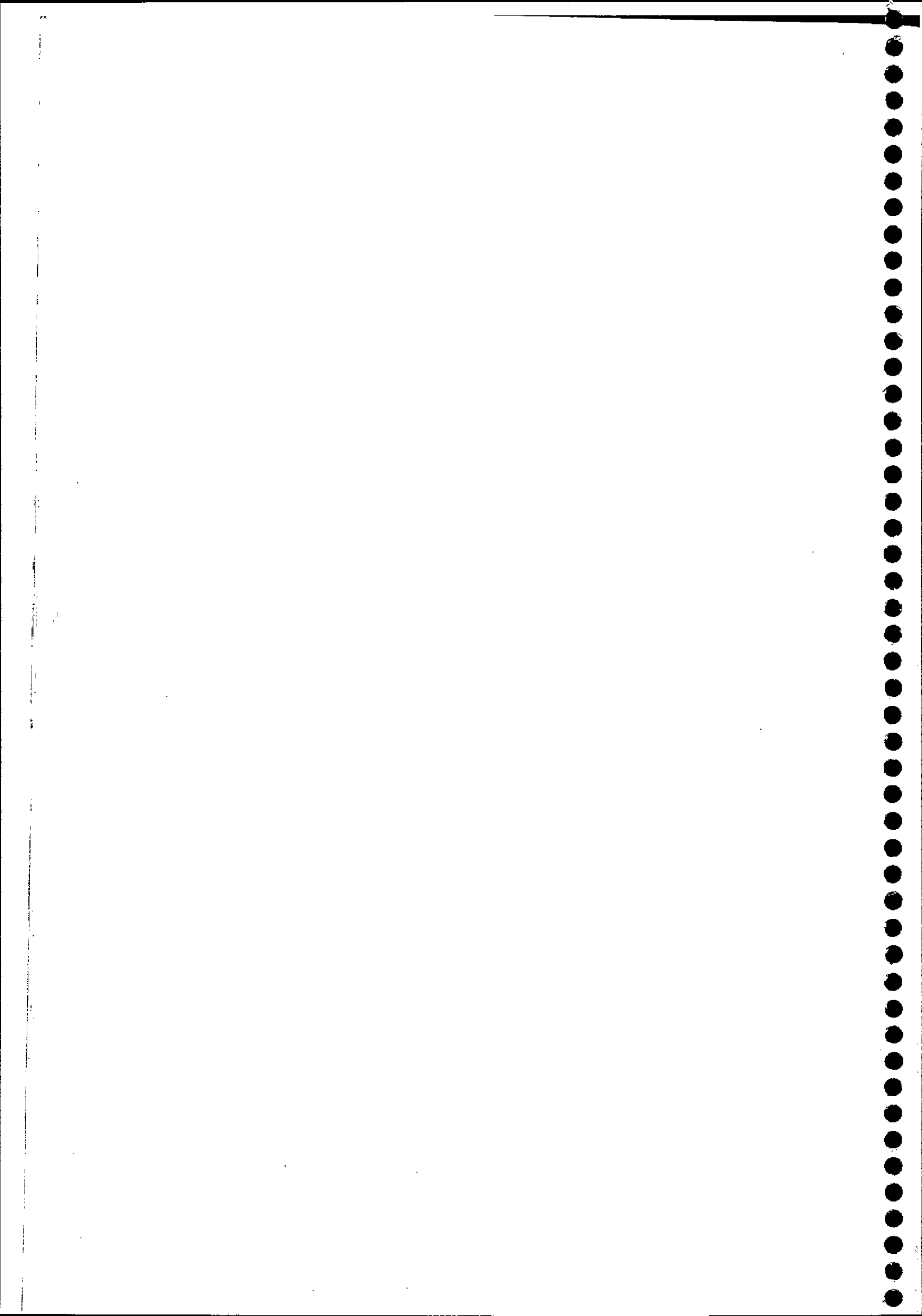
13.1. Introducción	799
13.2. División básica de las tecnologías aplicadas a relés de protección	799
13.3. Sumas, restas y multiplicaciones analógicas de corrientes y tensiones	800
13.4. Detectores de Nivel analógicos	800
13.5. Comparadores de Amplitud analógicos	802
13.6. Comparadores de Fase analógicos	804
13.7. Dispositivos numéricos	808
13.7.1. Introducción	808
13.7.2. Antecedentes históricos	811
13.7.3. Procesos involucrados en una protección digital	812
13.7.3.1. Señales analógicas de entrada (SAE)	812
13.7.3.2. Acondicionamiento de las señales analógicas de entrada (ASAE)	812
13.7.3.3. Prefiltrado analógico (PA)	812
13.7.3.4. Conversión Analógica – Digital (A/D)	814
13.7.3.5. Señales binarias de entrada (SBE)	814
13.7.3.6. Acondicionamiento de las señales binarias de entrada (ASBE) y conversión a un valor numérico en código binario (CNB)	814
13.7.3.7. Almacenamiento de datos de entrada (ALM. DAT.)	814
13.7.3.8. Almacenamiento del programa de procesamiento (APP)	815
13.7.3.9. Procesamiento numérico y lógico	815
13.7.3.10. Acondicionamiento de las señales binarias de salida (ASBS)	816
13.7.3.11. Otros procesos que llevan a cabo las protecciones digitales	817
13.8. Las protecciones digitales y el nuevo perfil de los especialistas en protecciones de las empresas del sector eléctrico	817
13.8.1. Selección del principio de las protecciones a instalar	818
13.8.2. Selección del fabricante y modelo de las protecciones a instalar	819

13.8.3. Ensayos de recepción de las protecciones adquiridas	820
13.8.4. Estudio de las regulaciones de las protecciones a instalar e instaladas	820
13.8.5. Realización de las regulaciones	821
13.8.6. Ensayos de rutina de los sistemas de protección	821
13.8.7. Ensayos especiales de los relés de protección y de equipos asociados	821
13.8.8. Análisis de comportamiento de protecciones frente a perturbaciones	822
13.8.9. Reparación de los relés de protección y de ciertos equipos asociados	823
13.8.10. Conclusiones respecto al nuevo perfil de los especialistas	823

Capítulo 14 – TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y TRANSFORMADORES DE TENSIÓN PARA SISTEMAS DE PROTECCIÓN

14.1. Aspectos generales	825
14.2. Transformadores de Corriente para Sistemas de Protección	825
14.2.1. Algunos aspectos constructivos	825
14.2.2. Circuito equivalente de un TC	826
14.2.3. El comportamiento del TC en régimen estacionario	828
14.2.4. Característica de Magnetización	829
14.2.5. Errores de los TC en régimen estacionario y cargas (burden) aplicadas	830
14.2.6. Especificación de los errores de acuerdo a normas	831
14.2.7. Consideraciones sobre el Factor Límite de Exactitud o Coeficiente de Sobreintensidad	834
14.2.8. El comportamiento del TC en régimen transitorio	835
14.2.8.1. Corriente de falla sin componente exponencial (plenamente simétrica)	837
14.2.8.2. Corriente de falla con componente exponencial	839
14.2.8.3. Coeficiente de sobreintensidad transitorio	841
14.2.8.4. Energización dual	843
14.2.8.5. Influencia del flujo remanente en el núcleo	844
14.2.8.6. Efecto conjunto de la respuesta transitoria, la energización dual y el flujo remanente de los TC	846
14.2.8.7. Transformadores de Corriente aptos para obtener respuestas transitorias convenientes	847
14.2.8.7.1. Transformadores de Corriente sin entrehierro	848
14.2.8.7.2. Transformadores de Corriente con pequeño entrehierro	848
14.2.8.7.3. Transformadores de Corriente con gran entrehierro	849
14.3. Conclusiones	849
14.3. Transformadores de Tensión Inductivos	850
14.3.1. Algunos aspectos constructivos	850
14.3.2. Comportamiento estacionario	851

14.3.2.1. Circuito equivalente	852
14.3.2.2. Diagrama fasorial	852
14.3.2.3. Errores	852
14.3.2.4. Factor de Tensión	855
14.3.2.5. Normas	855
14.3.3. Comportamiento transitorio	861
14.3.3.1. Energización o desenergización bajo condiciones de tensión normal	862
14.3.3.2. Colapso de la tensión desde el valor normal hasta el valor correspondiente a una falla	864
14.3.3.3. Recuperación de la tensión desde el valor de falla hasta su valor normal luego de la eliminación de una falla	864
14.3.3.4. Súbito incremento de la tensión hasta un valor por encima del normal	864
14.3.3.5. Efectos de la saturación	864
14.3.3.6. Transitorios de tipo oscilatorio	864
14.3.3.7. Conclusiones respecto a la respuesta transitoria	865
14.4. Transformadores de Tensión Capacitivos	865
14.4.1. Aspectos generales	865
14.4.2. Circuito básico de un TVC y variantes prácticas	867
14.4.3. Teoría del funcionamiento de un TVC en régimen estacionario	869
14.4.4. Errores de un TVC en régimen estacionario	870
14.4.5. Variaciones de la exactitud de un TVC en régimen estacionario	872
14.4.6. Respuesta transitoria de los TVC	873
14.4.6.1. Aspectos generales	873
14.4.6.2. Ensayos	873
14.4.6.3. Modelados	874
14.4.6.4. Factores que afectan la respuesta transitoria	874
14.4.6.5. Resultados prácticos en cuanto a la respuesta transitoria	879
14.4.6.6. Normalización de la respuesta transitoria de los TVC	880
14.4.6.7. Conclusiones respecto al comportamiento transitorio de los TVC	882



CAPÍTULO 1

ASPECTOS GENERALES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN

1.1. Introducción

Es una realidad a nivel mundial que las redes de potencia tienden a ser utilizadas al máximo posible de su prestación. Esto es así no solamente porque las nuevas formas organizacionales del sector eléctrico tienden a buscar naturalmente la mayor eficiencia de las grandes inversiones en equipamiento primario (líneas, subestaciones, etc.), sino también por la creciente oposición pública a la construcción de nuevas líneas de alta tensión (Ref. [98] y [99])

Pero la utilización al máximo de prestación requiere Sistemas de Protección y Sistemas de Control altamente sofisticados y confiables para no afectar negativamente la Calidad de Servicio en sus aspectos de Seguridad e Integridad.

Hasta hace relativamente poco tiempo, los Sistemas de Protección y los Sistemas de Control eran una cuestión exclusiva de los respectivos especialistas, quienes debían resolver los problemas hasta llegar a condiciones de funcionamiento clásicamente especificadas. Obviamente, la planificación de los sistemas de potencia se realizaba teniendo como parámetros esas condiciones especificadas.

Pero los nuevos modelos de organización del sector eléctrico requieren en general una mayor flexibilidad en el tratamiento del tema y las comparaciones de costos involucran a Sistemas de Protección y Sistemas de Control altamente complejos, capaces de lograr una utilización mayor de las instalaciones existentes, juntamente con análisis de confiabilidad y evaluaciones de costos producidos por fallas en tales sistemas.

Por esa razón, quienes realizan la planificación o la planificación indicativa y quienes deciden las inversiones a realizar, deben conocer aspectos conceptuales importantes de protección y de control de las redes, en tanto se trabaja con criterios y experiencias recogidas, más que con condiciones de funcionamiento especificadas.

Este capítulo está dedicado a esos aspectos conceptuales de los Sistemas de Protección, que deberían ser fluidamente conocidos no solamente por sus especialistas, sino también por los planificadores, por quienes deban adoptar decisiones técnicas en relación a distintas soluciones posibles y por quienes realicen estudios de Calidad de Servicio.

1.2. El objetivo de los Sistemas de Protección

El objetivo de los Sistemas de Protección es disminuir al máximo posible los efectos de las perturbaciones que aparezcan en los sistemas eléctricos de potencia, mediante la apertura de interruptores asociados con dichos Sistemas de Protección.

Rigurosamente hablando, los Sistemas de Protección son sistemas que ejercen funciones de control en las redes, pero esas funciones se realizan de un modo muy particular: apertura de interruptores.

Un aspecto importante que debe tenerse en cuenta es que se habla de disminuir efectos de las perturbaciones, sin limitarse al efecto de las fallas. Efectivamente, hay perturbaciones que no son fallas de aislación, ni siquiera fallas en el sentido más amplio del término, y para las cuales hay previstas protecciones. Esta aclaración tiene en consideración que es bastante común, aún en la literatura especializada, limitar la idea de los Sistemas de Protección involucrando solamente la acción en respuesta a fallas.

1.3. Las perturbaciones en la redes

Las redes eléctricas de potencia están sujetas a la posibilidad de distintos tipos de perturbaciones y a combinaciones de perturbaciones. Las perturbaciones más comunes son las siguientes:

- FALLAS ELECTRICAS, sean fallas de aislación o interrupciones de caminos previstos para la corriente eléctrica. Se presentan en los distintos componentes de la red: líneas, barras, transformadores, generadores, etc.
- SOBRECARGAS. También se presentan en los distintos componentes de la red.
- SOBRETENSIONES
- SUBTENSIONES
- SUBFRECUENCIAS. Debidas a la pérdida de capacidad de generación.
- SOBREFRECUENCIAS. Por pérdidas de carga
- PERDIDAS DE ESTABILIDAD. Se pierde el sincronismo entre distintos generadores de la red.
- OSCILACIONES DE POTENCIA. Variación angular relativa no deseada y periódica entre distintos generadores de la red.
- CARGAS ASIMETRICAS. Normalmente por la apertura accidental de una fase en algún componente de la red.
- PERTURBACIONES EN GENERADORES (además de las fallas de aislación): PERDIDA DE EXCITACION, MOTORIZACION, BLOQUEO POR PERDIDA DE SERVICIOS AUXILIARES, DEFECTOS DE REGULACIÓN DE TENSIÓN, DEFECTOS DE REGULACION DE VELOCIDAD.

1.4. Perturbaciones únicas y secuencias de perturbaciones

Las perturbaciones se pueden presentar como hechos singulares (únicos) o como secuencias.

Una perturbación es única cuando no se produjo como efecto de otra perturbación cuando a raíz de la misma no se desencadenan otra u otras perturbaciones. Por ejemplo: una falla en una línea que es despejada de la red al accionar el correspondiente Sistema de Protección, que abre los interruptores de ambos extremos, sin producir ningún otro efecto posterior.

Cuando a raíz de una perturbación se desencadenan otra u otras, se habla de secuencia o cadena de perturbaciones. Supongamos, por ejemplo, dos subsistemas eléctricos unidos por dos líneas. Uno de esos subsistemas tiene generación preponderante y el otro tiene carga preponderante. Supongamos que se produce una falla en una de las dos líneas. El sistema de protección saca de servicio esa línea. Consideremos ahora que el flujo de cargas en el momento que se produjo la falla imposibilita que con la línea restante se pueda mantener la estabilidad entre ambos subsistemas. En ese caso actuará un Sistema de Protección programado a tal efecto, abriendo la línea y, consecuentemente, separando los dos subsistemas. En el subsistema de carga preponderante baja la frecuencia y un Sistema de Protección previsto para esa situación elimina cargas hasta reestablecer el equilibrio. En el subsistema con generación preponderante sube la frecuencia y el sistema de desconexión automática de generación saca de servicio generadores hasta restituir el equilibrio.

Las secuencias de perturbaciones pueden ser previstas o imprevistas. En este último caso las causas obedecen siempre a defectos de funcionamiento de los Sistemas de Protección y/o Sistemas de Control. Esos defectos pueden ser debidos, a su vez, a condiciones de la red no consideradas, incorrecciones en los programas de regulación (setting) de los dispositivos o a defectos en uno o más de los dispositivos.

1.5. Las protecciones como sistema

Los elementos constitutivos básicos de las protecciones eléctricas son los Relés de Protección. Los relés de protección en algunos casos son dispositivos relativamente simples y en otros casos son verdaderas computadoras dedicadas. Simples o complejos, en todos los casos los relés hacen cálculos y comparaciones. En los relés tradicionales los cálculos son analógicos, pero en los más modernos los cálculos se realizan en forma digital.

Los relés de protección no llevan a cabo su tarea aislados entre sí y deben ser adecuadamente coordinados, realizándose esa coordinación mediante programas de regulación (setting) y/o a través de enlaces físicos.

La definición clásica considera Sistema de Protección al conjunto de dispositivos, incluyendo relés de protección, transformadores de corriente, transformadores de tensión, interruptores, relés auxiliares de disparo, sistemas de teleprotección y fuente auxiliar de corriente continua, que resulten necesarios para cumplir una determinada función de protección, como por ejemplo protección de una línea, protección de un transformador, protección de una barra, etc.

Puesto que los Sistemas de Protección deben estar coordinados entre sí, se podría hablar de un Gran Sistema de Protección de una red, constituido por el conjunto de

todos sus Sistemas de Protección. Se trata éste de un concepto muy importante, que hace a la filosofía con que deben hacerse los estudios y los análisis de comportamiento.

1.6. Las cualidades de los Sistemas de Protección

Las cualidades requeridas a los Sistemas de Protección son:

- SELECTIVIDAD
- VELOCIDAD
- CONFIABILIDAD

Selectividad: Es la condición por la cual un Sistema de Protección debe accionar produciendo la apertura de los interruptores estrictamente indispensables para eliminar la perturbación producida. Este concepto es muy sencillo de ejemplificar en el caso de las protecciones que actúan en ocasiones de fallas de aislación y significa que solamente debe salir de servicio el componente de la red (generador, línea, transformador, etc.) en el que se ha producido la falla. No siempre es de tal fácil interpretación cuando se trata de protecciones contra otros tipos de perturbaciones.

Velocidad: Es la condición por la cual el Sistema de Protección debe actuar tan rápidamente como sea posible. Tiene en cuenta no solamente el efecto destructivo de las fallas y de otras perturbaciones, sino también los compromisos de estabilidad del sistema de potencia.

Confiabilidad: Es la habilidad del sistema de protección para realizar su función adecuadamente y está relacionada en forma directa con los atributos de Dependibilidad y Seguridad del o de los relés de protección que componen el sistema.

Dependibilidad de un Relé de Protección: Es la habilidad de un relé para actuar cuando es requerida su actuación.

Seguridad de un Relé de Protección: Es la habilidad un relé para no actuar cuando no es requerida su actuación.

Las cualidades que se acaban de enunciar constituyen la clave de la relación entre el desempeño de los Sistemas de Protección y el atributo de Seguridad del Sistema de Potencia.

Si un Sistema de Protección no es selectivo, o no es suficientemente rápido, o no es confiable, la Seguridad del sistema de potencia se ve afectada.

Podría argumentarse que la Selectividad depende de la Confiabilidad de cada dispositivo y eso es cierto, pero un Sistema de Protección con un alto grado de Confiabilidad puede no ser selectivo si no ha sido correctamente diseñado o regulado (ajustado) para todas las condiciones de funcionamiento y de perturbaciones del sistema de potencia en el que cumple su función.

Es claro entonces que los estudios de Seguridad del Sistema de Potencia deben involucrar prioritariamente los estudios de los Sistemas de Protección necesarios para llegar a los índices requeridos.

1.7. Los dispositivos asociados a los relés de protección

Si bien los Relés de Protección son los componentes básicos de los Sistemas de Protección, hay otros dispositivos asociados que forman parte de la cadena de confiabilidad: Transformadores de Corriente, Transformadores de Tensión, Interruptores, Fuentes Auxiliares de Corriente Continua, Relés Auxiliares para el disparo de los Interruptores, Medios de Comunicación de Señales Lógicas o Analógicas entre Relés (Sistemas de Teleprotección y Sistemas de Comunicación asociados).

Aunque sin incidencia directa sobre la confiabilidad, deben ser considerados dispositivos asociados también las Alarmas, Señalizaciones, Registros de Eventos y Registros Perturbográficos. Estos dispositivos son los que permiten el análisis de comportamiento de los sistemas de protección luego de las perturbaciones y por lo tanto tienen una influencia indirecta sobre la confiabilidad de los mismos.

1.8. El concepto de Respaldo

A los Sistemas de Protección se les aplica un muy importante principio, según el cual los dispositivos de protección deben ser respaldados en su funcionamiento, de modo que un defecto en alguno de ellos no implique la pérdida total de la respectiva función de protección. Hablando con más rigor, debe diferenciarse entre respaldo de dispositivos en particular, por ejemplo un relé de protección respaldando a otro, y respaldo completo de un Sistema de Protección, por ejemplo un sistema basado en un dado principio respaldado por otro sistema basado en un principio diferente.

Clásicamente se han distinguido dos tipos de respaldo:

- RESPALDO LOCAL
- RESPALDO REMOTO

Se habla de Respaldo Local cuando un relé de protección y algunos o todos sus dispositivos asociados están duplicados en cuanto a su función. Que estén duplicados en su función no significa que necesariamente los dispositivos sean iguales.

Se habla de Respaldo Remoto cuando se previene el mal funcionamiento de un relé de protección o de sus dispositivos asociados mediante el accionamiento de relés ubicados en otros puntos de la red. El accionamiento de un Respaldo Remoto normalmente involucra un cierto grado de pérdida de selectividad del Gran Sistema de Protección.

Estas acepciones no distinguen soluciones de respaldo que contengan relés que realicen funciones de respaldo dentro de una misma subestación o planta generadora, pero produciendo la apertura de interruptores distintos a los de la

protección principal y que signifiquen la salida de servicio de mayor cantidad de componentes de la red que los estrictamente necesarios.

Por otra parte, la palabra "respaldo" se asocia naturalmente a la idea de existencia de sistemas o dispositivos principales y sistemas o dispositivos que realicen el respaldo de los principales. Si bien esto es así con los respaldos remotos y en muchos casos de respaldos locales, hay una fuerte tendencia, principalmente en las redes de alta y muy alta tensión, a tener dispositivos o sistemas de respaldo mutuo. Dicho de otro modo, la existencia en estos casos de sistemas o dispositivos 1 y 2 con funciones de respaldo mutuo, no significa que uno de ellos será el principal y que actuará más rápido o más selectivamente que el otro.

Por todo lo expuesto, y aún considerando que las definiciones clásicas (Ref. [26]) son suficientes para el manejo de los especialistas, creemos conveniente para las necesidades del presente trabajo introducir definiciones de Respaldo más modernas, que contemplen con mayor claridad conceptual los aspectos descriptos.

Para ello haremos las siguientes distinciones:

- **Respaldo (como concepto general aplicado a las protecciones eléctricas)**
- **Respaldo de Dispositivo**
- **Respaldo de Sistema de Protección**
- **Respaldo Local de Circuito**
- **Respaldo Local de Estación**
- **Respaldo Remoto**
- **Respaldo Mutuo**
- **Respaldo de Local de Circuito con Sistemas de Distinta Jerarquía**

Respaldo: Concepto general referido a los Sistemas de Protección, por el cual los dispositivos integrantes de los mismos o los propios sistemas de protección en su conjunto tienen respectivamente otros dispositivos u otros sistemas que previenen su mal funcionamiento realizando funciones análogas.

Respaldo de Dispositivo: Cuando el concepto de respaldo se aplica a un dispositivo y no a un sistema de protección en su conjunto.

Respaldo de Sistema de Protección: Cuando el concepto de respaldo se aplica a un Sistema de Protección en su conjunto.

Respaldo Local de Circuito: Cuando el respaldo se realiza haciendo que la apertura de los circuitos sea exactamente la misma. No se dice "interruptores" en lugar de "circuitos" considerando que en casos muy especiales pueden duplicarse los interruptores abriendo el mismo circuito en idéntico lugar.

Respaldo Local de Estación: Cuando el respaldo se realiza dentro de la misma Estación o Planta Generadora, pero abriendo interruptores que producen la salida de servicio de mayor número de componentes de la red que aquellos directamente afectados por la falla.

Respaldo Remoto: Cuando el respaldo se realiza mediante dispositivos instalados en otros puntos de la red, que abren interruptores instalados en esos otros puntos de la red.

Respaldo Mutuo: Cuando no se puede hacer una distinción funcional asignando a un dispositivo o Sistema de Protección la función principal y a otro dispositivo o Sistema de Protección la función de Respaldo Local de Circuito.

Respaldo de Local de Circuito con Sistemas de Distinta Jerarquía: Cuando un dispositivo o Sistema de Protección tiene la función principal y otro dispositivo o Sistema de Protección tiene la función de respaldar al primero.

En general, la aplicación práctica de Respaldo de Dispositivo se realiza considerando sólo al relé de protección propiamente dicho. Cuando se duplican también otros dispositivos asociados, en realidad se realiza un Respaldo de Sistema. Eso es así porque cuando existe duplicación de los transformadores de corriente, de los transformadores de tensión, de la alimentación auxiliar de corriente continua, etc., se lo hace normalmente configurando dos cadenas independientes. No obstante, esas cadenas suelen tener algunos elementos en común; ciertamente los interruptores y con bastante frecuencia los transformadores de tensión. Teniendo en consideración la mayor o menor cantidad de dispositivos en común que tengan dos sistemas de protección que cumplen la misma función, puede hablarse de "grados de respaldo".

La existencia de Respaldo Local de ningún modo hace prescindible el Respaldo Remoto, en tanto deben preverse situaciones poco probables pero catastróficas en las que dos sistemas locales queden ambos ineptos para realizar su función.

Como puede inferirse de lo expuesto, la cuestión del respaldo es muy significativa para el tema de Seguridad de los Sistemas de Potencia. La evaluación numérica de la Confiabilidad de los Sistemas de Protección, de obvia incidencia en la evaluación numérica de dicha Seguridad de los Sistemas de Potencia, determina generalmente valores muy dispares según el modo y grado de respaldo adoptado.

1.9. La gestión de los Sistemas de Protección

La gestión de los Sistemas de Protección involucra las siguientes tareas:

- SELECCION DE LOS SISTEMAS A APLICAR.
- SELECCION DE LOS DISPOSITIVOS PARA CONFIGURAR LOS SISTEMAS.
- ESTUDIOS DE LA REGULACION (AJUSTE, SETTING) DE LOS RELES DE PROTECCION.
- REALIZACION DE LA REGULACION.
- MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO.
- ANALISIS DE COMPORTAMIENTO FRENTE A PERTURBACIONES REALES.

La **Selección de los Sistemas a Aplicar** debe tener en cuenta el carácter de sistema de las protecciones y considerar de una forma global al sistema de potencia. La forma de operación de la red, los límites de estabilidad, las posibles expansiones futuras, las perturbaciones que se pueden esperar, las condiciones de operación en

estado de emergencia, etc., son algunos de los factores a tener en cuenta. Se puede decir, siguiendo las ideas de Mr. Blackburn (Ref. [8]), que es necesaria una estrecha y continua comunicación entre los departamentos de planeamiento de protecciones y de operación.

La **Selección de Dispositivos** es una tarea que debe tener en cuenta no sólo la necesidad de que cumplan las funciones establecidas para los sistemas seleccionados, sino también la calidad de los dispositivos y la experiencia acumulada en las redes en los que ya se encuentren instalados.

Los **Estudios de Regulación** se realizan para lograr un verdadero "software" de los Sistemas de Protección. Su resultado es el regulación, ajuste o "setting" detallado de cada uno de los relés de los sistemas seleccionados y deben ser revisados cada vez que se produzcan cambios en las condiciones base tenidas en cuenta, o cuando los análisis de comportamiento indiquen la posibilidad de fallas u omisiones en esos estudios.

La **Realización de la Regulación**, en su sentido físico, incluye generalmente ensayos de campo luego de llevar a cabo el "setting" de los relés. Es necesario disponer de métodos para asegurar que la regulación no pueda ser modificada si no es por el personal especializado responsable.

El **Mantenimiento** involucra los ensayos periódicos recomendados por los fabricantes de los dispositivos, las acciones correctivas eventualmente necesarias y los ensayos especiales toda vez que se detecte un posible funcionamiento incorrecto.

El **Análisis de Comportamiento frente a Perturbaciones Reales** es una parte fundamental del Análisis de Perturbaciones. Se trata de una tarea global, es decir que no debe ser llevada a cabo aisladamente por cada uno de los responsables de la red, que requiere un fluido aporte de datos y amplia experiencia. De ese tipo de análisis podrá surgir la necesidad de cambios de dispositivos, cambios de regulaciones, reconsideración general de los sistemas de protección o cambios en la operación de la red. Ningún análisis es completo si no señala explícitamente si los Sistemas de Protección actuaron de acuerdo a lo previsto, si hubo fallas de funcionamiento o si se presentaron situaciones que no habían sido consideradas.

1.10. Breve reseña de los Sistemas de Protección usuales

1.10.1. Fallas en Líneas

Como se verá más adelante, las líneas aéreas acumulan la mayor cantidad de fallas de aislación de los sistemas de potencia. Por esa razón, los sistemas de protección previstos para tales tipos de falla deben ser considerados especialmente.

En las redes de transmisión y subtransmisión, la **Protección de Distancia** (también denominada Protección Distanciométrica o Protección de Impedancia) es la más difundida. También se usa en algunas redes de distribución en media tensión. Su principio se basa en la medición de la relación entre la tensión y la corriente en cada extremo de la línea protegida, la que es comparada con valores de referencia. Si no

está complementada con algún sistema de Teleprotección, las fallas son despejadas instantáneamente (sin retardo intencional de tiempo) si se producen en el tramo medio de la línea (entre el 60% y el 80% de su longitud total); el resto de las fallas se despejan con tiempos de retardo del orden de 500 milisegundos desde uno de los extremos e instantáneamente desde el otro extremo..

Los Sistemas de Teleprotección involucran distintas variantes y son un complemento de la Protección de Distancia, que le permite una actuación instantánea en caso de fallas en toda la longitud de la línea. Requieren medios de comunicación de señales lógicas entre ambos extremos, que suelen ser Onda Portadora, Micro-ondas, Línea Telefónica o Fibra Óptica.

Debido al compromiso para la estabilidad del sistema eléctrico de potencia, solamente en algunos casos de líneas de subtransmisión secundarias y en las redes de distribución se puede prescindir de complementar la Protección de Distancia con un Sistema de Teleprotección.

Una característica importante de la Protección de Distancia es su empleo como Protección de Respaldo de las protecciones de las barras a las que esta directamente vinculada la línea en cuestión y de las protecciones de las otras líneas vinculadas a dichas barras. Esto se debe a su carácter de Protección No Unitaria; es decir, que no tiene un alcance que se limita solamente al componente de la red protegido.

La Protección de Distancia constituye un Gran Sistema por excelencia, ya que requiere una coordinación de las regulaciones de los distintos relés y, en caso de uso de Teleprotección, vinculación física entre los relés de ambos extremos de cada línea.

La **Protección de Sobrecorriente** (también llamada de Sobreintensidad, de Máxima Corriente o de Máxima Intensidad) se emplea como protección principal en muchas redes de distribución en media tensión y como protección de respaldo local en algunas líneas de subtransmisión. Dado su elemental principio, basado en la detección del nivel de corriente y su comparación con valores de referencia, este tipo de protección necesita tiempos de actuación escalonadamente crecientes desde un extremo remoto del sistema hacia la fuente de generación, para lograr actuación selectiva. En caso de sistemas mallados y/o con múltiples alimentaciones, requieren ser complementados con Relés Direccionales.

Como en el caso de la Protección Distanciométrica, con la Protección de Sobrecorriente se emplea el principio de respaldo remoto y constituye también un Gran Sistema por excelencia. Se trata por lo tanto también de una Protección No Unitaria; es decir, que no tiene un alcance que se limita solamente al componente de la red protegido.

El principio de Sobrecorriente se utiliza también para la protección principal de pequeños transformadores, pequeños generadores, etc.

En las líneas subterráneas de transmisión y subtransmisión, y en las líneas aéreas de transmisión y subtransmisión de corta longitud, tiene amplia difusión la

Protección Diferencial de Líneas. Actualmente hay cierta tendencia a aplicarla también a líneas de longitud media y aún a líneas de gran longitud. Su principio básico es la comparación entre las corrientes en ambos extremos, para lo cual necesita indefectiblemente la comunicación de señales analógicas entre esos extremos. Con este tipo de protección no es aplicable el concepto de Respaldo Remoto y para la realización de tal función necesitan el complemento de otro tipo de protección. Esto se debe a que se trata de una Protección Unitaria; es decir, que no es capaz de detectar fallas fuera del componente de la red protegido.

La comunicación de las referidas señales analógicas se realiza normalmente por Hilo Piloto o por Línea Telefónica, aunque modernamente existe una variante por Fibra Óptica, a través de la cual se transmiten las magnitudes analógicas previamente digitalizadas.

La actuación de la Protección Diferencial de Líneas es instantánea.

Otros Sistemas de Protección que se aplican a líneas son la **Protección Direccional**, la **Protección por Comparación de Fase** y la **Protección de Onda Viajera**. Estos sistemas también tienen una zona acotada; es decir, son también Protecciones Unitarias, de modo que necesitan el complemento de una Protección No Unitaria para llevar a cabo el Respaldo Remoto.

1.10.2. Fallas en Barras

La protección de fallas en barras puede realizarse mediante las protecciones del extremo remoto de las líneas que concurren a la misma y las protecciones de los transformadores y/o generadores conectados a ellas (protección no específica), o mediante protecciones específicamente dedicadas a la función de protección de barras.

Las protecciones específicas son de alto costo por los niveles de confiabilidad requeridos y sólo se emplean en las grandes redes de transmisión y en algunas pocas barras de subtransmisión. En las redes de distribución en media tensión sólo se emplean en ciertos casos protecciones específicas de barras que únicamente realizan su función en casos de fallas a tierra y se basan en la detección de la corriente de fuga desde la estructura hacia tierra.

Las protecciones no específicas operan siempre con retardos de tiempo, programados para lograr selectividad.

Las protecciones específicas de barras de transmisión y subtransmisión se basan en Sistemas Diferenciales (Convencionales, De Alta Impedancia, De Media Impedancia o Con Transformadores Corriente-Tensión), en Sistemas Direccionales o en Sistemas de Comparación de Fase. Todas ellas son instantáneas (sin retardo intencional de tiempo).

La salida de servicio innecesaria de una barra puede ser tan perjudicial como la eliminación retardada de una falla en la misma, debido al hecho que, junto con la barra propiamente dicha, quedan fuera de servicio todos los equipos (líneas, transformadores, generadores, etc.) que acometen a ella. Por esa razón, las

protecciones específicas de barras de transmisión y subtransmisión combinan sistemas independientes de principios distintos. Se combinan, por ejemplo, un Sistema Diferencial y un Sistema Direccional con lógica de funcionamiento "Y" o con lógica de funcionamiento "O", según los niveles de Seguridad y Dependibilidad requeridos.

La combinación "Y" de dos sistemas aumenta el grado de Seguridad de la Protección, pero disminuye el grado de Dependibilidad de la misma, mientras que sucede a la inversa con la combinación "O". Para lograr niveles convenientes de Seguridad sin comprometer la Dependibilidad, se recurre a veces a la combinación de tres sistemas (deben actuar dos de ellos o los tres) o a la combinación de dos conjuntos de dos sistemas (debe actuar por lo menos un sistema de dos en un conjunto y un sistema de dos en el otro conjunto).

1.10.3. Fallas en Transformadores

La protección de los transformadores depende de su tipo, potencia y uso, pero en general las grandes unidades están protegidas por relés Diferenciales, Diferenciales de Tierra Restringida, de Cuba y Buchholz. Estos últimos no son operados por variables eléctricas sino por los gases que se forman, tanto en fallas de desarrollo violento como en caso de fallas incipientes y, por lo tanto, tienen cierto carácter de preventivos. Cuando se trata de transformadores herméticos, sin tanque de expansión, el relé Buchholz es reemplazado por un relé de Sobrepresión, que no tiene la posibilidad de detectar fallas incipientes.

Las condiciones de sobrecarga, que si no son adecuadamente controladas finalmente derivan en fallas de aislación, son protegidas por relés de Imagen Térmica, capaces de detectar no sólo las situaciones de sobrecarga sino también las condiciones previas de funcionamiento. De ese modo se evita sobreproteger o subproteger al transformador.

También se los suele equipar con protecciones contra Sobretensiones y en algunos casos con protecciones contra Sobre-excitación.

Para proteger a los transformadores contra fallas externas, que no son despejadas por las protecciones específicas, se usan Relés de Sobrecorriente o Relés de Distancia. Los Relés de Distancia también pueden constituir una protección contra fallas internas.

1.10.4. Fallas en Generadores

Las unidades generadoras son los componentes del sistema de potencia que presentan la posibilidad de mayor variedad de fallas de aislación y otras perturbaciones, tanto internas como externas, que las pueden afectar. Las fallas internas se pueden producir en el estator o en el rotor. Las perturbaciones externas que se tienen en consideración son: fallas de aislación en otros componentes de la red mal eliminadas por las correspondientes protecciones, sobretensiones, sobre o subfrecuencia, oscilaciones de potencia y pérdida de estabilidad, y cargas asimétricas. Adicionalmente se deben considerar problemas derivados de la máquina primaria, de la operación, y problemas en los automatismos y en los

servicios auxiliares. Por citar algunos mencionamos: Motorización (pérdida de la fuerza motriz primaria), Pérdida de la Excitación, Sobrecargas.

Es normal entonces que los grandes generadores tengan una gama completa de protecciones que incluyen: Relés Diferenciales, Relés de Tierra Estatórica, Relés Contra Corto Circuitos entre Espiras de una Misma Fase, Relés de Tierra Rotórica, Relés de Pérdida de Excitación, Relés de Cargas Asimétricas, Relés de Sobretensión, Relés de Sobre y Subfrecuencia, Relés Antipenduleo, Relés de Sobrecarga, Relés Contra Motorización, Relés de Respaldo contra Fallas Externas (función de respaldo).

Si bien la variedad de fallas y otras perturbaciones que se pueden presentar en un generador es muy grande, la frecuencia con la que se presentan es normalmente notoriamente baja. Ello se debe a que son construidos buscando su minimización o la minimización de sus efectos, en función de los altos costos de reparación involucrados.

1.10.5. Oscilaciones de Potencia y Pérdida de Estabilidad

Cuando por efecto de otras perturbaciones los sistemas de potencia comienzan a oscilar y las oscilaciones no pueden ser controladas mediante los automatismos previstos a ese efecto, los Sistemas de Protección deben producir la apertura de las redes en puntos previamente establecidos, para conseguir subsistemas aislados estables.

Los propios sistemas de Protección de Distancia suelen estar previstos para esa función, mediante el uso de una "Doble Característica". Esa doble característica le permite diferenciar entre la evolución de las impedancias aparentes presentadas por las fallas de aislación y la evolución de las impedancias aparentes producidas por grandes incursiones angulares entre generadores. La programación de la Protección de Distancia como sistema para el cumplimiento de esa función es muy compleja y requiere el estudio del comportamiento dinámico del sistema de potencia, determinando con suficiente exactitud los denominados "centros de oscilación" del mismo.

1.10.6. Desconexión Automática de Cargas

Los desbalances entre la potencia generada y la potencia requerida por la carga, producidos por la salida de servicio intempestiva de grandes unidades generadoras o por pérdidas de vínculos de transmisión, deben ser rápidamente compensados, bajo riesgo de llegar a un colapso de frecuencia.

Para ello normalmente se hace uso de un sistema de protección mediante Relés de Subfrecuencia, que desconectan cargas programadas en distintos escalones de frecuencia. En muchas ocasiones los Relés de Subfrecuencia son complementados con Relés de Derivada de la Frecuencia, que permiten una mayor velocidad de respuesta y, consecuentemente, menor magnitud de desconexión.

También en este caso se requieren exhaustivos estudios dinámicos del sistema de potencia y el carácter de sistema de este tipo de protección es ciertamente evidente.

CAPÍTULO 2

CRITERIOS PRÁCTICOS GENERALES PARA LA APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN LAS GRANDES REDES ELÉCTRICAS DE POTENCIA

2.1. Introducción

Antes de describir en detalle los esquemas de protección habitualmente empleados en las grandes redes eléctricas de potencia, se presenta en este capítulo un panorama de los requerimientos a dichos esquemas y de las soluciones que se pueden adoptar en cada caso. No obstante, este panorama no es más que una introducción a cada uno de los capítulos específicos.

La idea es guiar a quienes tienen que tomar decisiones respecto a qué protecciones implementar o respecto a una sustitución de sistemas existentes, de modo que puedan conocer la experiencia recogida a nivel mundial y las recomendaciones de especialistas prestigiosos.

En realidad, en lo que sigue, este capítulo mayormente está volcado lo expuesto en bibliografía moderna y clásica, con algunos apuntes de nuestra propia experiencia. Hemos tomado como fuente más importante lo expuesto en publicaciones de la CIGRE, ya que nuestro trabajo de doce años en el Comité de Estudios N° 34 (ahora SC B5 – Protection and Automation), nos ha permitido recibir en forma directa el invalorable conocimiento de reconocidos especialistas que han aportado y siguen aportando en los distintos Grupos de Trabajo.

2.2. Protección de Líneas de Transmisión

2.2.1. Conceptos Generales

La protección de las líneas de transmisión constituye el ítem de protección más significativo de los sistemas de potencia, no solamente porque las líneas son las instalaciones más expuestas desde el punto de vista de la frecuencia de las fallas, sino también por la variedad de problemas que pueden presentar, teniendo en cuenta los distintos tipos constructivos, distintas longitudes, requerimientos para la seguridad del sistema, etc.

Por las mismas razones, no solamente es importante la selección de los esquemas de protección principales, sino que también la selección de la forma de respaldo de la protección adquiere una importancia significativa.

Aunque podría ser deseable alguna forma de normalización en la filosofía de los Sistemas de Protección, no deben descartarse requerimientos especiales de las empresas en lo que se refiere a esquemas y ajustes, con el objeto de satisfacer algunas necesidades locales particulares.

Como se ha visto en el Capítulo 1, el respaldo de la protección puede ser provisto de alguna de las siguientes formas:

- Respaldo Local de Circuito
- Respaldo Local de Estación
- Respaldo Remoto

Dependiendo de los requerimientos particulares del sistema, puede suceder que el respaldo pueda ser realizado sobre la base de retardo de tiempo de eliminación de la falla y/o pérdida de selectividad. Sin embargo, este tipo de solución, aunque más económica, no es aplicable sino en algunos sectores secundarios de los grandes sistemas de transmisión. La solución generalizada en estos sistemas es la aplicación del respaldo local de circuito, con fuerte tendencia en la actualidad a la duplicación de sistemas de protección, constituyendo dos sistemas principales.

Dos sistemas principales pueden también ser justificados económicamente, sobre la base de poder mantener una línea de transmisión en servicio mientras uno de sus dos sistemas de protección está sometido a tareas de mantenimiento. No obstante, el número de fallas por año y por línea de transmisión, simultáneamente con el costo de defección de un sistema de protección es seguramente la justificación más importante de la adopción de Respaldo Local de Circuito.

No debería descartarse además alguna forma de Respaldo Local de Circuito que compense cierta insuficiencia de los sistemas de protección principales. Un relé de protección adicional o elementos adicionales dentro de las unidades principales de protección pueden actuar como protección de respaldo para algunos tipos de falla, pero también pueden actuar como protección principal para otros tipos de falla.

Cuando hay razones para justificar dos sistemas de protección principales, algunas empresas prefieren en lugar de la duplicación, optar por sistemas principales distintos, tal que cada uno de ellos cubra las limitaciones del otro. Por ejemplo, puede seleccionarse Protección de Distancia como uno de los sistemas principales, con el objeto de proveer alguna forma de protección independiente de las comunicaciones y también proveer protección remota, adoptando para el otro sistema de protección la Protección Diferencial de Corriente, que provee mejor cubrimiento para fallas de elevada resistencia.

No obstante la provisión de protección de Respaldo de Circuito, en los grandes sistemas de transmisión es normal adoptar también Respaldo Local de Estación. Por ejemplo, la Protección de Sobrecorriente o de Distancia de los transformadores, actuando como protección de respaldo de las protecciones de las líneas. Rigurosamente, también la Protección de Falla interruptor (PAF), debe ser considerada como un verdadero Respaldo Local de Estación para las líneas, aunque su acción se limita a respaldar contra defectos en los circuitos de disparo de los interruptores o en los propios interruptores.

Más allá de todas las formas de Respaldo Local de Circuito y Local de Estación para las protecciones de las líneas de transmisión, es usual y necesario aplicar también Respaldo Remoto, teniendo en cuenta principalmente la posibilidad de pérdida simultánea de ambos sistemas de corriente continua.

2.2.2. Disposiciones típicas de las líneas de transmisión

Las distintas disposiciones de las líneas de transmisión tienen una importancia determinante en la selección de sus Sistemas de Protección, de modo que haremos una revisión sintética de sus aspectos más importantes.

Las líneas de transmisión pueden ser agrupadas en tres tipos principales:

- Líneas aéreas
- Líneas subterráneas
- Líneas mixtas

2.2.2.1. Líneas aéreas

Los parámetros de resistencia, reactancia y capacitancia están principalmente influenciados por la geometría de los conductores de las fases, entre ellos y respecto a tierra. La capacidad de conducción de corriente de carga está gobernada por el balance térmico entre la producción de calor por pérdidas por efecto Joule y la disipación por radiación y convección, teniendo en cuenta la temperatura ambiente y el viento.

Para líneas de transmisión de gran longitud, no obstante, la limitación de su capacidad de transmisión proviene de las condiciones de regulación de la tensión y de estabilidad del sistema.

Desde hace algunas décadas han surgido en todo el mundo diseños estándar de las líneas para los distintos niveles de tensión, usando una limitada sección de los conductores y hasta seis conductores por fase.

El cálculo de los parámetros de las líneas, tanto para la frecuencia nominal como para los frentes de onda escarpados, son realizados mediante software especializado, pero los cálculos deben ser verificados mediante mediciones en las instalaciones reales. Esta información debe estar disponible para los ingenieros de protección, para que puedan calcular correctamente las regulaciones (ajustes).

Consideraciones respecto a los circuitos paralelos

Cuando la estrategia de planificación de la red lo dicta, se usan circuitos paralelos sobre las mismas torres, las cuales tienen variadas disposiciones. Especialmente por razones de derecho de paso o cuestiones ambientales, puede con ello aceptarse alguna disminución de la confiabilidad en pro de la economía. La confiabilidad se reduce por la posibilidad de fallas en ambos circuitos, debido a eventos de modo común, tal como por ejemplo la caída de torres.

La posibilidad de fallas múltiples, que ocurran simultáneamente en más de un circuito, impone una demanda especial a las protecciones, en términos de la selección de fases para el recierre unipolar. La capacitancia entre circuitos puede imponer una restricción en el tiempo muerto mínimo que asegure un recierre exitoso

luego de una falla monofásica, en el caso de líneas largas sin reactores de neutro especiales.

Por otra parte, en los circuitos paralelos hay un relativamente fuerte acoplamiento electromagnético entre conductores, el cual es expresado en término de impedancias mutuas entre circuitos. Esto es muy importante para propósitos de cálculo de corrientes de cortocircuito, ajuste de las protecciones y análisis de su performance. Es usualmente aceptable despreciar las impedancias mutuas de secuencias positiva y negativa, ya que ellas son solamente una fracción de la impedancia propia de secuencia positiva. Pero es necesario considerar el acoplamiento entre las redes de secuencia cero de ambas líneas. En efecto, la impedancia mutua de secuencia cero no debe ser ignorada en ningún caso, debido a su relativamente alto valor y su influencia en la protección para fallas a tierra.

Es perfectamente claro que el acoplamiento magnético entre ambas líneas hace que el perfil de tensión de cada una de ellas es influenciado por la corriente en la otra. Por lo tanto, cualquier protección que trabaje con relaciones de tensión y corriente, tal como la Protección de Distancia o la Protección Direccional de Tierra, será influenciada por ese acoplamiento.

Las permutaciones de acoplamiento mutuo que resultan de circuitos múltiples que comparten un mismo recorrido son complejas:

$$\text{Permutaciones} = n (n-1) / 2$$

Donde **n** es el número de circuitos acoplados.

Sin embargo ellas presentan un efecto de segundo orden cuando los circuitos no comparten las mismas torres.

El acoplamiento mutuo no se restringe a circuitos paralelos del mismo nivel de tensión o a circuitos que tienen dos terminales comunes. En algunos casos los circuitos pueden correr paralelos solamente en parte de la ruta.

Hay casos de circuitos de diferentes niveles de tensión compartiendo las mismas torres. Esto puede llevar a fallas inter-sistemas. Más allá de su severidad, puede ser verdaderamente difícil detectar discriminativamente tales fallas con protecciones que dependan de mediciones de tensión. Durante esas fallas, el punto donde se produce la tensión cero en uno de los sistemas en falla puede quedar muy lejos del punto de falla. También en tales circunstancias puede resultar muy difícil la selección de fases.

Hilos de guardia

El número y la geometría de los hilos de guardia en una línea y su justificación económica están principalmente determinados por el nivel isokeraúnico de la región. En algunos casos tal justificación económica no existe y las torres no están preparadas para su instalación.

Pero, más allá de reducir el número de faltas inducidas por descargas atmosféricas, los hilos de guardia ayudan fuertemente a reducir la resistencia aparente de puesta a tierra de los pies de torre durante fallas a tierra, ya que proveen múltiples caminos para las corrientes a tierra a través de múltiples pies de torre.

Cualquier decisión de prescindir de hilos de guardia en zonas de bajo nivel isokeraúnico demanda una cuidadosa consideración de la resistividad de tierra y de las puestas a tierra individuales de las torres a lo largo de toda la ruta de la línea en cuestión. Esto consiste en determinar los niveles de resistencia de falla a tierra que pueden encontrarse y determinar si puede proveerse una protección principal adecuada o si se requiere una protección de tierra suplementaria para fallas altamente resistivas.

Con el objeto de reducir las pérdidas por efecto Joule que resultan de la circulación de corrientes inducidas en los hilos de guardia, las líneas de extra-alta tensión pueden ser diseñadas con una aislación ligera entre el hilo de guardia y la mayor parte de las estructuras de torres. Igualmente, los hilos de guardia pueden ser seccionados, con una sola conexión a tierra por sección. En tales casos, los niveles de resistencia aparente para fallas a tierra vistos por la protección podrían ser significativamente más altos que en el caso de hilos de guardia puestos a tierra en todas las torres y debe verificarse si la protección tiene la suficiente sensibilidad.

Fallas con arco

Buena parte de los eventos que dan por resultado una falla, hacen que la falla se establezca a través de un arco eléctrico entre fase o fases y tierra, o entre fases. Todas las fallas con arco presentan resistencia no lineal. A través de fórmulas bien conocidas, por ejemplo la fórmula de Warrington, pueden obtenerse las resistencias de falla que se pueden esperar, basándose en la longitud del arco, la velocidad y sentido del viento, y la corriente.

Riesgo por incendios

Principalmente en zonas tropicales o subtropicales son bastante frecuentes los incendios de malezas o de plantaciones, accidentales o intencionales, en ciertas épocas del año. El humo producido por los incendios induce fallas en las líneas eléctricas como consecuencia de la ionización del aire. Algunas de estas fallas se producen entre fases o por contorno de aisladores y para las protecciones no difieren mucho de aquellas producidas por descargas eléctricas. Pero otras fallas pueden localizarse en medio del vano, entre el conductor más bajo y tierra. Estas fallas pueden ser altamente resistivas, no solamente por la longitud del arco, sino también por la resistencia del suelo entre el punto de falla y el pie de torre más próximo. Puede entonces ser necesario proveer una protección suplementaria para fallas a tierra con alta resistencia. Las fallas que resultan de incendios son fallas que normalmente no producen grandes daños físicos y tienen una buena chance de recierre exitoso, pero la efectividad del mismo se ve frecuentemente restringida por la intensa ionización del aire, que da lugar a nuevas fallas inmediatamente luego de la re-energización de la línea.

Fallas por la vegetación

Especialmente en regiones tropicales, pueden producirse muchas fallas a tierra debido al crecimiento muy rápido de la vegetación. No hay buena documentación estadística respecto a la resistencia de tales fallas, pero en general se reconocen como de alta resistencia. Hay algunas experiencias realizadas al respecto, y una de ellas revela que una falla a través de una rama fresca de árbol en una línea de 380 kV inicialmente presentó una alta resistencia (cerca de 30 Kohm), hasta que el vapor y el humo producidos por la energía disipada por la falla a través de la resistencia de la propia rama resultaron en una explosión de grandes dimensiones a lo largo del árbol. Esto ocurrió en unos pocos segundos.

Consideraciones sobre la aislación

Las consecuencias de fallas con arco a lo largo de las cadenas de aisladores pueden ser minimizadas, no solamente en término de daños materiales sino también por la obtención de una mejor sensibilidad de las protecciones, mediante la aplicación de descargadores de cuernos (arcing-horns) en paralelo con las cadenas. Esto hace que se reduzca la longitud del arco, además de mantener la alta temperatura lejos de los aisladores.

Una novedosa aplicación de los descargadores de ZnO relacionada con las sobretensiones en los aisladores, consiste en ponerlos en paralelo con las cadenas de las líneas. Esta técnica ha comenzado a ser aplicada en líneas que corren a lo largo de cadenas de montañas o en otras regiones de alto nivel isokeráunico. Parecería que esto se justifica económicamente en ciertos casos, ya que lleva a una reducción significativa de la incidencia de fallas debidas a descargas atmosféricas.

2.2.2.2. Cables subterráneos de transmisión

Las características eléctricas de los cables están determinadas por la configuración física de los conductores y las propiedades del medio aislante, lo cual afecta la capacitancia eléctrica. Los materiales usados y el nivel de tensión afectan al diámetro y el peso del cable. El calor producido por efecto Joule es normalmente disipado por conducción térmica del dieléctrico hacia el suelo. Una refrigeración interna puede conseguirse por circulación de aceite en un conducto dentro de los conductores eléctricos.

Toda vez que un cable es operado a una carga menor que la nominal, el mismo se encuentra a una temperatura menor que la temperatura nominal para la que está diseñado. Esto permitirá una subsecuente carga mayor que la nominal hasta que la temperatura llegue al valor nominal. Esto quiere decir que se pueden permitir cortos períodos de sobrecarga luego períodos de cargas menores que las nominales. En estos casos es aconsejable aplicar Protecciones de Imagen Térmica.

La capacitancia shunt por unidad de longitud de los cables es mucho más alta que en las líneas aéreas. Esto se incrementa con la tensión nominal del cable y significa que se requiere compensación inductiva paralelo para los cables de EAT y también para los cables muy largos (no usuales) de AT.

En los casos de cables de AT y EAT, las líneas subterráneas están generalmente constituidas por tres cables monofásicos. Esto ofrece la posibilidad de instalar un cuarto cable de reserva, para disminuir el tiempo en el que esté fuera de servicio una línea en caso de falla que afecte solamente una fase.

Las líneas de cables subterráneos de transmisión normalmente tienen solamente dos terminales. También pueden ser usadas como circuitos combinados transformador-alimentador.

El recierre automático no se emplea en cables, ya que las fallas que en ellos se producen son de tipo permanente.

Los terminales, las cajas de empalme y los equipos de compensación paralelo son localizaciones de fallas con niveles de incidencia comparables a los del propio cable.

Tanto los cables como la compensación paralelo no soportan corrientes de falla por períodos considerables, lo cual demanda en todos los casos una protección sin retardo intencional de tiempo. Esto implica la necesidad de uso de sistemas de Protección de Unidad o Unitarias, tal como la Protección Diferencial.

2.2.2.3. Líneas mixtas

Un circuito compuesto típico es un mix de línea aérea y cable subterráneo, este último en el recorrido dentro de las ciudades o en un trayecto bajo el agua. También la conexión de líneas aéreas a estaciones transformadoras aisladas con gas a veces demanda el uso de cables, para limitar el perímetro del área de la estación.

Otro tipo de línea mixta está constituido por líneas aéreas no homogéneas, con diferentes tipos de conductor o geometría variable a lo largo del recorrido. Este es a menudo el caso de líneas de subtransmisión que alimentan transformadores conectados en derivación.

En todos los casos de impedancia serie no homogénea, especialmente en aquellos que involucren cables subterráneos, puede haber bastante dificultad para el ajuste de las protecciones de distancia, teniendo en cuenta la compensación residual óptima para fallas a tierra.

La discontinuidad de la impedancia de las líneas de transmisión puede ser también una fuente de reflexión de ondas viajeras, lo cual puede causar problemas en la transmisión de señales por onda portadora y también puede presentar formas de onda particularmente distorsionadas a los relés.

2.2.2.4. Circuitos de transmisión complejos

Por razones económicas y ambientales se han hecho bastante populares líneas multi-circuito, líneas multi-terminal, líneas simultáneamente multi-circuito y multi-terminal, conexiones de transformadores en derivación y conjuntos transformador-alimentador.

En algunas regiones, la estrategia de planeamiento puede llevar a una gradual implementación de disposiciones de transmisión complejas. Con largos intervalos entre las sucesivas etapas de la implementación, no siempre resulta posible para los ingenieros de protección resolver eficientemente los problemas de protección de cada etapa. Con tal evolución, es necesario cambiar o mejorar los sistemas de protección en armonía con sistemas ya en servicio, a menos que se prevea un recambio total.

Aunque trataremos el tema con profundidad en los Capítulos 6 y 8, y hay un documento producido por el CIGRE WG 34.04 muy amplio y completo (Ref. [26]), pasaremos revista sintética de las principales dificultades.

Circuitos de transmisión paralelos

Como mencionamos anteriormente, la principal consecuencia del acoplamiento magnético entre líneas paralelas es la modificación del perfil de tensión de secuencia cero durante una falla en uno de los circuitos. Es decir, el perfil de tensión de secuencia cero a lo largo de cualquier circuito no será enteramente dependiente de la corriente de secuencia cero que fluye por el mismo, sino que tendrá una dependencia de la corriente de secuencia cero que fluye en el o los circuitos paralelos. Eso implica que las funciones de protección basadas en la medición de tensión serán las más afectadas por el acoplamiento. Veamos:

□ *Protección direccional para fallas a tierra*

Las señales de corriente y tensión de secuencia cero son las más comúnmente empleadas en los elementos para el control direccional de fallas a tierra, pero las mismas son inconvenientes para el esquema de control direccional de esas fallas cuando las líneas de transmisión corren parcialmente en paralelo y culminan en distintas estaciones. En tal caso, una falla a tierra en un circuito puede causar la operación de la protección direccional de fallas a tierra del otro circuito, debido al acoplamiento parcial de secuencia cero. Este problema no existe para circuitos paralelos que tengan como extremos las mismas estaciones.

□ *Exactitud de alcance de la protección de distancia*

El alcance de los elementos de protección para fallas a tierra de la protección de distancia es adversamente afectado por la modificación de los perfiles de tensión de secuencia cero, como consecuencia del acoplamiento entre líneas. Si la corriente de secuencia cero que fluye por la línea paralela tiene fase similar a la corriente en la línea cuya falla se analiza, los elementos de falla a tierra tendrán subalcance. Si esas corrientes están virtualmente en contrafase, los elementos tenderán al sobrealcance.

La tendencia al sobrealcance de la protección no tiene consecuencias para los elementos programados para sobrealcanzar la línea protegida, tal como las Zonas 2 y 3. Cualquier tendencia al subalcance debe ser compensada cuando se ajustan los elementos de sobrealcance. Consecuentemente, todos los esquemas de teleprotección basados en elementos de sobrealcance son convenientes para la protección de circuitos magnéticamente acoplados, cuando sean ajustados teniendo

en cuenta el subalcance en caso de fallas a tierra. No obstante, cuando se usan ajustes de impedancia comunes para fallas entre fases y fallas a tierra, debería notarse que cualquier incremento compensatorio de alcance de los elementos puede hacer necesario emplear una lógica de guardia de corriente invertida en el esquema de teleprotección. Cuando los elementos con sobrealcance son también usados para proveer protección de respaldo de Zona 2 en caso de fallas en el extremo de la zona, un incremento compensatorio en el alcance puede también crear problemas de discriminación con la Zona 2 de protección de fallas entre fases para líneas cortas adyacentes.

Para los elementos de Zona 1 con subalcance, hay algún grado de autocompensación de los efectos del acoplamiento mutuo. Cuando la protección de Zona 1 de uno de los terminales de la línea fallada subalcanza en caso de fallas a tierra, durante la operación de la línea paralela, la protección del otro terminal incrementa su alcance.

Un caso potencialmente problemático de sobrealcance de Zona 1 se presenta cuando el circuito paralelo se saca de servicio y se pone a tierra en ambos extremos. En esa situación, el margen de seguridad del alcance de esa zona puede ser notoriamente reducido o incluso puede revertirse en algunos casos particulares.

Para compensar la reducción del margen de seguridad de la Zona 1 debido a la situación descrita, debe emplearse un mayor margen de seguridad. Pero eso resulta en un menor solapamiento con la Zona 1 del extremo opuesto. Si el solapamiento de ambas zonas se hace demasiado pequeño en relación a la tolerancia de los relés y del sistema de protección en su conjunto, hay riesgo de que fallas cercanas a la mitad de la línea no sean vistas en Zona 1 desde ambos extremos. Es claro que si esto ocurre, los esquemas de teleprotección basados en elementos de subalcance disminuyen su nivel de dependibilidad y deben preferirse esquemas de teleprotección con elementos de sobrealcance. Alternativamente es posible emplear una protección de Zona 1 adaptiva, en la cual el alcance es reducido en caso que la línea paralela sea sacada de servicio y puesta a tierra en ambos extremos.

Si una aplicación particular requiere compensación para el efecto de la impedancia mutua de secuencia cero, el método es similar a aquel empleado para la impedancia propia de secuencia cero. Se debe crear un término de compensación extra al formar las señales de corriente para los elementos distanciométricos para fallas a tierra. Es claro que en el término de compensación intervienen las corrientes tomadas de los circuitos vecinos.

Debe notarse que la compensación mutua de secuencia cero es efectiva solamente cuando las corrientes de los circuitos paralelos se pueden medir. No es efectiva cuando el circuito paralelo está fuera de servicio y puesto a tierra en ambos extremos, ya que los Transformadores de Corriente normalmente no quedan dentro del lazo puesto a tierra.

La compensación mutua de secuencia cero debe realizarse cuidadosamente, si no se quiere afectar la seguridad de los sistemas de protección involucrados. Algunos autores sostienen que no es ventajoso adoptarla, ya que sus ventajas pueden ser

compensadas negativamente por los problemas y la complejidad operacional que introduce. También sostienen que la mayor parte de las protecciones de distancia pueden ser ajustadas para proveer accionamiento rápido en ambos extremos sin emplear compensación mutua.

Una alternativa para implementar la compensación mutua es aplicar un factor de compensación de secuencia cero (k_0) distinto para cada zona. Esto puede eliminar la necesidad de proveer corriente de secuencia cero de la línea paralela.

Circuitos multi-terminal

Toda vez que un circuito de transmisión tiene tres o más terminales, su protección está sujeta a los efectos adversos de alimentaciones de corriente adicionales. Dependiendo del principio de protección usado, esos efectos pueden ser causa de preocupación. Una alimentación adicional incrementa la impedancia vista por los Relés de Distancia. En ciertos casos particulares de "outfeed" de corriente, la protección direccional de un extremo puede identificar como externa una falla interna.

Circuitos de transmisión transformador-alimentador

Los transformadores de potencia pueden formar parte integral de los circuitos de transmisión. Los transformadores pueden constituir una serie con la línea o pueden conectarse a la misma en derivación, pero en ambos casos su presencia impacta la selección de la protección a ser empleada.

Cuando hay transformadores conectados en derivación, ellos constituyen "infeed" de corriente de secuencia cero, si el punto neutro de su primario está conectado a tierra. Eso hace que a la Protección de Distancia se le presenten complejas impedancias aparentes en cada una de las secciones hasta una falla a tierra. La compensación necesaria para esos casos debería poder hacerse independientemente para los elementos de falla fase a tierra, de modo de no afectar el alcance de los elementos para fallas entre fases.

La aplicación de Protección Diferencial para el conjunto puede verse obstaculizada por el inrush de corriente magnetizante de los transformadores, a menos que se provea alguna forma de estabilización.

Para las Protecciones de Distancia que miran hacia el extremo en el que está un transformador conectado en serie con la línea, la presencia del mismo es ventajosa para la discriminación entre fallas dentro y fuera de la zona protegida.

2.2.2.5. Compensación shunt

La capacitancia shunt de las líneas de transmisión introduce el llamado "efecto Ferranti", por el cual se produce una elevación de tensión a lo largo de la línea cuando la carga de la misma es menor que la que corresponde a su impedancia natural de carga. En esos casos es frecuente emplear reactores shunt para compensar altos niveles de capacitancia shunt en líneas aéreas largas o en líneas subterráneas. La compensación shunt está invariablemente localizada en los

terminales de las estaciones, donde puede ser conectada al circuito asociado a través de aparatos de maniobra. A veces la compensación shunt se conecta directamente a barras. En otros casos se conecta a un arrollamiento terciario de los autotransformadores.

El equipo de compensación shunt debe estar provisto de su propio equipamiento de protección.

Los reactores shunt no tienen una gran influencia en la selección de la protección de las líneas, excepto cuando los esquemas de Protección Diferencial o de Protección Direccional deben responder a la conexión de los reactores con la línea energizada.

Con la aplicación de desenganche y recierre unipolar, debe tenerse en cuenta que el decaimiento de la tensión de la fase en falla puede retardarse después de la apertura del polo del interruptor, como consecuencia de la resonancia entre el reactor y la capacitancia de las fases que permanecen conectadas. Esto retarda la extinción del arco en caso de fallas fugitivas y hace que el tiempo muerto del recierre deba ser aumentado. En casos severos, debe conectarse un reactor adicional entre el punto neutro de los reactores y tierra.

2.2.2.6. Compensación serie

La capacidad de transmisión de una línea aérea es función de la propia línea. La capacidad de transferencia de potencia de un circuito de transmisión es una función directa de la tensión de transmisión y del ángulo eléctrico δ entre los fasores de tensión de los terminales. Es también una función inversa de la impedancia de la línea. Puesto que las restricciones debidas a la estabilidad limitan al máximo valor de δ en el caso de líneas largas, la plena capacidad térmica de una línea solamente puede ser utilizada si la impedancia del circuito (principalmente la reactancia) es reducida.

Las líneas compactas, con separación entre fases reducida, presentan reactancias serie unitarias de menor valor que las convencionales. Pero aparte de mejorar la geometría entre conductores, existe la posibilidad de adicionar capacitores en serie, que contrarrestan el efecto de las reactancias inductivas.

Los efectos de la compensación serie sobre las protecciones están restringidos principalmente, aunque no únicamente, a la performance de la protección principal de alta velocidad. Los efectos sobre la protección de respaldo se limitan mayormente al respaldo independiente de Zona 1 para fallas cercanas al extremo de la línea. Los efectos sobre las protecciones de respaldo retardadas en tiempo no son importantes, debido al hecho que los capacitores serie son puenteados en caso de fallas sostenidas, para prevenir su deterioro por efectos térmicos.

2.2.3. Modos de falla y estadísticas en líneas de transmisión

La decisión sobre el grado de sofisticación de las protecciones y la provisión de distintas formas de respaldo deben relacionarse con el costo y probabilidad de las fallas. La probabilidad de falla es una función del largo de la línea, del nivel isokeraúnico, del nivel de aislación, de la existencia o no de hilo de guardia y de la

existencia de muchos factores ambientales, tales como proximidad de vegetación, nivel de polución del aire, vandalismo, incendios, etc.

Deben hacerse también consideraciones en relación a fallas complejas, tales como fallas evolutivas, fallas simultáneas y fallas entre circuitos distintos. Aunque tales fallas son de baja probabilidad, son posibles, de modo que puede resultar necesario proveer una protección principal o de respaldo que sea capaz de despejarlas selectivamente.

2.2.3.1. Tasas de fallas en líneas

Las tasas de fallas en líneas de transmisión varían considerablemente de país a país. También varían de año a año dentro de cada país. Para ilustrar el grado de variación y la incertidumbre sobre las tasas de falla, presentamos un material proveniente de encuestas a nivel mundial, aunque lo restringiremos a líneas de Alta Tensión.

CIGRE WG 34.01 – 1995

Una encuesta a nivel mundial realizada por CIGRE en 1995 mostró una sorprendente disparidad en la tasa de fallas, expresada en Fallas / (100 km – año), entre los diversos países.

Tensiones mayores a 300kV:

MINIMOS: 0,40

MÁXIMOS: 4,68

Tensiones entre 200 y 250kV:

MINIMOS: 0,40

MÁXIMOS: 10,40

IEEE Período 1965 – 1985

La tasa, expresada de igual forma que la anterior, resultó:

Tensiones mayores a 300kV: 0,83

Tensiones entre 200 y 250kV: 1,24

NORDEL (Dinamarca, Finlandia, Noruega y Suecia) Período 1981-1990

La tasa, expresada de igual forma que la anterior, resultó:

Tensión 400kV: 0,40

Tensiones entre 220 y 300kV: 1,00

USSR Período 1981-1990

La tasa, expresada de igual forma que la anterior, resultó:

Tensión 500kV: 0,50

Tensión 220 kV: 1,50

2.2.3.2. Causas de las fallas en líneasIEEE Período 1965 – 1985

Expresado en Fallas / (100 km – año)

500kV:

Defectos en el equipamiento de potencia	0,15
Errores humanos	0,09
Interferencia física	0,08
Operación del sistema	0,04
Medio ambiente	0,58
Otros	0,14

230kV:

Defectos en el equipamiento de potencia	0,23
Errores humanos	0,14
Interferencia física	0,18
Operación del sistema	0,08
Medio ambiente	0,69
Otros	0,26

En la misma encuesta se registran los distintos tipos de fallas originadas en el Medio Ambiente:

500kV:

Descargas atmosféricas	0,30
Viento/tormenta	0,18
Lluvia/hielo/nieve	0,09
Contaminación	0,05
Fuego	0,05
Otros	0,01

230kV:

Descargas atmosféricas	0,35
Viento/tormenta	0,15
Lluvia/hielo/nieve	0,01
Contaminación	0,02
Fuego	0,01
Otros	0,16

2.2.3.3. Tipos de fallas

CIGRE WG 34.04 1989

Expresado en Fallas / (100 km – año)

Tensiones mayores a 300kV, valores medios:

Fase a tierra	2,20
Entre fases	0,16
Involucrando más de un circuito de líneas multi-circuito	0,06
Intersistema (entre distintos niveles de tensión)	0,05

IEEE Período 1965 – 1985

Expresado en % del total de salidas de servicio

500kV:

Desconocido permanente	3%
Desconocido fugitiva	8%
Desconocido total	11%

Fase abierta permanente	0.5%

3 Fases a tierra permanente	1,0%

3 Fases permanente	0,5%
3 Fases fugitivas	0,5%
3 Fases total	1,0%

2 Fases a tierra permanente	1,5%
2 Fases a tierra fugitivas	2,5%
2 Fases total	4,0%

2 Fases permanente	19,0%
2 Fases fugitivas	2,0%
2 Fases total	21,0%

1 Fase a tierra permanente	19,0%
1 Fase a tierra fugitiva	47,0%
1 Fase a tierra total	64,0%

Sin falla permanente	10,0%
Sin falla fugitiva	3,0%
Sin falla total	13,0%

230kV:

Desconocido permanente	28%
Desconocido fugitiva	6%
Desconocido total	34%

Fase abierta permanente	0.5%

3 Fases a tierra permanente	1,0%

3 Fases permanente	1,0%
3 Fases fugitivas	0,5%
3 Fases total	1,5%

2 Fases a tierra permanente	2,0%
2 Fases a tierra fugitivas	1,5%
2 Fases total	3,5%

2 Fases permanente	5,5%
2 Fases fugitivas	2,0%
2 Fases total	5,5%

1 Fase a tierra permanente	17,0%
1 Fase a tierra fugitiva	18,0%
1 Fase a tierra total	35,0%

Sin falla permanente	10,0%
Sin falla fugitiva	3,0%
Sin falla total	13,0%

Desconocido permanente	3%
Desconocido fugitiva	8%
Desconocido total	11%

Fase abierta permanente	0.5%

3 Fases a tierra permanente	1,0%

3 Fases permanente	0,5%
3 Fases fugitivas	0,5%
3Fases total	1,0%

2 Fases a tierra permanente	1,5%
2 Fases a tierra fugitivas	2,5%
2 Fases total	4,0%

2 Fases permanente	19,0%
2 Fases fugitivas	2,0%
2 Fases total	21,0%

1 Fase a tierra permanente	19,0%
1 Fase a tierra fugitiva	47,0%
1 Fase a tierra total	64,0%

Sin falla permanente	11,0%
Sin falla fugitiva	7,0%
Sin falla total	18,0%

2.2.4. Requerimientos a la protección de líneas de transmisión

Se pueden enumerar varios requerimientos generales a los sistemas de protección:

- ☐ Mantener la estabilidad transitoria del sistema de potencia
- ☐ Mantener plenamente las posibilidades de generación
- ☐ Contemplar aspectos de la legislación
- ☐ Evitar la pérdida del suministro a las barras
- ☐ Mantener la calidad del servicio

Asimismo, hay un conjunto de requerimientos particulares:

- ☐ Soportar la defección de los canales de comunicación
- ☐ Permitir los ensayos con el circuito en servicio
- ☐ Proteger circuitos con más de dos terminales
- ☐ Proteger circuitos con transformadores en derivación
- ☐ Proteger conjuntos transformador-alimentador
- ☐ Proteger circuitos con capacitores en serie
- ☐ Detectar conductores interrumpidos

- Detectar fallas de alta resistencia
- Detectar fallas con alimentación nula o débil desde un extremo

Para cumplir con los requerimientos generales y particulares, deben realizarse las combinaciones adecuadas de las protecciones principales y de respaldo.

2.2.4.1. Estabilidad transitoria

Un requerimiento general importante a las protecciones de las líneas de transmisión es el máximo tiempo permitido de eliminación de las fallas, con el objeto de mantener la estabilidad del sistema. A menudo es especificado un único tiempo límite, pero muchas veces son especificados límites separados para los distintos tipos de falla. Sobre la base de que la mayor parte de las disposiciones de protección se configuran con un solo tipo de sistema de protección para todos los tipos de falla, se usa normalmente un único tiempo límite. Suele haber alguna excepción relacionada con el hecho de permitir un accionamiento más lento en caso de fallas a tierra altamente resistivas.

Debe asimismo tenerse en cuenta que los máximos tiempos permitidos de eliminación de las fallas en un sistema suelen no permanecer fijos. En particular, los cambios en la ubicación, potencia y diseño en las plantas generadoras que suceden en los sistemas de potencia demandan una constante revisión de dichos tiempos máximos permitidos.

Cuando se aplica el "criterio de una sola falla" al diseño de la protección y donde hay un potencial riesgo de problema de estabilidad transitoria, debe proveerse sin dudas un segundo sistema de protección capaz de accionar dentro del máximo tiempo permitido. Si además del sistema principal existe también una protección de respaldo, la misma debe ser también plenamente selectiva, de tal modo que la capacidad de transmisión no se vea comprometida. Esto significa que esta segunda forma de protección debe ser Respaldo Local de Circuito y debe tener una velocidad de operación y una selectividad similares a los de la protección principal. Esta forma de protección es referida frecuentemente como Principal 2, constituyendo un Respaldo Mutuo. Cualquier protección adicional prevista como respaldo de las dos principales, constituye una protección de respaldo con "criterio de falla dual", a la que se permite normalmente un tiempo de accionamiento mayor.

2.2.4.2. Operación de los sistemas auxiliares de las plantas generadoras

La depresión de la tensión de suministro a los sistemas auxiliares de algunas plantas generadoras puede reducir su potencia de salida. Por otra parte, mantener la plena potencia de generación puede ser una exigencia crítica para el sistema de potencia. En el caso de las plantas nucleares, el suministro a los servicios auxiliares es un factor de primer orden para la plena seguridad de la planta.

La potencial pérdida de capacidad de generación o el potencial riesgo para la seguridad de las plantas nucleares, pueden ser los factores que dicten el mayor tiempo aceptable para la eliminación de las fallas en los circuitos de transmisión en la vecindad de las plantas generadoras.

2.2.4.3. Legislación y otros requerimientos externos

Hay una serie de requerimientos externos a los sistemas de protección que comprenden un amplio rango de consideraciones no específicamente técnicas, que los ingenieros en protecciones deben tener en cuenta. Esas consideraciones caen en las siguientes seis categorías: La primera de ellas cubre requerimientos impuestos por organismos gubernamentales; la segunda se relaciona con requerimientos impuestos por los fabricantes del equipamiento primario, con el objeto de validar las garantías; la tercera involucra requerimientos de las compañías de seguro, para cubrir los equipamientos; la cuarta se refiere a requerimientos legales para cumplir "prácticas prudentes de las empresas de servicios y estándares industriales", en el evento de fallas de los equipamientos primarios que resulten en lesiones a las personas o daños a la propiedad y acciones legales contra la empresa de servicios; la quinta fija requerimientos para los sistemas de puesta a tierra de seguridad; la sexta se relaciona con los requerimientos generales de calidad del servicio.

2.2.4.4. Pérdida del suministro

Cuando debe operar la protección de respaldo remoto o la protección de respaldo local de estación, en caso de una falla no eliminada por la protección principal de una línea de transmisión, se produce la pérdida completa del suministro a la barra que conecta a la línea en falla. En el caso de barras múltiples, pueden quedar sin suministro sólo algunos transformadores, lo cual puede significar o no cortes de suministro. En los casos de una sola barra, siempre se provocará la pérdida completa del suministro a los consumidores locales. El costo de la reducción de la capacidad de suministro o su pérdida total deben ser tomados en consideración para la selección de los respaldos.

2.2.4.5. Calidad del Suministro

Puede haber acuerdos con grandes consumidores industriales para limitar la duración de las depresiones severas de la tensión. Este puede ser el caso de procesos industriales continuos, sensibles y costosos. Esto puede dar lugar a adoptar criterios especiales de respaldo en los sistemas de protección.

2.2.5. Esquemas de protección para líneas de transmisión

Los esquemas de protección para líneas transmisión, disponibles usualmente son:

a- PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE CORRIENTE

a-1 Comunicación Digital (por microondas o por fibra óptica)

a-2 Comunicación por Hilos Piloto

a-3 Comunicación por Audio-Frecuencia (líneas telefónicas o privadas)

a-4 Diferencial Transversal (para circuitos paralelos)

b- PROTECCIÓN DIRECCIONAL

b-1 Comparación Direccional – Sistema Permisivo

b-2 Comparación Direccional – Sistema de Bloqueo

c- PROTECCIÓN DE DISTANCIA – SIN CANAL DE COMUNICACIÓN

c-1 Protección de Multizona

c-2 Protección de Multizona con Lógica de Recierre

d- PROTECCIÓN DE DISTANCIA – CON CANAL DE COMUNICACIÓN

d-1 Protección de Subalcance Acelerado

d-2 Protección de Subalcance Permisivo

d-3 Protección de Subalcance con Interdisparo

d-4 Protección de Sobrealcance Permisivo

d-5 Protección de Sobrealcance Permisivo con Lógica de Alimentación Débil

d-6 Protección de Sobrealcance de Desbloqueo

d-7 Protección de Sobrealcance de Bloqueo

e- PROTECCIÓN DE COMPARACIÓN DE FASE

e-1 Protección con Comunicación Modulada por Onda Portadora

e-2 Protección con Comunicación Analógica en Audiofrecuencia

Las denominaciones dadas aquí se corresponden con una traducción directa al Castellano de las denominaciones de CIGRE.

2.3. Protección de Transformadores de Potencia

2.3.1. Aspectos generales

La práctica de protección de los transformadores de potencia incluye una gran variedad de esquemas y filosofías. No obstante, en las aplicaciones de transmisión de alta tensión se usan tipos de transformadores dentro de una limitada gama y, consecuentemente, los esquemas de protección empleados también son relativamente pocos. En este nivel, los transformadores más usados son los autotransformadores y los autotransformadores con terciario. Sin embargo, también son utilizados transformadores con arrollamientos completos, así como transformadores especializados, tales como transformadores desfasadores y transformadores para la regulación de tensión.

2.3.2. Construcción de los transformadores de potencia

El diseño de los transformadores de potencia usados en las aplicaciones de transmisión varía ampliamente de fabricante a fabricante. En esta sección expondremos las características de diseño esenciales, en tanto las mismas se relacionan con el problema de protección.

Diseños de los arrollamientos

Hay numerosos diseños de arrollamientos usados por los fabricantes, aunque todos ellos tienen el objetivo de proveer transformadores que cumplan su función al menor costo posible. Las disposiciones de los arrollamientos deben disponer de un medio dieléctrico capaz de soportar los esfuerzos eléctricos provocados por las tensiones

que produce el medio en el que está colocado el transformador (tensiones de operación, tensiones durante fallas, sobretensiones de maniobra y sobretensiones atmosféricas). Las bobinas deben tener una adecuada refrigeración en función de la generación de calor y también adecuada capacidad para soportar esfuerzos mecánicos provocados por las corrientes de falla.

Las numerosas soluciones de diseño de los arrollamientos caen en dos grandes grupos básicos: Bobinas concéntricas y bobinas intercaladas.

Dentro de estos dos tipos básicos, los diseños de los arrollamientos varían ampliamente y pueden inclusive combinar los dos tipos. Cada diseño tiene sus propias ventajas y desventajas, que se relacionan con la confiabilidad del transformador y con los requerimientos de protección.

Diseño del núcleo magnético

Es claro que el uso de núcleos de hierro es una condición práctica indispensable para lograr reluctancias del camino del flujo suficientemente bajas, como para obtener corrientes de excitación de reducido valor. También es bien conocido que el núcleo es laminado, con el objeto de minimizar el valor de las corrientes parásitas inducidas.

En todo caso, las características del circuito magnético juegan un rol fundamental en la protección del transformador, debido a su influencia en las características de la corriente de excitación. El circuito magnético es responsable de las altas corrientes de "inrush", que contienen una elevada cantidad de armónicas, las cuales hacen dificultosa la detección de fallas internas. Las corrientes de "inrush" son creadas por la combinación del flujo remanente luego de la última desenergización y el punto de la onda de tensión en el cual se produce la re-energización. Ambas cosas se pueden combinar de modo de crear un flujo por encima del nivel de saturación del núcleo. Cuando sucede esto, la inductancia cae hasta prácticamente los valores que corresponden a los del camino en aire y la corriente crece hasta los muy elevados valores de "inrush".

Una segunda característica de la corriente de excitación es su no linealidad, causada por un complejo balance entre la tensión de los arrollamientos, la misma corriente de excitación y el flujo magnético en el núcleo. De ello resulta una corriente que es combinación de la onda de frecuencia fundamental y ondas de frecuencias armónicas. Durante la operación estacionaria, la corriente de excitación contiene armónicas impares. Durante la energización de los transformadores aparecen armónicas pares importantes. Esto es usado para distinguir las altas corrientes de energización de las corrientes de fallas internas.

La forma de tratamiento del hierro para formar la laminación del núcleo puede impactar en forma directa la característica de la corriente de excitación. Por ejemplo, hierros que producen bajos contenidos de armónicas pueden hacer que la restricción por armónicas de los relés no funcione adecuadamente durante los inrush de conexión.

Calentamiento del transformador

La protección de un transformador contra sobreexcitación y contra sobrecargas requiere el conocimiento referente a su construcción y a la forma en que se produce el calentamiento. Hay dos fuentes principales de calentamiento del transformador en estado estacionario. La primera de ellas son las pérdidas resistivas en los arrollamientos y la segunda son las pérdidas en el núcleo magnético por corriente de excitación.

El calentamiento de los conductores debe ser removido a través de la aislación de los arrollamientos. Para ello se requiere algún espacio proporcionado por el diseño de los mismos, de modo de dar lugar a una eficiente circulación del aceite y por lo tanto un eficiente enfriamiento. El aceite normalmente fluye desde la parte inferior de la cuba, hacia la parte superior, donde alcanza su mayor temperatura.

El aceite es circulado entonces a través de un sistema de enfriamiento expuesto a la temperatura ambiente, para remover el calor producido en el interior de la cuba e introducirlo nuevamente en la parte inferior de la misma.

La más alta temperatura se produce justamente dentro de la aislación de los arrollamientos y el punto en el cual alcanza su valor máximo *maximorum* se conoce como temperatura "hot spot". Esta temperatura representa el límite operativo del transformador, debido a que por encima de ella la aislación se deteriora.

La segunda fuente de calentamiento son las corrientes parásitas en el núcleo y las mismas están directamente relacionadas con la tensión de excitación. Una sobreexcitación del núcleo del transformador da lugar a un incremento no lineal de la corriente de excitación, de las pérdidas por corrientes parásitas y del calentamiento del núcleo que de ellas resulta. Este calentamiento puede dañar la aislación de la laminación, produciendo puntos calientes permanentes en el material magnético. Está claro que, una vez dañado el núcleo, el sobrecalentamiento continúa durante la operación normal.

La refrigeración del núcleo está también provista por la circulación del aceite aislante.

La capacidad de soportar el calentamiento durante fallas externas es una parte muy importante del diseño de los transformadores. Las normas que se aplican especifican las duraciones límites que deben soportar los transformadores sin daños en la aislación. Esto significa que se deben proveer márgenes suficientes durante la operación normal en lo que se refiere a la temperatura, con el objeto de soportar la falla más desfavorable sin que se alcance la temperatura crítica.

Fuerzas mecánicas generadas por las fallas

Las condiciones normales de carga de un transformador resultan en corrientes que fluyen en el arrollamiento primario y en el arrollamiento secundario en sentidos opuestos. Esto hace que se produzca una fuerza de repulsión entre ambos, pero la

misma no es significativa. Sin embargo, las fuerzas de repulsión que aparecen con las corrientes de falla internas o externas son realmente significativas.

Puede demostrarse que, en el caso de bobinas concéntricas, la bobina exterior soporta fuerzas que tienden a expulsarla radialmente desde el núcleo. También puede demostrarse que la bobina interior soporta fuerzas que tienden radialmente hacia el núcleo.

Si los arrollamientos están perfectamente alineados, no hay fuerzas axiales. Pero como tal alineamiento perfecto no es posible en la práctica, se generan algunas fuerzas que comprimen las bobinas contra los espaciadores.

El cálculo de todas esas fuerzas máximas determina el límite de corriente de falla que puede soportar el transformador. Este límite se asocia con el primer pico de corriente de falla, que se supone con plena componente unidireccional, y puede llegar a valores tales como por ejemplo 25 veces la corriente nominal del transformador.

Trasladar los límites de corriente de falla que debe soportar un transformador en un diseño adecuado de los arrollamientos, constituye probablemente la cuestión más complicada del diseño de transformadores.

2.3.3. Distintas disposiciones de los transformadores en la red

Usualmente la forma en que se disponen los transformadores en la red es independiente del tipo de transformador usado y es mayormente un asunto referido al costo de la Estación Transformadora y de la confiabilidad requerida de la operación del sistema.

La forma más simple consiste en proveer interruptores a la salida de cada arrollamiento. Pero también pueden disponerse en un esquema de doble interruptor, de interruptor y medio o en configuraciones en anillo, para uno o más de sus niveles de tensión. En algunos casos, particularmente interesantes por sus dificultades de protección, el o los interruptores correspondientes a un nivel de tensión pueden ubicarse en una localización remota, requiriendo canales de comunicación para enviar las señales de apertura a los interruptores.

2.3.4. Tasas y modos de falla de los transformadores

La IEEE dio a conocer los resultados de una encuesta referida a transformadores de transmisión, que refleja datos de 1975 a 1982:

Modo	Número	%
Fallas en arrollamientos	615	51
Fallas en conmutadores	231	19
Fallas en los bushing	114	9
Fallas en los terminales	71	6
Fallas en el núcleo	24	2
Otras fallas	72	13

Un dato interesante es que fallas internas mínimas pueden dar lugar a corrientes de falla tan bajas como el 10% o menos de la corriente nominal.

Una encuesta de CIGRE, que refleja datos desde 1968 hasta 1978, da por resultado para transformadores de bloque:

3% de fallas por año, para transformadores de 300 a 699kV
 2,4% de fallas por año, para transformadores de 100 a 299kV
 1,5% de fallas por año, para transformadores de 60 a 99kV

También la CIGRE, a través de su WG 34.01, hizo una encuesta en 1996 referida a fallas en transformadores:

2,5% de fallas por año, para transformadores de 380 a 599kV
 1,7% de fallas por año, para transformadores de 200 a 379kV
 2,8% de fallas por año, para transformadores de menos de 200kV

Una encuesta de NORDEL, con datos desde 1981 a 1990, da los siguientes resultados:

3,8% de fallas por año, para transformadores de 400kV
 2,8% de fallas por año, para transformadores de 220 y 300kV
 1,6% de fallas por año, para transformadores de 110 y 150kV
 1,3% de fallas por año, para transformadores de 40 y 70kV

2.3.5. Requerimientos a la protección de transformadores

Los transformadores de transmisión constituyen componentes de suma importancia del sistema y, como tales, los esquemas de protección deben cumplir los siguientes requerimientos:

1. Mantener la estabilidad transitoria del sistema de potencia
2. Cumplir los requerimientos externos al sistema de potencia
3. Prevenir desenganches innecesarios del transformador durante períodos de carga críticos o por corrientes de inrush de magnetización durante la energización, o re-energización después de una falla fuera del transformador
4. Mantener la calidad de suministro requerida
5. Permitir el mantenimiento del equipamiento de protección con el transformador en servicio

Existen otros requerimientos particulares, asociados específicamente con el diseño del transformador, cuyos aspectos esenciales expusimos en el punto anterior:

1. Proteger para fallas fase a tierra y entre fases en el interior de la cuba
2. Proteger para fallas fase a tierra y entre fases en el exterior de la cuba
3. Proteger para fallas entre una o más espiras de una misma fase
4. Limitar la magnitud y duración de las fallas que atraviesan el transformador, dentro de los límites mecánicos y térmicos del transformador
5. Limitar la temperatura superior del aceite dentro de su límite máximo

6. Limitar el punto de mayor temperatura del arrollamiento (hot spot winding) dentro de su límite máximo
7. Prevenir la ruptura de la cuba durante fallas internas
8. Prever la posibilidad de fallas en el equipamiento de maniobras (switching devices)
9. Prever la posibilidad de sobre-excitación del núcleo

Es conveniente comentar algunos puntos del primer grupo de requerimientos, que podrían resultar no tan claros:

Cumplir los requerimientos externos al sistema de potencia, en este caso específicamente a los transformadores, puede involucrar ciertas exigencias a la aplicación de las protecciones. En muchos países se exige la implementación de Relés de Sobrepresión en la Cuba, de modo de prevenir problemas de seguridad para las personas, derivados de explosiones y ruptura de la cuba. También se requiere mantener potenciales de contacto y de paso apropiados en el equipamiento del transformador. Por otra parte, la garantía del fabricante del transformador involucra generalmente la especificación del tipo de protección que debe ser implementada.

Uno de los problemas clave de la seguridad de los transformadores de transmisión es su desenganche durante fallas atravesantes. En muchos casos esto significa que el elemento en falla (usualmente una línea de transmisión) será apropiadamente abierta, pero con un desenganche simultáneo del transformador de transmisión. Esto puede ser desastroso en un sistema de potencia diseñado para contingencia única. En muchos sistemas, el límite de contingencia única solamente existe durante los picos de carga, lo que reduce notablemente la posibilidad de perturbaciones en cascada. Todo esto debe ser tenido en seria consideración, si se permiten desenganches del transformador durante fallas atravesantes.

Mantener la calidad del servicio a usuarios industriales sensibles, o a los usuarios en general, tiene que ver también con la protección de los transformadores. Un transformador puede soportar un tiempo prolongado fallas atravesantes de bajo nivel, pero esto significa una disminución de la calidad del suministro.

La cuestión del mantenimiento de las protecciones con el transformador en servicio es un asunto especialmente delicado en ciertas instalaciones críticas. Hoy en día, muchas empresas de transmisión adoptan para ello dos sistemas de protección, Principal 1 y Principal 2, de modo de poder trabajar en uno de ellos sin degradación de la protección.

2.3.6. Esquemas de protección

Los requerimientos planteados en los puntos anteriores en general son cubiertos por los siguientes relés de protección:

- Relés Diferenciales
- Relés Diferenciales para fallas a tierra (Relés de Tierra Restringida)
- Relés de Distancia aplicados al transformador
- Relés de Sobrecorriente de fase

- Relés de Sobrecorriente en conexión residual, en el neutro y en la conexión a tierra de la cuba
- Relés Mecánicos (de gas, de corriente de aceite y de sobrepresión)
- Relés de Sobre-Excitación
- Relés de temperatura de aceite y de arrollamientos

2.3.6.1. Protección Diferencial

La Protección Diferencial es la protección más generalizada para la protección de transformadores de transmisión contra fallas en el interior y fuera de la cuba. Dentro de ella, el esquema que abarca el conjunto de los arrollamientos (Diferencial Total), es el de más amplio uso. Los esquemas diferenciales aplicados a cada arrollamiento son mucho menos generalizados, ya que requieren accesibilidad a los terminales de cada fase en ambos extremos, lo cual encarece a los transformadores.

Los esquemas diferenciales incluyen el uso de Relés Diferenciales Porcentuales, normalmente con restricción por segunda armónica, o Relés de Alta Impedancia. Estos últimos mayormente aplicados a la protección de autotransformadores.

La Protección Diferencial tiene simplicidad conceptual, ya que se basa en la comparación de la corriente en ambos extremos. Pero en el caso de abarcar la totalidad de los arrollamientos (Diferencial Total), deben tomarse recaudos que hacen que la protección alcance cierto grado de complejidad:

- Prever la distinta respuesta de los Transformadores de Corriente de ambos extremos (o de los tres extremos en el caso de transformadores de tres arrollamientos), para evitar accionamientos espurios en caso de fallas atravesantes.
- Compensar la diferencia de módulo de corriente en los distintos arrollamientos.
- Compensar la diferencia de ángulo de fase de las corrientes de los distintos arrollamientos.
- Evitar el accionamiento frente a los inrush de magnetización.
- Tener en cuenta la corriente de magnetización permanente.
- Evitar el accionamiento frente a la corriente homopolar que circule por un arrollamiento con su punto neutro puesto a tierra, en caso de fallas externas en ese mismo nivel de tensión.

Todos estos problemas tienen soluciones perfectamente conocidas, pero implican un cierto grado de desensibilización de los relés, que debe ser correctamente evaluado.

Puede decirse en general que la Protección Diferencial llena los requisitos de velocidad para mantener la estabilidad del sistema y que los relés han alcanzado un alto grado de Confiabilidad, tanto en lo que hace a la Dependibilidad, como a la Seguridad. Aunque en un grado limitado, proveen también protección contra la sobre-excitación del transformador. Todas las fallas de alta corriente en el transformador son debidamente detectadas; en general también lo son las de corriente media. Los valores mínimos de corriente de falla que son capaces de detectar son muy dependientes del grado de desensibilización del relé, por lo que se recomienda un ajuste con estudios elaborados, teniendo en consideración los Transformadores de Corriente que realmente se usen. Cuando se puede aplicar, la

Protección Diferencial individual de cada arrollamiento resulta mucho más sensible y fácil de ajustar.

Debe tenerse en consideración, además, que las fallas entre espiras de una misma fase, si involucran un reducido número de espiras, no son detectadas adecuadamente en todos los casos.

Obviamente, los daños térmicos o mecánicos que producen al transformador las fallas atravesantes no pueden ser prevenidos mediante esta protección. Esta cuestión debe ser tenida en cuenta en la especificación del transformador.

2.3.6.2. Protección Diferencial para fallas a tierra

Se trata de un esquema diferencial para la protección de fallas a tierra, que compara la corriente circulando por el neutro de un arrollamiento puesto a tierra con la suma de las corrientes que circulan en las tres fases. Este esquema suele denominarse de "Tierra Restrignida" y es bastante usual que se aplique mediante Relés Diferenciales de Alta Impedancia.

Pueden ser ajustados con buena sensibilidad para fallas a tierra, pero debe tenerse en cuenta la respuesta de los Transformadores de Corriente, debido a la suma de las corrientes de fase que se debe realizar. Debe quedar claro que solamente provee protección para el arrollamiento con su neutro conectado a tierra.

2.3.6.3. Protección de Distancia aplicada a transformadores

Pueden usarse Relés de Distancia como protección principal o de respaldo para fallas en los transformadores. Los mismos consisten usualmente en relés de varias zonas, conectados del lado de alta tensión y mirando hacia el transformador.

Los Relés de Distancia así aplicados tienen algunos beneficios en el sentido de proveer solapamiento con la zona de protección de barras, pero también tienen dificultades en la coordinación con los Relés de Distancia de las líneas. Para tener en cuenta esas dificultades, resultan más lentos que las protecciones diferenciales para ciertas ubicaciones de falla dentro del transformador.

A veces se usan dos Relés de Distancia, uno para cada arrollamiento, mirando ambos hacia el transformador, lo cual mejora la sensibilidad y velocidad del conjunto. También pueden usarse esos dos relés para conformar un esquema de Protección Direccional.

Debe tenerse en cuenta que puede no lograrse una sensibilidad adecuada para fallas fase a tierra.

El ajuste debe tener en cuenta la no operación durante los inrush de magnetización.

2.3.6.4. Protección de Sobrecorriente de Fase, Direccional o no Direccional

La Protección de Sobrecorriente es barata, simple y confiable como esquema para la detección de fallas. Es usada para algunas aplicaciones de protección de

transformadores. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que debe ser ajustada con valores altos de corriente, para impedir el accionamiento frente a inrush de magnetización y para permitir la sobrecarga del transformador hasta los valores programados. Para la coordinación con otros relés de la red, deben proveerse tiempos de accionamiento que en general no son compatibles con la estabilidad del sistema y que, por otra parte, aumentan los daños producidos por la falla.

Cuando se aplican Relés de Sobrecorriente Direccionales en cada bobinado, la situación mejora notablemente, ya que pueden ajustarse para protección instantánea para fallas dentro de una parte de los arrollamientos.

También mejoran el esquema los relés digitales, teniendo en cuenta que los filtros digitales remueven las componentes unidireccionales y las armónicas de los inrush de magnetización. Por ello, pueden ser ajustados con mucha mayor sensibilidad.

2.3.6.5. Relés de Sobrecorriente en Conexión Residual

Los Relés de Sobrecorriente en Conexión Residual (alimentados por la suma de las corrientes de las tres fases) constituyen una buena protección para fallas a tierra de arrollamientos no conectados a tierra. Si se tiene en cuenta la respuesta de los Transformadores de Corriente, de modo de minimizar las corrientes residuales espurias, se puede lograr un ajuste sensible y una respuesta instantánea.

2.3.6.6. Relés de Detección de Tensión de Secuencia Cero

Para una aplicación idéntica a la del punto 2.3.6.5 pueden aplicarse también Relés de Detección de Tensión de Secuencia Cero.

2.3.6.7. Relés de Sobrecorriente conectados a la conexión del neutro

Este tipo de protección de sobrecorriente para fallas a tierra en un arrollamiento cuyo punto neutro esté conectado a tierra puede ser ajustada con gran sensibilidad, pero debe ser temporizada, a los efectos de coordinar con otras protecciones de la red. En efecto, la circulación de la corriente residual por el neutro puede originarse por fallas a tierra en el arrollamiento o por fallas a tierra en la red.

2.3.6.8. Protección de Cuba

En inglés, esta protección se conoce como "Tank Ground Fault Protection". Consiste en la conexión de un Relé de Sobrecorriente instantáneo, a través de un Transformador de Corriente instalado en la conexión de la cuba a tierra. Es claro que éste debe ser el único camino de las corrientes de falla a tierra en el transformador, por lo que la cuba y los accesorios del transformador deben estar adecuadamente aislados de tierra, salvo por el camino mencionado. Se recomienda que la resistencia de este camino respecto a tierra no sea mayor a 1,0 Ohm. Esto puede crear algunos problemas de seguridad para las personas, ya que se pueden producir elevados valores de tensión de paso y de contacto con respecto a tierras remotas.

Para mantener la efectividad de la protección, debe tenerse especial cuidado de no producir accidentalmente otros puntos de contacto de la cuba a tierra.

2.3.6.9. Relés mecánicos

Estos relés caen dentro de un área muy especializada, ya que proveen protección solamente en caso de fallas que se producen dentro de la cuba.

Dentro de esta gama, son bien conocidos los Relés Buchholz, aplicables a transformadores con tanque de expansión. Un elemento detector de formación de gases permite la detección de fallas incipientes, proveyendo normalmente sólo alarma. El elemento detector de flujo violento de gases y aceite hacia el tanque de expansión, es un buen respaldo para las otras protecciones que detectan fallas de desarrollo violento. El Relé Buchholz tiene ventajas adicionales, ya que permite recoger gases producidos por fallas incipiente y determinar su origen. Su correcta selección, de acuerdo al transformador a proteger y a la posibilidad de movimientos sísmicos, es importante para lograr una sensibilidad adecuada sin riesgo de accionamientos espurios.

Cuando la cuba es hermética, el Relé Buchholz no tiene aplicación y en su lugar, con función similar pero sin la posibilidad de una eficiente detección de fallas incipientes, se proveen Relés de Sobrepresión.

Se han detectado casos de accionamientos incorrectos de este tipo de dispositivos, debidos a la sobrepresión que producen dentro de la cuba las fallas externas de muy alta corriente. Para evitar este problema, se suele adicionar un Relé de Sobrecorriente de bloqueo, el cual bloquea o temporiza al relé mecánico en caso de corrientes de alta magnitud. Esta solución deja en manos de otras protecciones las fallas internas del transformador que se pueden producir coincidentemente con fallas externas o las fallas internas de alta corriente.

2.3.6.10. Relés de Sobre-Excitación

Esta es también una aplicación especializada, que cubre solamente este tipo de perturbación. Tampoco otro tipo de protección del transformador cubre adecuadamente la sobre-excitación. Los transformadores tienen un "rating" Volts/Hertz, tal que si se produce una sobre-excitación que lo supere, ocurren daños en el laminado del núcleo.

2.3.6.11. Protección contra sobrecargas

Una buena protección contra sobrecargas solamente puede ser realizada simulando las verdaderas condiciones de temperatura del bobinado. No basta conocer la temperatura superior del aceite, ya que elevaciones abruptas de la corriente no transmiten la temperatura del cobre sino luego de un retardo. Recíprocamente, la sola imagen de la corriente en el bobinado no representa las condiciones de refrigeración del aceite.

La imagen térmica de los bobinados se realiza entonces reproduciendo, en forma analógica o digital, la ecuación térmica del transformador. Para ello, los datos son los parámetros del transformador y las variables son la corriente y la temperatura del aceite. Cuando esto se resuelve en forma analógica, una resistencia es calentada

por la corriente imagen de la corriente en el bobinado y sometida la disipación de calor al mismo medio en que está sumergido el bobinado. La aislación térmica del dispositivo debe simular fielmente la aislación térmica que constituye la aislación eléctrica. Es recomendable que sea el propio fabricante del transformador el que provea esta protección; en su defecto, debe proveer todos los datos necesarios para implementarla.

2.3.7. Esquemas de Respaldo y Principal 1 – Principal 2

Un esquema completo de protección para un transformador de transmisión está constituido por las protecciones descritas desde el punto 2.3.6.1 al punto 2.3.6.11, aunque algunas de ellas suelen ser una opción que excluye a otra u otras. Este esquema en sí mismo contempla un cierto grado de respaldo, ya que algunos relés superponen parcialmente o totalmente su cobertura con otros relés. Por ejemplo, frente a fallas dentro de la cuba, los relés diferenciales y los relés Buchholz están en condiciones de actuar. Por otra parte, la Protección Diferencial de Fase constituye un respaldo de la Protección de Tierra Restringida, aunque con menor sensibilidad para las fallas a tierra; la recíproca no se cumple. No obstante, dada la importancia de la mayor parte de los transformadores de transmisión, se requiere un mayor grado de respaldo.

Ese mayor grado de respaldo puede lograrse con la instalación de Protección Diferencial y Protección de Distancia, o con Protección Diferencial y Protección de Máxima Corriente Direccional. Diversas combinaciones de este tipo pueden asegurar un mayor grado de Dependibilidad, aunque se necesita un estudio detallado para cada aplicación particular.

Desde nuestro punto de vista, la duplicación de un esquema completo, con Principal 1 y Principal 2, es el mejor esquema de respaldo, por lo menos para la protección de transformadores de gran importancia en la red. Pueden quedar excluidas de este esquema de duplicación algunas protecciones particulares, como la Protección de Imagen Térmica y la Protección Buchholz. En todo caso, debe quedar perfectamente determinado que para cada tipo de falla existan por lo menos dos protecciones capaces de actuar en tiempos compatibles con la estabilidad del sistema y con la limitación de daños en el transformador.

2.4. Protección de Barras

2.4.1. Aspectos Conceptuales

Teniendo en consideración que la protección de barras no tiene criterios ampliamente generalizados en cuanto a su forma de aplicación, es conveniente exponer sus aspectos relevantes.

Para ello nos basaremos en la experiencia internacional recogida en la lista bibliográfica de este libro.

Es evidente que las barras son los nodos del sistema de potencia en los cuales se concentra una gran cantidad de energía. A pesar de ello, a menudo las mismas no

son dotadas de una protección local dedicada (podríamos decir protección específica), debido a que a que las fallas en zona de barras son de baja probabilidad y a que el temor a operaciones indeseadas puede tener mayor peso que las ventajas de una protección local dedicada. Es decir, la actuación intempestiva de la protección de una barra puede conducir a la interrupción del servicio a una zona muy amplia.

Sin embargo, el efecto de las fallas en una zona de barras puede ser potencialmente de resultados mucho más graves que fallas en otros equipos primarios. Es decir, la no eliminación apropiada de una falla en barras puede conducir a un daño considerable de equipos y a la pérdida de estabilidad del sistema.

Cuando no se emplea una protección local dedicada, las fallas en zona de barras deben ser eliminadas por las protecciones remotas o protecciones del sistema. Este es el criterio adoptado para tensiones menores, por ejemplo de 132 kV y menores.

Pero para tensiones de transmisión elevadas, por ejemplo 500 kV, donde la confiabilidad del suministro de energía es de fundamental importancia y las corrientes de falla son elevadas, la eliminación de fallas en zona de barras no selectiva y con tiempos de accionamientos elevados no es aceptable. En esos casos hay que emplear protección local dedicada.

Cuando se emplea protección de barras local dedicada, la misma debe incluir a los aparatos de maniobra y otros elementos conectados a la barra en cuestión. Para ello es de fundamental importancia la ubicación de los Transformadores de Corriente que alimentan a la protección.-

Se espera que la protección de barras detecte y elimine todas las "fallas shunt", esto es, fallas fase-a-tierra y fallas entre fases. Normalmente no se requiere que detecte y elimine "fallas serie", esto es, interrupciones de una o dos fases. Para estos casos se prevén en el sistema otras protecciones.

Aunque hay varios métodos de protección de barras local dedicada, todos ellos son esquemas de "Protección Unitaria", es decir, esquemas de zona limitada.

El respaldo de la protección de barras local dedicada se provee ya sea duplicando el esquema o por medio de respaldo remoto. El esquema de duplicación puede realizarse usando sistemas idénticos (redundancia Principal 1 – Principal 2) o usando sistemas que trabajen con principios diferentes, siendo este último criterio el aconsejado por algunos autores.

En muy alta tensión, por ejemplo 500 kV, no hay dudas que el respaldo debe ser local mediante duplicación, con sistemas idénticos o con diferentes principios. Sin embargo, debería considerarse el esquema lógico de accionamiento de ambos sistemas a aplicar.

Cuando ambos sistemas se relacionan con una Lógica "O", se mejora la Dependibilidad. Cuando se relacionan con una Lógica "Y" se mejora la Seguridad. Cuando se mejora la Dependibilidad se disminuye la Seguridad, y viceversa.

Supongamos un Sistema 1 con un índice propio de Dependibilidad del 90%. Es decir, el grado de certeza que actúe cuando tenga que actuar es del 90%. Supongamos un Sistema 2 con un índice de Dependibilidad idéntico. Si los relacionamos con una Lógica "O", la Dependibilidad del conjunto aumenta al 99%.

Supongamos para los mismos Sistemas 1 y 2 índices de Seguridad también del 90%. Es decir, el grado de certeza que cada uno de ellos no actúe cuando no tenga que actuar es del 90%. Si los relacionamos con una Lógica "O", la Seguridad del conjunto baja al 81%.

Recíprocamente, si los relacionamos con una Lógica "Y", la Dependibilidad del conjunto será 81% y la Seguridad del conjunto será del 99%.

Aunque los índices de Dependibilidad y de Seguridad que usamos son arbitrarios, sirven para ver como se comportan los índices conjuntos según la Lógica usada.

No hay ningún método general que sirva para adoptar una u otra variante. Lo correcto es estudiar la incidencia de la pérdida de Dependibilidad o de Seguridad frente a cada red en particular.

Si se considera imprescindible un alto grado de Dependibilidad y un alto grado de Seguridad, hay que recurrir a tres o cuatro sistemas de protección, con combinaciones de Lógicas "O" e "Y".

2.4.2. Distintos esquemas de protección de barras

Nos referiremos exclusivamente aquí a esquemas de protección locales dedicados, para barras de alta tensión, sin hacer referencia a esquemas empleados en media tensión.

Una primera división es:

- Esquemas Diferenciales
- Esquemas Direccionales

Los Esquemas Diferenciales se pueden dividir en:

- ☐ Esquemas de Alta Impedancia
- ☐ Esquemas de Media Impedancia
- ☐ Esquemas de Baja Impedancia
- ☐ Esquemas con Transformadores Corriente/Tensión

Los Esquemas Direccionales se pueden dividir en:

- ☐ Esquemas con Relés Direccionales
- ☐ Esquemas de Comparación de Fases

2.4.2.1. Esquemas Diferenciales de Alta Impedancia

La Protección Diferencial de Barras de Alta Impedancia es ampliamente usada debido a su simplicidad y estabilidad inherente durante la saturación de los Transformadores de Corriente en caso de fallas atravesantes (externas). En este caso, la impedancia del secundario del Transformador de Corriente se reduce a la resistencia del arrollamiento secundario. El circuito de medición comprende un resistor estabilizante de alta impedancia, conectado a través de las conexiones en paralelo de todos los Transformadores de Corriente. El valor del resistor estabilizante se elige de tal modo que la caída de tensión a través del circuito del relé sea insuficiente para operar el mismo en caso de fallas externas; esto es, alto en comparación con la resistencia del arrollamiento secundario del TC saturado en serie con la resistencia del cableado.

Cuando se debe hacer conmutación secundaria de las corrientes de los Transformadores de Corriente, se recomienda un chequeo de medición de zona completa. Este chequeo de zona completa es una "overall" que cubre a todas las barras de la Subestación y por lo tanto es independiente de la posición de los seccionadores y de sus contactos auxiliares. Obviamente, la protección de cada barra y la "overall" están relacionadas por una Lógica AND. Para ambas se requieren núcleos de Transformadores de Corriente separados.

Una ventaja del esquema de alta impedancia sobre los esquemas de media y baja impedancia, es que la corriente de operación puede ser ajustada muy por debajo de la corriente de carga, resultando en una alta sensibilidad.

Una desventaja de este esquema es que el ajuste del relé debe tomar en cuenta la resistencia del secundario de los Transformadores de Corriente, así como la resistencia del conexionado, la cual debe ser mantenida tan baja como sea posible; también debe ser conocido el "knee-point" de los Transformadores de Corriente. Todos los Transformadores de Corriente deben tener la misma relación y deberían tener la misma performance (se recomienda Clase X o TPS). Por otra parte, la estabilidad de la protección es dependiente del nivel de corriente de falla.

Este esquema simple de alta impedancia es recomendado y ampliamente usado para configuraciones de barra simples, pero no es realmente conveniente para configuraciones de barras complejas.

2.4.2.2. Esquemas Diferenciales de Media Impedancia

Muchas de las limitaciones de los Esquemas de Alta Impedancia pueden ser resueltas con los Esquemas de Media Impedancia (o Impedancia Moderada), los cuales son una combinación de los Esquemas de Alta Impedancia con los Esquemas Diferenciales Estabilizados. Aunque las corrientes atravesantes muy elevadas pueden producir corrientes diferenciales espurias, la corriente estabilizante evita el disparo. Por esa razón, la exigencia a los Transformadores de Corriente primarios es menor que en el caso de los esquemas de alta impedancia.

En este caso también se recomienda el chequeo por "overall" cuando hay conmutación de corrientes.

2.4.2.3. Esquemas Diferenciales de Baja Impedancia

Son esquemas que no utilizan un resistor estabilizante y emplean para la comparación directamente la corriente de los Transformadores de Corriente.

Alternativamente se los conoce como Esquemas de Comparación de Corrientes con Corriente de Restricción, o también como Protección Diferencial Porcentual. La corriente de operación es la suma fasorial de todas las corrientes de las acometidas a la barra, y la corriente de restricción es la suma aritmética de las mismas. El comando de disparo se produce cuando la corriente de operación excede un dado nivel mínimo y cuando la relación entre la corriente de operación y la corriente de restricción excede cierto dado valor (típicamente 0,7 a 0,9).

En los casos en los que difieren las relaciones de los Transformadores de Corriente, deben colocarse transformadores de corriente intermedios, aunque en los relés digitales la igualación puede hacerse en forma interna mediante software.

Mientras que los Esquemas de Alta Impedancia y Media Impedancia son inherentemente estables durante la saturación, en el Esquema de Baja Impedancia deben tomarse medidas especiales en la selección de los Transformadores de Corriente para no llegar a tal situación.

También se recomienda el chequeo por "overall" cuando hay conmutación de corrientes.

2.4.2.4. Esquemas Diferenciales con Transformadores de Corriente / Tensión

Los Transformadores de Corriente / Tensión (TCT) tienen núcleos con gran entrehierro o directamente de material no magnético; la tensión en el secundario es proporcional a la corriente en el primario y la impedancia de la carga (burden) conectada a ellos debe ser muy elevada. La tensión diferencial se constituye por la conexión en serie de todos los secundarios. El nivel de disparo del relé detector que mide la tensión de la serie no puede ser tan bajo como para disparar con la tensión diferencial espuria que aparece en caso de fallas externas, como consecuencia de los errores de los TCT.

Debido a la muy alta impedancia del elemento detector, se requiere un cableado blindado, que evite que ruidos electrónicos produzcan el accionamiento.

2.4.2.5. Esquemas Direccionales con Relés Direccionales Convencionales

Estos esquemas usan Relés Direccionales aptos para discriminar fallas hacia delante o hacia atrás, fase-a-tierra o entre fases. Alternativamente se suelen usar los elementos direccionales de los Relés de Distancia de las acometidas a la barra.

El criterio es el siguiente: Si por lo menos uno de los relés direccionales indica falla hacia delante y el resto hacia atrás o alguno no detecta flujo de corriente hacia la

falla, la protección de barras no actúa; si, recíprocamente, todos indican falla hacia atrás o alguno de ellos no detecta flujo hacia la falla, la protección actúa.

Se requiere sensibilidad direccional ilimitada para todo tipo de fallas, por lo cual la forma de polarización por fase sana y por memoria es muy importante.

La compleja lógica de contactos de salida de las unidades direccionales dificulta la aplicación de este tipo de protección. Otra limitación puede estar constituida por el tiempo de respuesta relativamente alto de las protecciones direccionales, frente a la necesidad de respuesta muy rápida de la protección de barras impuesta por el sistema de potencia.

2.4.2.6. Esquemas de Comparación de Fases

Este esquema puede ser considerado como un Esquema Direccional Instantáneo. Determina la direccionalidad instantánea de las ondas de corriente, semiciclo por semiciclo, determinando la duración de coincidencia. La no coincidencia se usa como una señal de bloqueo.

La duración de las coincidencias cada semiciclo debe tener en cuenta los máximos desfases que pueden tener los aportes de las distintas acometidas a la barra.

2.4.3. Supervisión y funciones de alarma

La correcta operación de la protección de barras empleada en disposiciones complejas de barras está ligada a una confiable reproducción de la configuración de la subestación. Si este no fuese el caso, se producen falsos accionamientos o al menos no selectivos. Por esta razón, cuando se requiere determinar el posicionamiento de los selectores de barras, la posición de los mismos es idealmente dada por la combinación de dos contactos auxiliares, uno que reporta "seccionador abierto" y otro que reporta "seccionador cerrado". La tensión de esos dos contactos se supervisa por la protección, asegurando que se produzca una alarma, por ejemplo si el seccionador no alcanza su posición final o si el cableado de los contactos auxiliares se interrumpe. En caso de una tal alarma, no deberían hacerse otras maniobras de cambio de barras, puesto que existe riesgo de falsos accionamientos. A menudo esta alarma es usada para bloquear la protección.

Los esquemas de protección que usan corriente diferencial como magnitud de operación, también la usan para supervisar los circuitos secundarios de los TC. El nivel de accionamiento para esta alarma es típicamente el 10% del nivel de operación. También la alarma puede ser usada para bloquear a la protección.

2.4.4. Tasas de Fallas en Barras

Es bastante difícil conseguir datos de las tasas de fallas en barras y cuando se consiguen la dispersión es muy grande. Por ejemplo, para fallas en barras de 400 kV, en Bélgica se reportan 0,63 fallas cada 100 barras por año. La misma figura en Francia es 3, en Italia 1,6 y en Suecia 2.

En realidad, las estadísticas deben hacerse en función de niveles de tensión y configuraciones similares, ya que las distancias entre fases y a estructuras, el equipamiento asociado a cada acometida, los tipos de esquemas, etc., influyen en la frecuencia de las fallas.

Tampoco son comparables barras con pocas acometidas, con barras con numerosas acometidas. Por esa razón, parece prudente hacer estadísticas que reflejen número de fallas por año por acometida. Es claro que en todo caso este es un número fraccionario muy pequeño y que se necesitan datos de muchos años y muchas Estaciones para obtener un número representativo.

2.5. Protección de Generadores

2.5.1. Aspectos generales

Es totalmente aceptado que los generadores son los elementos individuales más importantes de una red eléctrica de potencia. Eso es así no solamente por su costo muy elevado, sino también por el efecto que pueden tener sus fallas internas, por los riesgos que acarrean las perturbaciones externas incorrectamente eliminadas y por los efectos que pueden tener sobre la red las salidas de servicio de un generador, sea por falla en el propio generador, sea intempestivamente.

Aunque los generadores son construidos de modo de minimizar sus fallas y buena parte de ellos completan su vida útil sin que las registren, los sistemas de protección que se les aplican son variados y complejos, precisamente por lo apuntado en el párrafo anterior.

Algunas de esas protecciones están relacionadas con el tipo constructivo y la característica de operación en la red, que determinan el efecto de las fallas internas, el efecto de las perturbaciones externas y el efecto de su contribución a ciertas perturbaciones en la red.

2.5.2. Tipos constructivos de los generadores

Existe una gran diferencia constructiva entre los generadores accionados por turbinas de vapor, generadores accionados por turbinas de gas (de combustión interna) y generadores accionados por turbinas hidráulicas. Mientras que en el caso de los dos primeros tipos se trata de generadores de un par de polos (3000 rpm o 3600 rpm, según la frecuencia de la red), los generadores hidráulicos, mayoritariamente de eje vertical, tiene muchos pares de polos y son de muy bajas rpm.

Además de los grandes generadores, existen pequeños generadores accionados por motores diesel, generalmente con más de un par de polos. Esos generadores son utilizados generalmente en pequeñas redes de media tensión y aún en redes de baja tensión de algunas localidades aisladas.

También los generadores presentan variadas disposiciones de sus arrollamientos estáticos, que pueden ser imbricados o ondulados, con bobinas de la misma fase dentro de una misma ranura o no y con más de un arrollamiento por fase o no.

Otro aspecto constructivo de interés para la selección de las protecciones es el tipo de excitación que se utiliza en cada caso: mediante excitatriz rotativa de corriente continua, mediante rectificadores, etc.

2.5.3. Distintas disposiciones de los generadores en la red

Los grandes generadores están conectados a la red mediante Transformadores de Bloque, ya que su tensión de generación, por ejemplo 20kV o 13,2kV, es muy inferior a la tensión nominal de la red.

Esta disposición con Transformador de Bloque permite diferenciar las fallas a tierra externas y externas, facilitando el esquema de protección, además de permitir reducir adecuadamente las corrientes de falla a tierra en el generador, sin riesgo importante de sobretensiones transitorias.

No se utiliza normalmente interruptor entre el generador y el Transformador de Bloque.

En algunos casos, un mismo Transformador de Bloque de tres arrollamientos se utiliza para dos generadores.

El Transformador de Bloque puede ser realmente un único transformador trifásico o puede ser un banco de tres transformadores monofásicos.

Los pequeños generadores se conectan directamente a la red, sea en media tensión, sea en baja tensión. Esto complica notoriamente la protección para fallas a tierra.

2.5.4. Tasas y modos de falla de los generadores

Las fallas internas en los generadores son tan poco frecuentes que no hay valores estadísticos que se puedan aplicar con utilidad. Es posible y útil conocer las estadísticas de fallas externas que pueden afectar a los generadores. Dado que estas fallas se sitúan en la red, se deben aplicar los valores que corresponden al tipo de red y nivel de tensión en cuestión.

2.5.5. Requerimientos a la protección de generadores

Los generadores constituyen componentes de gran importancia del sistema y, como tales, los esquemas de protección deben cumplir los siguientes requerimientos:

- 1- Eliminar rápidamente las fallas internas, de modo de minimizar los daños en las bobinas y, principalmente, en el núcleo estático.
- 2- Tener la suficiente sensibilidad como para detectar fallas a tierra en el estator muy cercanas al punto neutro.

- 3- Evitar que la protección que detecta las fallas a tierra en el rotor dañe los cojinetes de la máquina.
- 4- Detectar rápidamente las condiciones accidentales de pérdida de excitación, de modo de desconectarlo de la antes que la estabilidad de la red se ponga en riesgo y antes que las corrientes elevadas que circulan en ese caso por el por el estator lo dañen.
- 5- Sacar de servicio al generador tan rápidamente como sea posible cuando fallas externas, serie o paralelo, no sean eliminadas adecuadamente por sus protecciones específicas.
- 6- Evitar las sobrecargas indeseables del generador.
- 7- Evitar que las sobretensiones de maniobra, transitorias o permanentes, afecten al generador.
- 8- Desconectar al generador de la red cuando el mismo pierda accidentalmente la fuerza motriz primaria, evitando su funcionamiento como motor sincrónico.
- 9- Coordinar adecuadamente las Protección de Subfrecuencia del generador con las Protecciones de Subfrecuencia de la red, de modo que aquélla sea un recurso extremo.
- 10- Coordinar las Protecciones de Sobre frecuencia del generador con las Protecciones de Sobre frecuencia de otros generadores.
- 11- Desconectar el generador de la red cuando pierda el sincronismo y no pueda ser recuperado.
- 12- En todos los casos de fallas internas, abrir el interruptor principal, cortar el flujo de energía primaria y proveer a la desexcitación.
- 13- Permitir el mantenimiento del equipamiento de protección con el generador en servicio.
- 14- Proveer un respaldo local adecuado.

2.5.6. Esquemas de protección

Los esquemas de protección de generadores difieren según la potencia de los mismos, aunque solamente hay protecciones relativamente simples en el caso de muy pequeños generadores. Actualmente puede decirse que máquinas de potencias mayores a 10 MW merecen esquemas que involucren una gama más o menos completa de las protecciones descritas a continuación, tanto más cuando los fabricantes ofrecen armarios compactos, con todas las protecciones recomendables según el tamaño del generador y sus condiciones de funcionamiento en la red.

Los esquemas más completos de protecciones de generadores abarcan:

- Protección contra fallas a tierra en el estator
 - Protección contra fallas entre fases del estator
 - Protección contra fallas entre espiras de una misma fase del estator
 - Protección contra puestas a tierra del circuito retórico
 - Protección contra pérdida accidental de la excitación
-
- Protección de respaldo para fallas externas no eliminadas por las protecciones específicas
 - Protección contra sobrecargas
 - Protección contra sobretensiones de maniobra
 - Protección contra cargas asimétricas
 - Protección contra motorización (pérdida accidental de la fuerza motriz primaria)
 - Protección contra subfrecuencia
 - Protección contra sobrefrecuencia
 - Protección contra pérdida de sincronismo

Obsérvese que las cuatro primeras protecciones están dedicadas a problemas en la propia máquina, mientras que las siguientes se encargan de proteger al generador contra fallas y otras perturbaciones en la red o en la máquina primaria.

Los Transformadores de Bloque tienen sus propias protecciones, descritas en el punto correspondiente, aunque es práctica usual emplear también una protección diferencial que abarca generador y transformador.

Es claro que dentro de una central eléctrica, además de las protecciones de los generadores, hay multitud de protecciones de protecciones de los servicios auxiliares, para los motores impulsores de las bombas de todo tipo, para los transformadores auxiliares, etc.

En lo que sigue, se realiza una descripción somera de los conceptos y principales cuestiones a tener en cuenta en la protección de generadores, quedando para el Capítulo 11 el tratamiento más profundo del tema.

2.5.6.1. Protección contra fallas a tierra en el estator

Esta protección está constituida por un relé que detecta la corriente que circula entre el punto neutro y tierra en caso de una falla a tierra ubicada en el estator, en el primario del transformador de bloque o en la conexión entre ambos. Dado que entre el punto neutro y tierra se coloca siempre una impedancia limitadora de las corrientes de falla a tierra, para evitar grandes daños en el núcleo estatórico, esta protección debe ser muy sensible, pero insensible a la corriente de tercera armónica.

Si no se toma ningún recaudo especial, esta protección abarca no más del 90% del arrollamiento, cosa que se suele tolerar debido a la baja probabilidad de fallas cerca del punto neutro y a las extremadamente bajas corrientes que provocan si llegan a

suceder. Cuando se considera la necesidad de proteger el 100% del arrollamiento, se recurre a métodos especiales, el más clásico de los cuales consiste en desplazar artificialmente la tensión del punto neutro respecto a tierra en funcionamiento normal.

Cuando se trata de generadores conectados directamente a la red, la protección es más compleja, dado que debe diferenciar fallas a tierra en el generador de las fallas a tierra en la red. En este caso pueden emplearse Relés de Sobrecorriente Dieccionales muy sensibles.

2.5.6.2. Protección contra fallas entre fases en el estator

La protección clásica contra fallas entre fases en el estator es la Protección Diferencial, cuyo principio está basado en la detección de diferencias entre corrientes que en funcionamiento normal, es decir sin falla, deben ser iguales.

En todos los casos puede emplearse la Protección Diferencial Longitudinal, que compara las corrientes entrantes y salientes en cada arrollamiento. Cuando el generador tiene dos arrollamientos por fase, puede emplearse la Protección Diferencial Transversal, que compara las corrientes de los dos semiarrollamientos.

Debido a la respuesta no lineal de los Transformadores de Corriente a través de los cuales se alimenta a la protección, los Relés Diferenciales deben tener un cierto grado de insensibilización. Por ello, esta protección no es apta para detectar fallas monofásicas a tierra en el estator.

Suele usarse una Protección Diferencial Longitudinal que abarca sólo al generador y otra que abarca al generador y al Transformador de Bloque.

2.5.6.3. Protección contra fallas entre espiras de una misma fase en el estator

Las fallas entre espiras de una misma fase en el estator solamente pueden presentarse en ciertos tipos de arrollamientos. Cuando este es el caso y el generador tiene dos arrollamientos por fase, se puede emplear la Protección Diferencial Transversal, por su aptitud para detectar diferencias de corrientes provocadas por el desequilibrio de fuerzas electromotrices de ambos semiarrollamientos.

En todos los casos se pueden emplear para este fin relés de tensión conectados a la tensión residual extraída de secundarios de los Transformadores de Tensión conectados en triángulo abierto.

2.5.6.4. Protección contra puestas a tierra del circuito rotórico

El circuito de excitación del rotor funciona en condiciones normales aislado de tierra, de modo que la protección contra fallas a tierra en el mismo suele implementarse solamente con alarma, sin desconexión automática del generador. Esa práctica no es recomendada por muchos especialistas, debido a que puede desarrollarse rápidamente una segunda puesta a tierra y que el desequilibrio del campo magnético

que le sigue puede dar lugar a desbalances tales que provoquen la destrucción del generador.

Las antiguas protecciones dedicadas a esta falla consisten en la inyección de corriente alterna a través de un capacitor, de modo que cuando el circuito se cierra por la falla, un relé de sobrecorriente detecta la corriente y realiza la acción programada.

Protecciones más modernas se basan en la inyección de corriente continua, para evitar los daños en los cojinetes que provoca la circulación permanente de corriente alterna a través de la capacidad del arrollamiento retórico.

2.5.6.5. Protección contra pérdida accidental de la excitación

La pérdida accidental de la excitación de un generador tiene serias consecuencias para la máquina cuando el rotor es no laminado y puede tener muy graves consecuencias para el sistema, dependiendo de la potencia relativa de la máquina.

La pérdida de excitación hace que el generador funcione como generador asincrónico, tomando de la red la corriente de autoexcitación.

La protección se basa en un relé de tipo Impedancia, cuya característica en el Plano de Impedancia está ubicada de tal modo que detecta la impedancia vista desde el generador que se le presenta en condiciones de pérdida de excitación.

2.5.6.6. Protección de respaldo contra fallas externas

Esta protección consiste generalmente en un Relé de Distancia, conectado de tal modo que abarca al transformador de bloque y se proyecta con una o más Zonas sobre las líneas que salen desde las barras de la central.

La coordinación puede ser dificultosa cuando desde la central salen líneas de muy distinta longitud.

2.5.6.7. Protección contra sobrecargas

Esta protección es especialmente importante en centrales no atendidas. Se implementa con Relés Térmicos, que deben ser compensados por temperatura ambiente. En ciertos casos, las sobrecargas son detectadas por sensores térmicos adecuadamente dispuestos en las ranuras del estator.

2.5.6.8. Protección contra sobretensiones de maniobra

Las maniobras en la red, automáticas o no, pueden provocar sobretensiones transitorias y permanentes que afecten al generador.

Par su protección, se emplean Relés de Sobretensión. Estos pueden tener uno o dos niveles de regulación. Un nivel temporizado para sobretensiones menores y un nivel instantáneo o de muy bajo tiempo para sobretensiones elevadas.

2.5.6.9. Protección contra cargas asimétricas

Las asimetrías de carga que pueden ser producidas por aperturas accidentales de cuellos muertos o de un polo de interruptor en líneas importantes son de consecuencias graves para los generadores, muy especialmente para los que tienen cuerpo retórico macizo, por las corrientes parásitas que provoca en el rotor el campo magnético asociado a la componente de secuencia negativa de las corrientes de fase.

El problema es detectado por un Relé de Sobrecorriente con temporización adecuada, alimentado a través de un filtro de secuencia negativa.

2.5.6.10. Protección contra motorización

Cuando un generador pierde accidentalmente la fuerza motriz primaria, comienza a trabajar como motor sincrónico, de modo que no sólo deja de entregar energía a la red, sino que además se la demanda. Para la red puede ser un problema importante si la potencia relativa de la máquina es elevada. Según el tipo de máquina primaria que comienza a ser impulsada por el generador, el problema para la misma puede ser grave o no.

La protección se realiza con un simple Relé Direccional, que acciona cuando el flujo de energía activa es desde la red hacia el generador.

2.5.6.11. Protecciones contra subfrecuencia y sobrefrecuencia

La subfrecuencia en la red se produce por la salida de servicio intempestiva de máquinas o centrales completas. El desbalance entre potencia generada y potencia requerida por la carga es normalmente solucionado por Relés de Frecuencia instalados en la red, que desconectan montos apropiados de carga. Los generadores deben tener un Relé de Frecuencia de respaldo apropiadamente coordinado, para desconectarlo si la subfrecuencia persiste y se torna peligrosa, especialmente para la máquina primaria.

La sobrefrecuencia en la red está asociada a pérdidas intempestivas de carga, pero algunas máquinas individuales pueden estar sometidas a sobrefrecuencia si por ejemplo se desconectan accidentalmente líneas que las vinculan a la red. En todo caso, los generadores tienen que tener Relés de Sobrefrecuencia adecuadamente temporizados.

2.5.6.12. Protección contra pérdida de sincronismo

Los problemas de estabilidad en la red pueden dar lugar a la pérdida de sincronismo de generadores. Si en ese caso no se los desconecta con la suficiente rapidez, sufren graves esfuerzos electrodinámicos y térmicos, además de agravar el problema en la red.

Aunque los automatismos de control y las protecciones de la red están programados para realizar acciones que eviten la pérdida incontrolada de generadores, debe

preverse la posibilidad de su defección. Para ello, los generadores tienen una protección que los desconecta si detecta la pérdida de sincronismo.

Los Relés de Pérdida de Sincronismo detectan la circulación de la Impedancia Aparente en el plano de impedancia y determinan la velocidad de desplazamiento.

2.5.7. Esquemas de respaldo

La muy baja probabilidad de fallas internas en los generadores y los problemas que acarrea la salida de servicio intempestiva de una unidad, parecen haber determinado una orientación en la protección de grandes generadores en el sentido de no extremar los recursos en búsqueda de un alto grado de Dependibilidad. De hecho, es frecuente encontrar un buen grado de respaldo solamente en la Protección Diferencial, especialmente mediante la superposición de una Diferencial de Generador y una Diferencial Total (abarcando generador y transformador de bloque).

No es frecuente encontrar la duplicación de la Protección contra Fallas a Tierra en el Estator, de la Protección contra Fallas entre Espiras de una misma fase, de la Protección contra Puestas a Tierra del Circuito Retórico y de la Protección contra Pérdida de Excitación.

No obstante, debería prestarse especial atención a la Protección contra Fallas a Tierra en el Estator, teniendo en cuenta los gravísimos daños que puede acarrear en el núcleo estatórico una falla de ese tipo no despejada a tiempo. No es raro que los no especialistas en Sistemas de Protección crean que la Protección Diferencial es capaz de detectar fallas a tierra, pero esto absolutamente no es así, teniendo en cuenta que los bajísimos valores de corriente de falla lo impiden. Dado que la Protección de Tierra Estatórica en sí misma es muy simple, no es difícil lograr un buen nivel de Seguridad, de modo que es procedente recomendar su duplicación.

También es necesario recomendar que los respaldos involucren en todos los casos doble alimentación de corriente continua auxiliar y duplicación de las líneas de disparo y bobinas de interruptores.

Si por razones operativas se debe prever el ensayo y mantenimiento de las protecciones con el generador en servicio, entonces los esquemas de respaldo deberían asegurar un respaldo local completo.

CAPÍTULO 3

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

3.1. Aspectos generales

La Protección de Sobrecorriente, denominada también Protección de Máxima Corriente, Protección de Máxima Intensidad o Protección de Sobreintensidad, se basa en la comparación de una sola magnitud del circuito protegido, en este caso la corriente eléctrica, con un nivel constante, tomado como valor de comparación.

El hecho de asegurar que la intensidad de la corriente eléctrica sobrepase cierto nivel de referencia previamente calculado, permite asegurar, en la mayoría de los casos, aunque no siempre, que se está en presencia de una falla, pero no es posible establecer la ubicación de la misma con la suficiente precisión como para lograr un sistema selectivo.

En efecto, supóngase un circuito alimentado desde un solo extremo, como el de la Fig. 3-1. Z_A es la impedancia intercalada entre la fuente (o fuente equivalente), incluida ésta, y la barra de la Subestación 1. Supóngase también que a una distancia $x Z_L$, medida en términos de impedancia desde la SE1, se produce la falla F1. La intensidad de la corriente medida en SE1 dependerá no solamente de $x Z_L$, sino también de:

- La generación en el momento de producirse la falla, puesto que Z_A depende de ella.
- La configuración de la red entre la generación y la SE1, ya que también Z_A depende de la misma.
- El tipo de falla, que puede ser trifásica, monofásica a tierra, etc.
- La resistencia de falla.

Es posible entonces que otra falla, por ejemplo F2, produzca en SE1 igual intensidad de corriente que F1, si las condiciones a), b), c) y/o d) son diferentes.

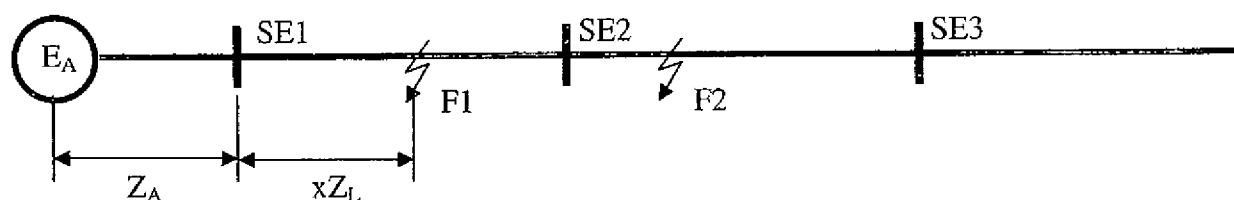


Fig. 3-1: Fallas en distintas ubicaciones pueden dar lugar a corrientes iguales

Se puede concluir que un sistema de protección basado en la sola detección de niveles de corriente eléctrica no puede ser selectivo. Es decir, no asegura que se elimine solamente la porción de la red afectada por la falla o la menor porción posible.

Para lograr selectividad, la Protección de Sobrecorriente debe recurrir a la temporización. Eso significa que a cada uno de los dispositivos diseñados para detectar corrientes anormalmente altas, se le adiciona una Función de Temporización, que retarda la orden de apertura al interruptor asociado, de acuerdo a un programa que veremos más adelante.

Esa necesidad de retardos de operación para lograr selectividad, hace que la Protección de Sobrecorriente sea utilizada como protección principal solamente e líneas de distribución de media y baja tensión, raramente en líneas de subtransmisión de menor importancia como protección principal y en líneas de este tipo como protección de respaldo local de circuito. En grandes líneas de transmisión, suele utilizarse como respaldo local de circuito para la protección de fallas a tierra muy resistivas, complementando a la Protección de Distancia, cuando esta no puede garantizar su detección. Se emplea también en la protección de pequeños generadores, motores y transformadores, y como protección de respaldo de transformadores más importantes.

Dentro de la clasificación de Protección de Sobrecorriente, deben considerarse no solamente a los sistemas constituidos por relés, sino también a aquellos cuyos componentes son los fusibles y a los denominados "reconectores", usados principalmente para funciones de reconexión integradas en la electrificación rural. Aunque los conceptos desarrollados aquí son perfectamente aplicables, en este libro no trataremos estas formas especiales de Protección de Sobrecorriente.

3.2. Características de los Relés de Sobrecorriente

Como se ha explicado en el punto anterior, la Protección de Sobrecorriente basa la selectividad en la temporización, por lo cual las características de funcionamiento de los relés y otros dispositivos usados para este tipo de protección, se representan en un plano Tiempo – Corriente. La información que proveen las características así representadas es el tiempo que tarda en operar el dispositivo, en función de la corriente que por él circula.

En el caso de los Relés de Sobrecorriente, las características pueden dividirse, desde el punto de vista de su forma, en dos grandes grupos:

1. Características de Tiempo Independiente, denominadas también de Tiempo Definido.
2. Características de Tiempo Inverso.

3.2.1. Características de Tiempo Independiente

Su forma, en el plano Tiempo – Corriente, es la que se ve en la Fig. 3-2. Si la corriente que circula por el relé es menor que cierto valor I_r (corriente de arranque), el relé no opera; es decir, no emite orden de apertura al interruptor asociado. Si

dicha corriente es igual o mayor que I_r , el relé emite la orden luego de un retardo t_R constante, cualquiera sea el valor de la corriente.

Las regulaciones, también denominadas ajustes o "setting", que pueden realizarse en un relé de Sobrecorriente de Tiempo Independiente son:

- Regulación de la corriente de arranque I_r
- Regulación del tiempo de retardo t_R

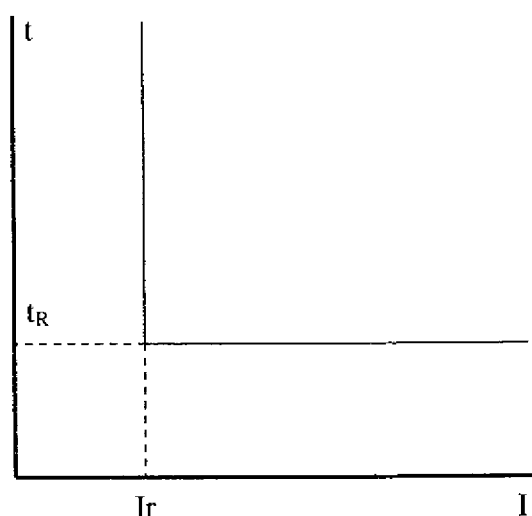


**Fig. 3-2: Característica de tipo
Tiempo Independiente**

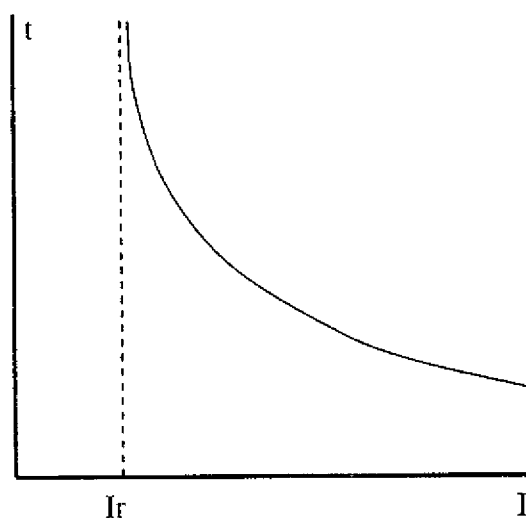


**Fig. 3-3: Característica de tipo
Tiempo Inverso**

3.2.2. Características de Tiempo Inverso

En realidad hay una gran variedad de características de Tiempo Inverso, cuya común propiedad es que el tiempo de retardo es menor cuanto mayor es la corriente que circula por el relé (Fig. 3-3). Tienen también una corriente mínima, por debajo de la cual el relé no opera, I_r , que es regulable, pero la regulación de tiempos de accionamiento no consiste en establecer un tiempo fijo de retardo, sino en la elección de una curva dentro de una familia de curvas. Esa última regulación se denomina frecuentemente TMS (Time Multiplier Setting).

De ese modo, para cada relé se presenta una familia de curvas. Cada curva corresponde a un valor de TMS e informa sobre el tiempo de accionamiento en función de las veces la corriente de regulación que circule por el relé. Por ejemplo, si I_r es igual a 6 amperes y por el relé circulan 12 amperes, habrá que entrar por un valor de abscisa igual a 2 y proyectarse hasta la curva de TMS seleccionada, para determinar el tiempo de accionamiento.

También es importante hacer notar que las características se suelen presentar en escala logarítmica o semi-logarítmica.

Según la forma de la curva inversa y la norma empleada, las características tienen distintas denominaciones.

La norma IEEE-ANSI distingue varios tipos de curvas:

- Inversa (propriadamente dicha)
- Muy Inversa
- Extremadamente Inversa
- IDMT (Inversa, con tiempo mínimo definido)
- De Largo Tiempo
- De Corto Tiempo

En la Fig. 3-4 se muestran varias familias de curvas.

Las norma IEC y la norma BS diferencian las siguientes curvas:

- Normal Inversa
- Muy Inversa
- Extremadamente Inversa
- IDMT
- Inversa de Largo Tiempo

Ninguna de esas curvas responde exactamente a una ecuación sencilla en todo el rango, pero en cierta parte del rango se aproximan en general a la ecuación:

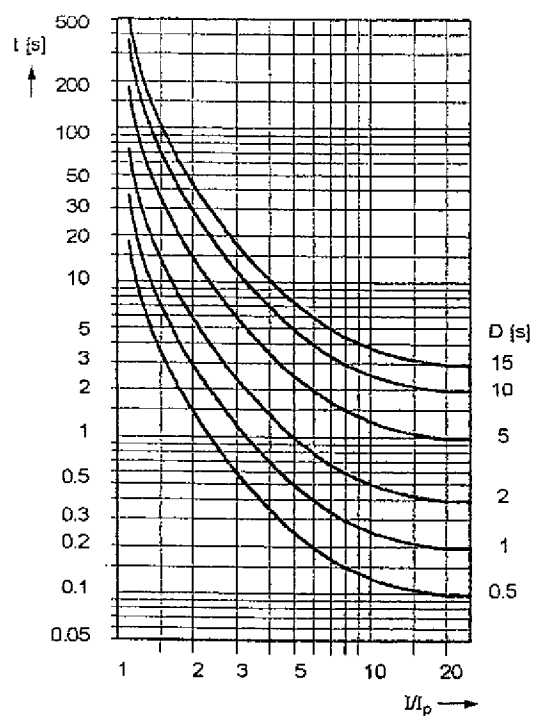
$$t = \frac{K_T}{(I/I_r)^n - 1} \quad ; \quad \text{si } (I/I_r)^n > 1$$

$$t \rightarrow \infty \quad ; \quad \text{si } (I/I_r)^n \leq 1$$

El tipo de curva depende del exponente n . Por ejemplo, con $n = 1$ se aproxima la curva Muy Inversa, con $n = 2$ se aproxima la curva Extremadamente Inversa. En la Fig. 3-5 se pueden apreciar varias familias de curvas que responden a la norma IEC.

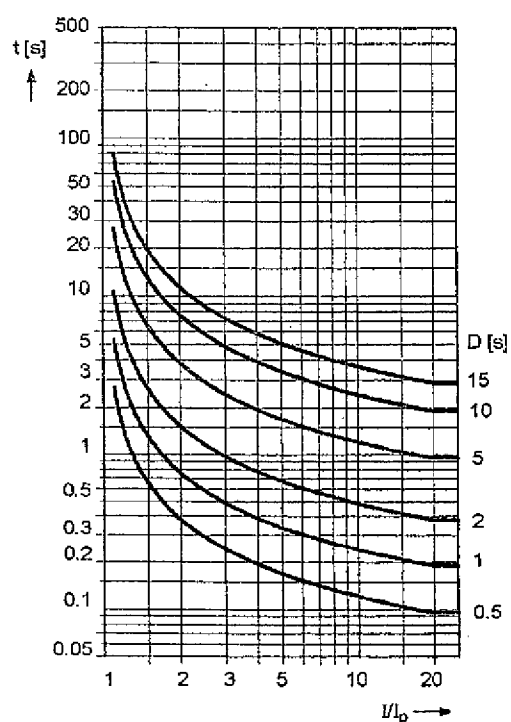
El valor de K_T determina la curva seleccionada dentro de la familia.

En la Fig. 3-6 puede apreciarse una comparación de tres de dichas curvas, conjuntamente con los rangos de tiempo dados por el TMS.



$$t = \left[\frac{8,9341}{(I / I_r)^{2,0938} - 1} + 0,17966 \right] \cdot \text{TDS (s)}$$

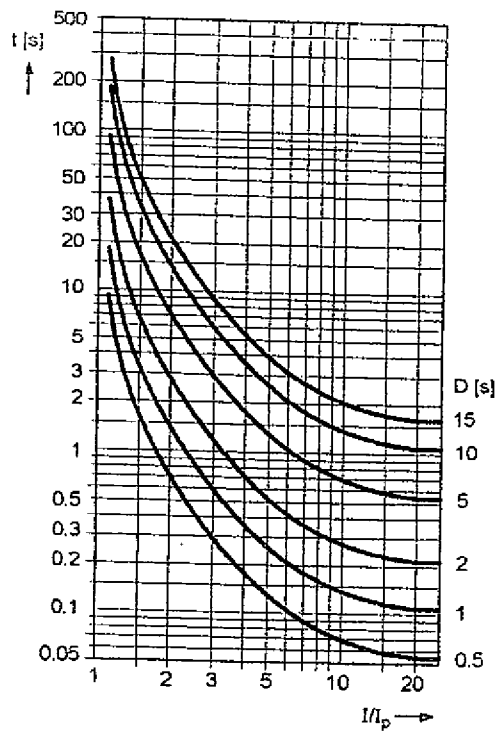
INVERSA



$$t = \left[\frac{0,0103}{(I / I_r)^{0,02} - 1} + 0,0228 \right] \cdot \text{TDS (s)}$$

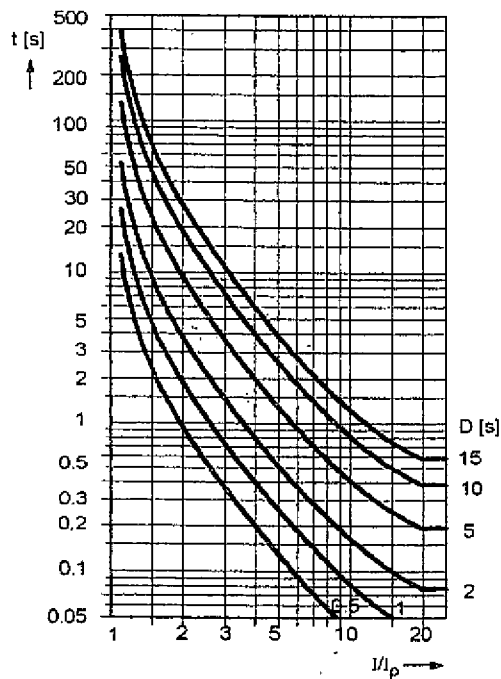
MODERADAMENTE INVERSA

**Fig. 3-4(a): Característica Tiempo – Corriente – Normas ANSI-IEEE
INVERSA y MODERADAMENTE INVERSA**



$$t = \left[\frac{3,9922}{(I / I_r)^2 - 1} + 0,0982 \right] \cdot TDS (s)$$

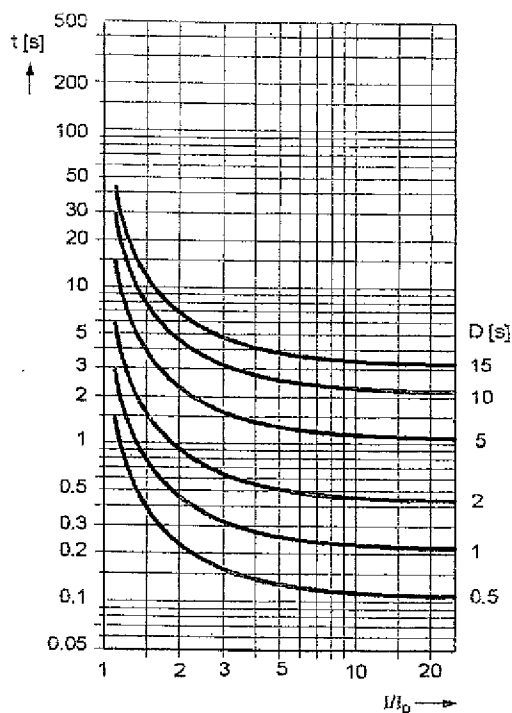
MUY INVERSA



$$t = \left[\frac{5,64}{(I / I_r)^2 - 1} + 0,02434 \right] \cdot TDS (s)$$

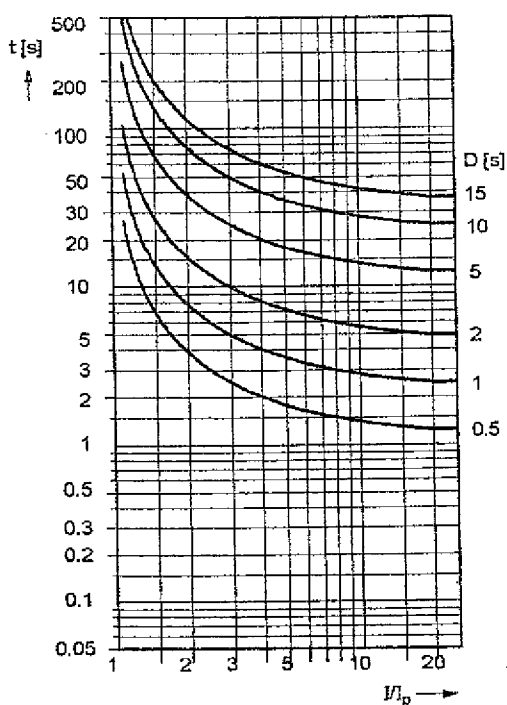
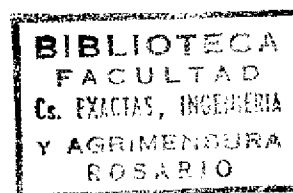
EXTREMADAMENTE INVERSA

**Fig. 3-4(b): Característica Tiempo – Corriente – Normas ANSI-IEEE
MUY INVERSA y EXTREMADAMENTE INVERSA**



$$t = \left[\frac{0,4797}{(I / I_r)^{1,5625} - 1} + 0,21359 \right] \cdot \text{TDS (s)}$$

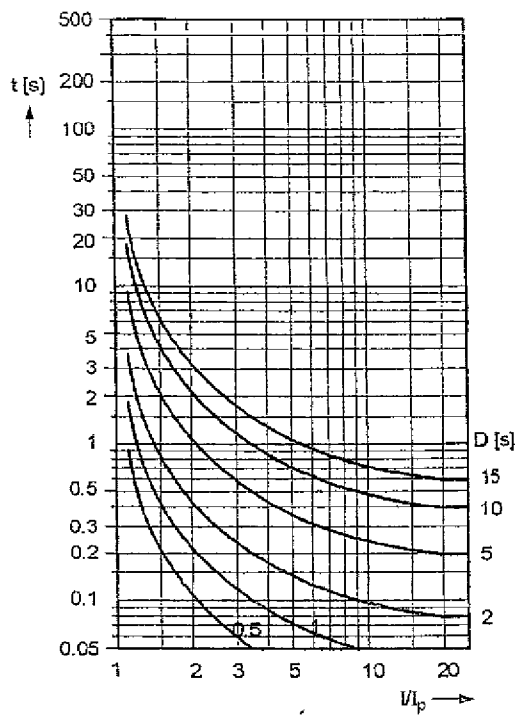
INVERSA - DEFINIDA



$$t = \left[\frac{5,6143}{(I / I_r) - 1} + 2,18592 \right] \cdot \text{TDS (s)}$$

INVERSA DE LARGO TIEMPO

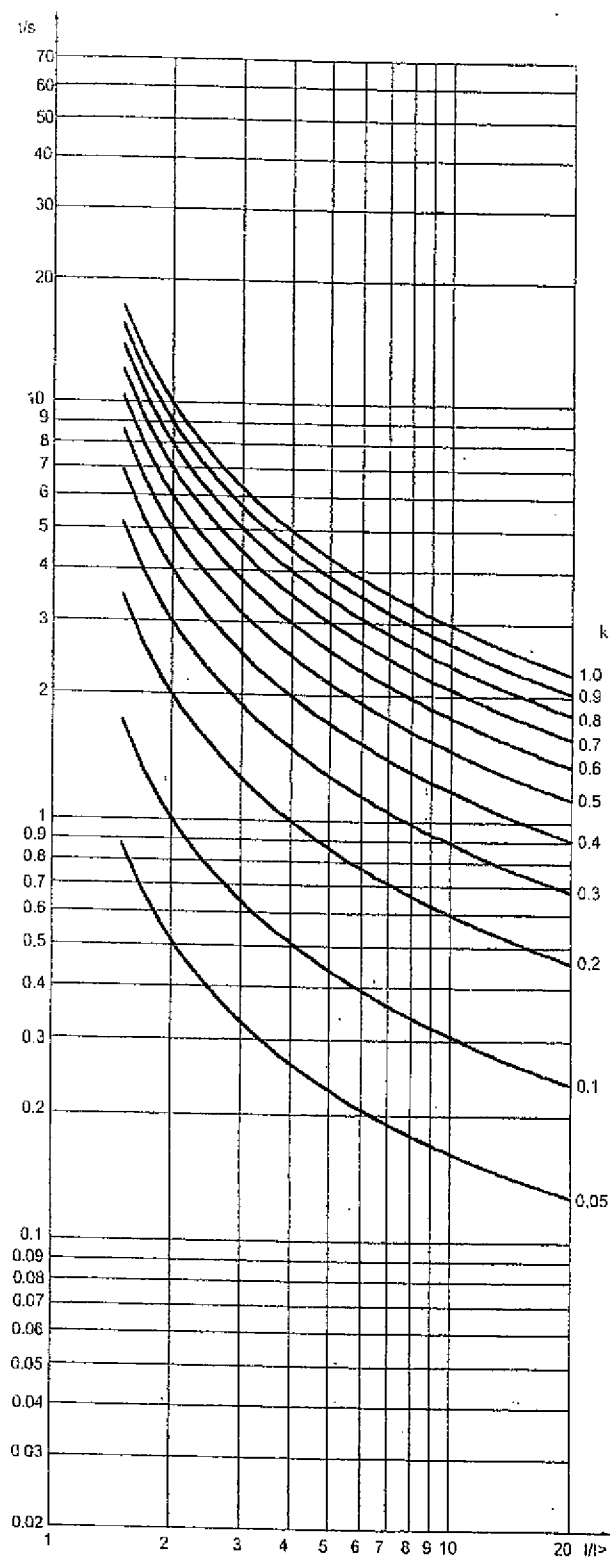
Fig. 3-4(c): Característica Tiempo - Corriente - Normas ANSI-IEEE
INVERSA - DEFINIDA e INVERSA DE LARGO TIEMPO



$$t = \left[\frac{0,2663}{(I / I_r)^{1,2969} - 1} + 0,03393 \right] \cdot TDS (s)$$

INVERSA DE CORTO TIEMPO

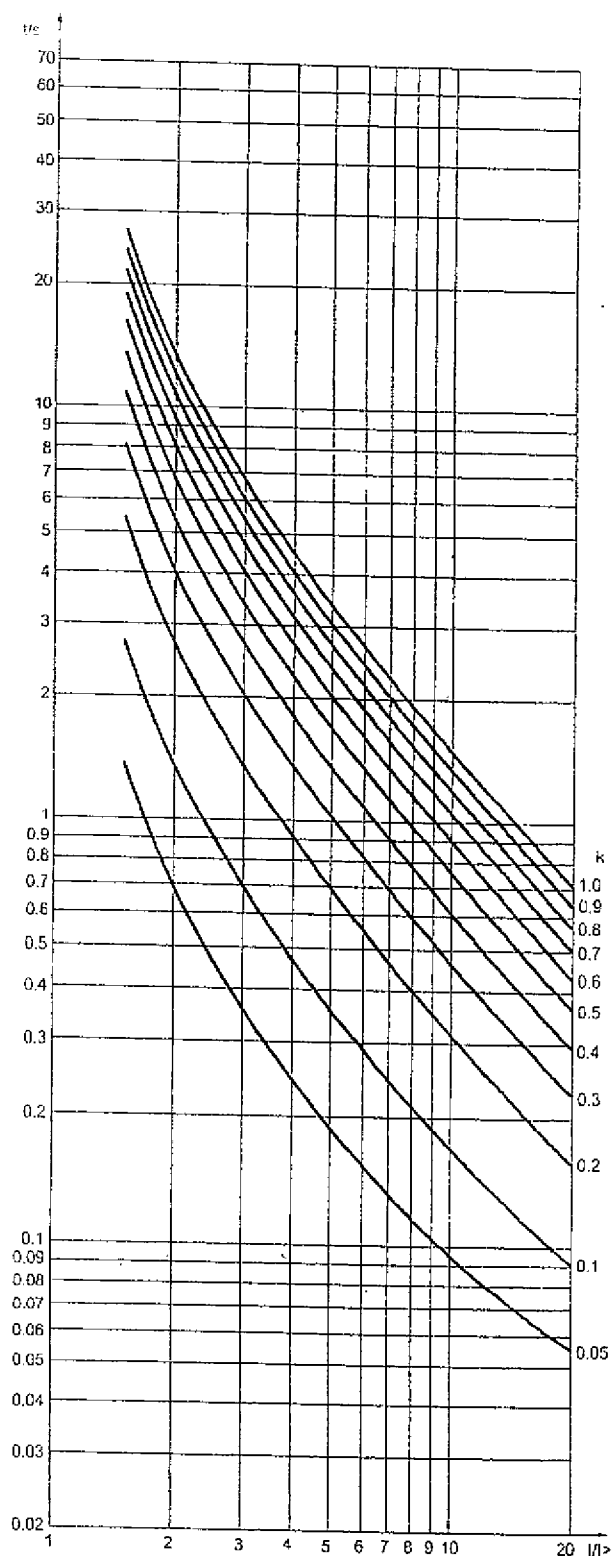
Fig. 3-4(d): Característica Tiempo – Corriente – Normas ANSI-IEEE
INVERSA DE CORTO TIEMPO



$$t = \left[\frac{0,14}{(I / I_r)^{0,02} - 1} \right] \cdot TMS (s)$$

NORMAL INVERSA (Tipo A)

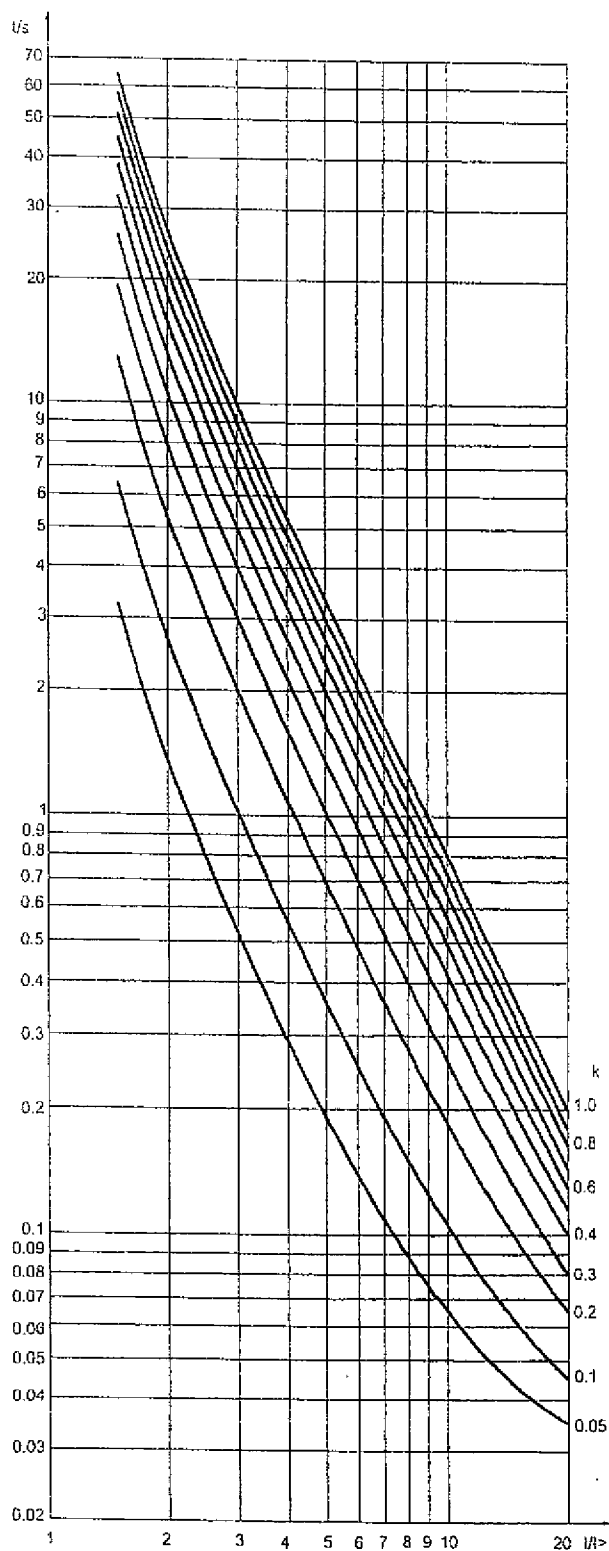
Fig. 3-5(a): Característica Tiempo – Corriente – Normas IEC o BS
NORMAL INVERSA



$$t = \left[\frac{13,5}{(I / I_r)^1 - 1} \right] \cdot TMS (s)$$

MUY INVERSA (Tipo B)

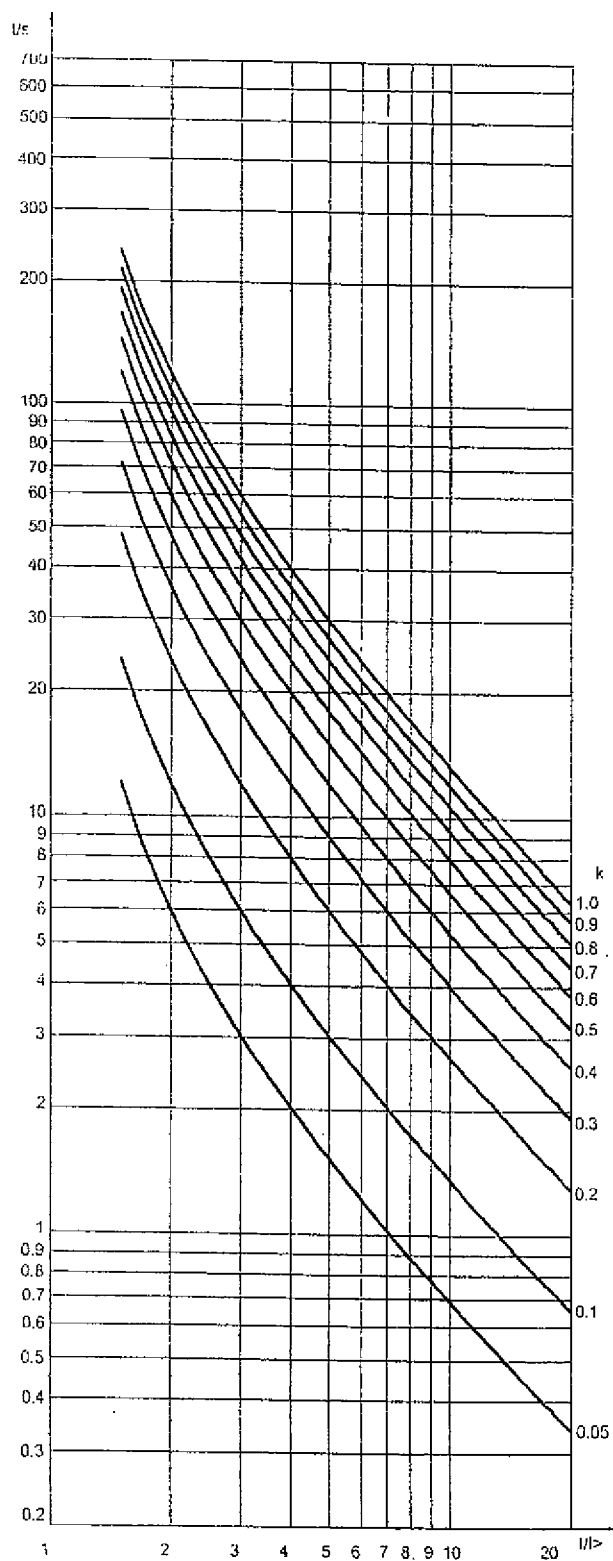
**Fig. 3-5(b): Característica Tiempo – Corriente – Normas IEC o BS
MUY INVERSA**



$$t = \left[\frac{80}{(I / I_r)^2 - 1} \right] \cdot \text{TMS (s)}$$

EXTREMAD. INVERSA (Tipo C)

**Fig. 3-5(c): Característica Tiempo – Corriente – Normas IEC o BS
EXTREMADAMENTE INVERSA**



$$t = \left[\frac{120}{(I/I_r)^1 - 1} \right] \cdot \text{TMS (s)}$$

INVERSA DE LARGO TIEMPO (Tipo B)

Fig. 3-5(d): Característica Tiempo – Corriente – Normas IEC o BS
INVERSA DE LARGO TIEMPO

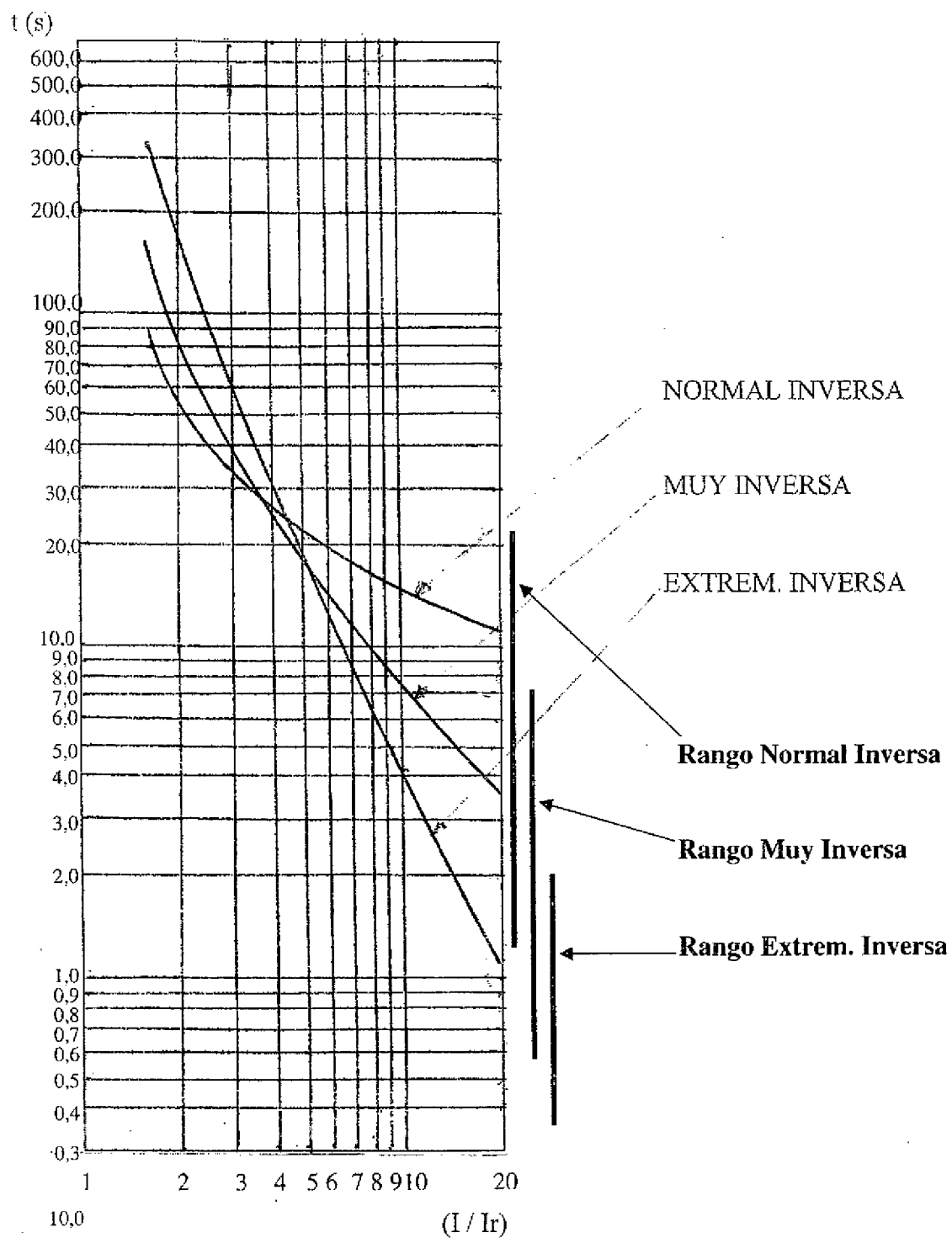


Fig. 3-6: Comparación de características de Relés de Sobrecorriente en TMS = 0,5 y rangos de tiempos para $(I/I_r) = 20$ – Normas IEC y BS

Las características IDMT constituyen una solución intermedia entre las características de Tiempo Independiente y las características inversas. No tienen una representación matemática sencilla y tienen una respuesta de tipo inversa para bajas corrientes y de tipo tiempo constante para corrientes elevadas. Eso facilita la coordinación con ambos tipos de relés, según la elección que se haga de la corriente de arranque, tal como podrá apreciarse cuando tratemos los principios que rigen a la coordinación.

La tecnología electrónica analógica permitió la obtención de mayor variedad de curvas, incluyendo exponentes mayores que 2. La tecnología digital dio lugar a relés cuyas curvas pueden ser programadas según la necesidad, sin cambiar el dispositivo.

Aunque algunos tipos de fusibles de media tensión responden a características Tiempo – Corriente de tipo inverso, con exponente alrededor de 2, otros fusibles tienen características con exponente de alrededor de 3,5. En ese caso, la coordinación con relés se facilita cuando se programan en éstas características aún más inversas que las denominadas “extremadamente inversas”.

Más adelante veremos que las normas, además de definir los tipos de curvas, definen los máximos errores aceptables, tanto de la corriente I_r , como de la respuesta de tiempo.

3.2.3. Unidades instantáneas

Se verá más adelante que en muchas circunstancias es posible y conveniente el uso de dispositivos de Sobrecorriente Instantáneos, aunque siempre asociados a dispositivos temporizados. Las Unidades Instantáneas operan sin retardo intencional de tiempo, cuando la corriente que circula por ellos es superior a cierto valor seleccionado. Para estos dispositivos sin retardo, la única regulación posible es la del nivel de corriente y en la práctica siempre debe adquirir valores muy superiores a los del nivel de las unidades temporizadas.

3.3. Tipos constructivos de los Relés de Sobrecorriente

Para los tipos constructivos de los Relés de Protección en general, recomendamos referirse al Capítulo 13, pero brevemente diremos aquí que los Relés de Sobrecorriente constituyeron los primeros dispositivos electromagnéticos usados para la protección de las redes eléctricas. Se trataba de dispositivos de atracción de armadura en el caso de los relés de Tiempo Independiente y en el caso de las Unidades Instantáneas, mientras que las respuestas inversas se lograron con dispositivos de inducción.

Más tarde se desarrollaron dispositivos de tipo electrónico analógico, para todos los tipos de respuesta, incluyendo la instantánea. Como hemos dicho, también permitieron exponentes n superiores a 2.

La tecnología más usada en la actualidad es la digital, también denominada numérica, que da otorga muchas ventajas para la coordinación y el diagnóstico de funcionamiento.

3.4. Intervalo Selectivo

Como en la Protección de Sobrecorriente la selectividad se basa en la premisa que el relé que está eléctricamente más cerca de la falla debe operar antes que aquellos que están más alejados, es necesario conocer cual es el margen de tiempo entre ese "antes" del relé cercano y el "después" que correspondería a los relés alejados. Es decir, hay que considerar cierto margen de error de cada relé y también el retardo no intencional de apertura de los interruptores asociados.

Teniendo en cuenta esas ideas, denominamos aquí Intervalo Selectivo "S" a la menor diferencia de tiempo que se pueda tolerar a priori (de acuerdo a curvas) en la operación de los relés que deben coordinar entre sí, teniendo en cuenta todas las posibles corrientes de cortocircuito que puedan circular por ellos.

Para determinar el Intervalo Selectivo, deben considerarse los siguientes factores:

a- Errores propios en los tiempos de accionamientos de los relés

Estos errores son en más y en menos y están normalizados. Los fabricantes de los relés deben indicar los máximos errores esperables y la norma en la que están basados. El valor porcentual del error varía según la zona de la curva.

Por ejemplo, en la Fig. 3-7 se muestran los errores máximos admisibles, para curvas IDMT, según la norma IEC 60255-4. Se incluye el error admisible de la corriente mínima de accionamiento.

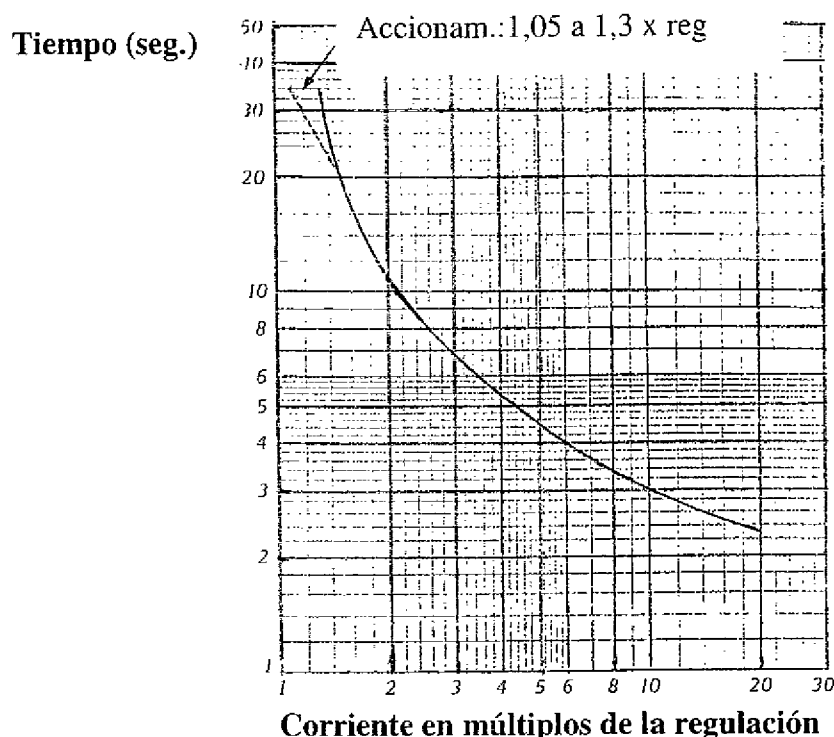
b- Tiempo de apertura de los interruptores

Es claro que durante el tiempo que transcurre desde que un relé emite la orden de apertura a un interruptor, hasta que éste efectivamente abre sus contactos e interrumpe el arco, la corriente de falla sigue circulando por los relés involucrados. Por lo tanto, el tiempo de apertura del interruptor que debe abrir debe ser tenido en cuenta para calcular el intervalo selectivo.

c- Sobregiro ("overshoot")

El término está referido a los relés electromagnéticos de inducción y tiene en consideración el tiempo que un disco o un tambor de inducción puede seguir girando por efecto de la inercia, luego que se interrumpe la corriente que alimenta al relé. El valor del sobregiro máximo admisible esta normalizado. En el caso de los relés electrónicos analógicos y en el caso de los relés digitales, es similar la consideración del tiempo de recaída luego de la interrupción de la corriente.

En la práctica, luego de realizar los cálculos teniendo en consideración los tres factores descritos y usando los datos de los fabricantes de los relés y de tiempo de apertura de los interruptores, el Intervalo Selectivo resultante suele ser del orden de 0,3 a 0,4 segundos.



A 2 x regulación: 2,5xError Declarado; A 5 x regulación: 1,5xError Declarado
 A 10 x regulación: 1,0xError Declarado; A 20 x regulación: 1,0xError Declarado;

Fig. 3-7: Errores máximos admisibles para Relés IDMT- Norma IEC 60255-4

3.5. Obtención de la Selectividad

3.5.1. Uso de relés de Tiempo Independiente

La obtención de la selectividad con la Protección de Sobrecorriente se basa en un escalonamiento de tiempos de accionamiento crecientes, desde los relés más alejados de la fuente hacia los más cercanos a ella. Para entender mejor el concepto, considérese el caso representado en la Fig. 3-8, que es un sistema radial alimentado desde un solo extremo y protegido por relés de Tiempo Independiente. El mismo sistema sirve para representar en términos de distancia o de impedancia intercalada, la absisa de un gráfico Tiempo de Accionamiento vs. Ubicación de la Falla.

Puesto que para cada ubicación de la falla puede haber distintos valores de corriente de cortocircuito, para el gráfico de este ejemplo se ha seleccionado la condición de Máximo Cortocircuito. Es decir, el conjunto de condiciones de generación, configuración de la red, el tipo de falla y resistencia de falla (cero en este caso), con las cuales la corriente de cortocircuito es la máxima posible.

La regulación de tiempo del relé 4 de nuestro ejemplo es el mínimo posible. Para el relé 3 se adopta un tiempo superior al del relé 4 en un valor correspondiente al Intervalo Selectivo "S". Con el mismo criterio se procede con entre el relé 3 y el relé 2, y entre el relé 2 y el relé 1.

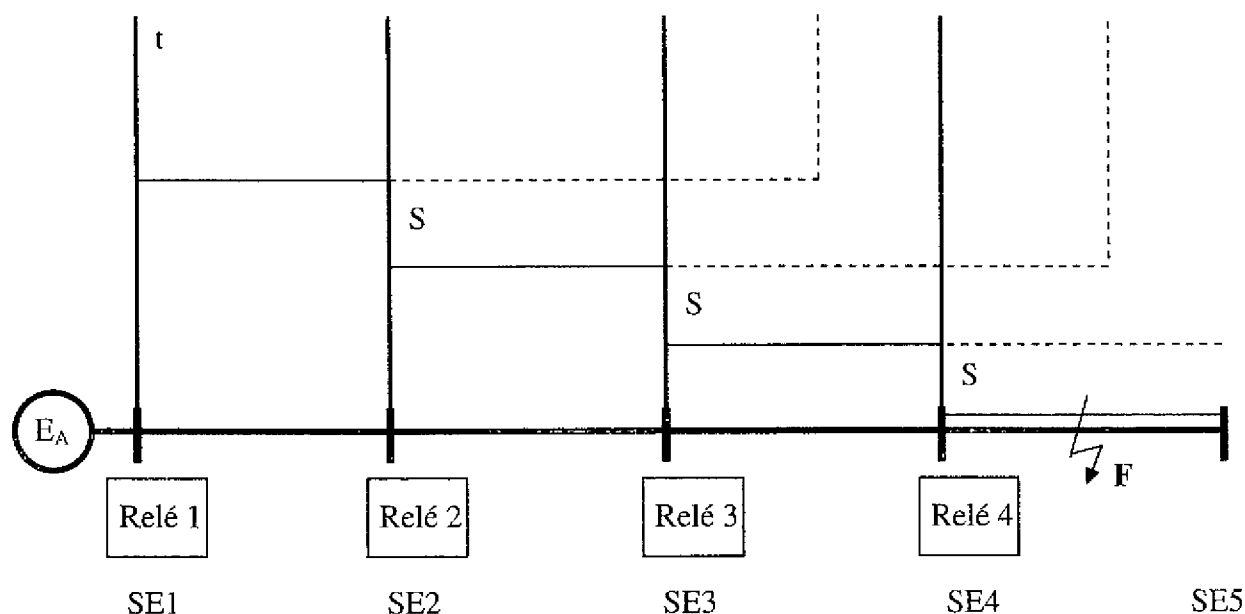


Fig. 3-8: Diagrama Tiempo – Distancia para un sistema con relés de Tiempo Independiente

La corriente de arranque de cada relé se selecciona de tal modo que el mismo pueda servir de respaldo al relé que le sigue hacia el extremo remoto (opuesto al extremo de la fuente). Para ello, en el ejemplo dado, se debería asegurar que las corrientes de arranque de los relés 1, 2 y 3 sean respectivamente menores o iguales a las mínimas corrientes de falla que producirían fallas en las Subestaciones 3, 4 y 5. Pero además se debe cumplir que la corriente de arranque de cada relé sea superior a la máxima corriente de carga que por él circule.

En el ejemplo vemos que se produce la falla "F" acciona el relé 4. Pero si por cualquier causa éste no operase o no abriese el interruptor asociado, actuaría como respaldo el relé 3.

Es sencillo deducir que cuando hay un número elevado de relés en serie, los tiempos de despeje de las fallas cercanas a la fuente pueden llegar a valores inadmisiblemente altos.

Para solucionar este problema de alta acumulación de tiempos, un recurso posible es la utilización de relés con características de tipo inverso.

3.5.2. Uso de relés de Tiempo Inverso y de relés IDMT

En la Fig. 3-9 puede verse como pueden obtenerse, para las mismas condiciones de la falla máxima del ejemplo anterior, tiempos de accionamiento menores, si se utilizan relés con características de tiempo inverso. El intervalo selectivo adoptado en ambos ejemplos es idéntico.

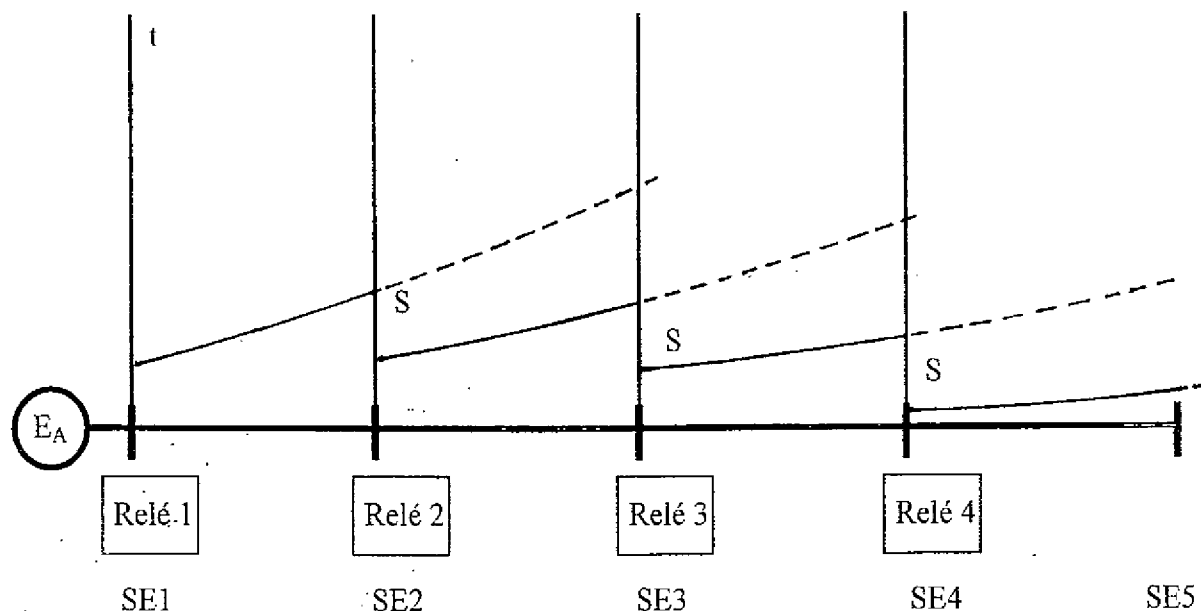


Fig. 3-9: Diagrama Tiempo - Distancia para un sistema con relés de Tiempo Inverso

Parecería entonces que el uso de características inversas es siempre favorable. Sin embargo esto no es así y no solamente a veces las características inversas no arrojan ventajas apreciables, sino que también es posible que bajo ciertas circunstancias resulten desfavorables.

En efecto, si las corrientes de cortocircuito que producen fallas en uno u otro extremo de cada línea son muy similares (Z_A grande en relación a Z_L), en el gráfico Tiempo - Distancia no se observarán curvaturas apreciables y por lo tanto las ventajas se reducirán totalmente. El uso de características más inversas puede en algunos casos mejorar esta situación.

Sin embargo, es posible que el uso de las características inversas sea contraproducente, si las corrientes de falla máxima y mínima difieren mucho, elevándose notoriamente los tiempos de eliminación de las fallas mínimas, como puede verse en la Fig. 3-10.

Como regla general puede decirse que el uso de las características inversas otorga más beneficios cuanto mayor sea la diferencia entre las corrientes de cortocircuito de fallas en ambos extremos del sector protegido y es tanto más inadmisibles cuanto mayor sea la diferencia de las cortocircuito da fallas máximas y mínimas en dicho sector.

El uso adecuado de las características IDMT, reguladas de modo de usar la parte inversa o la parte definida según las particularidades de la corriente de cortocircuito del sector protegido, optimiza los tiempos de despeje de las fallas. Más adelante veremos que eso se logra con una correcta selección de la corriente de arranque.

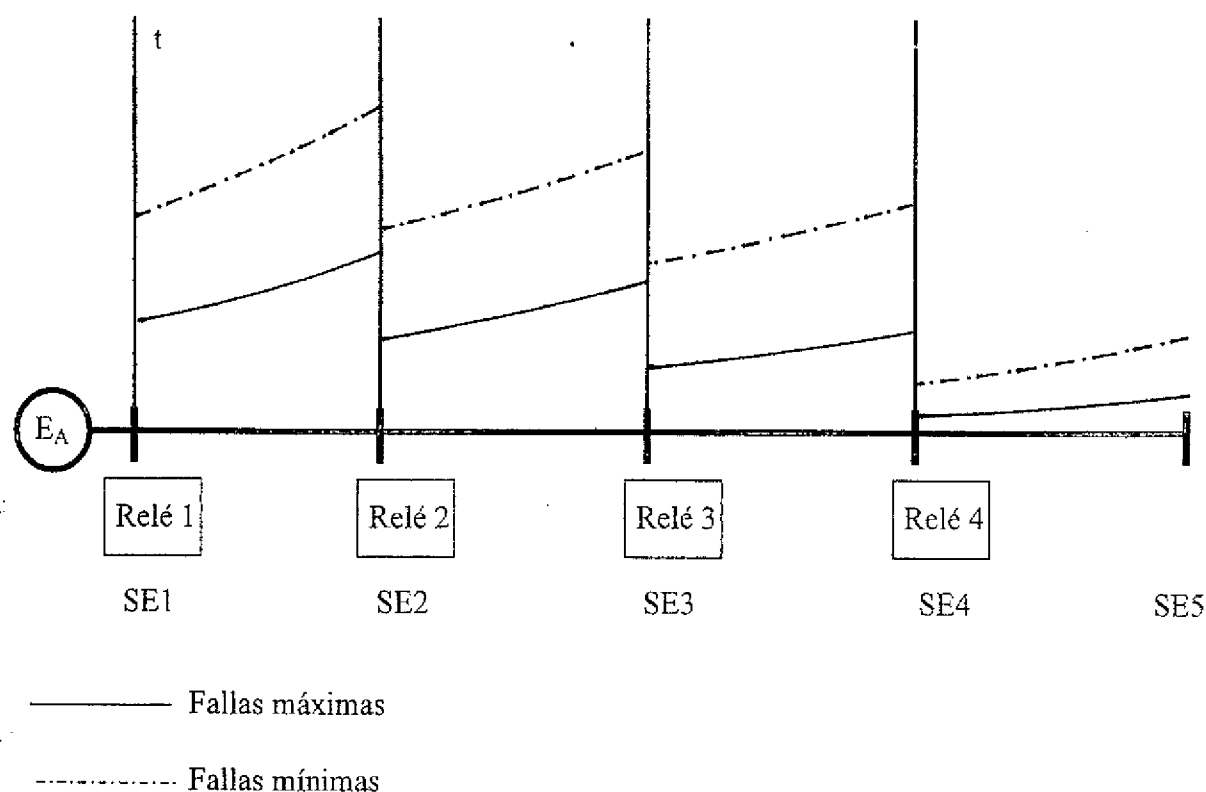


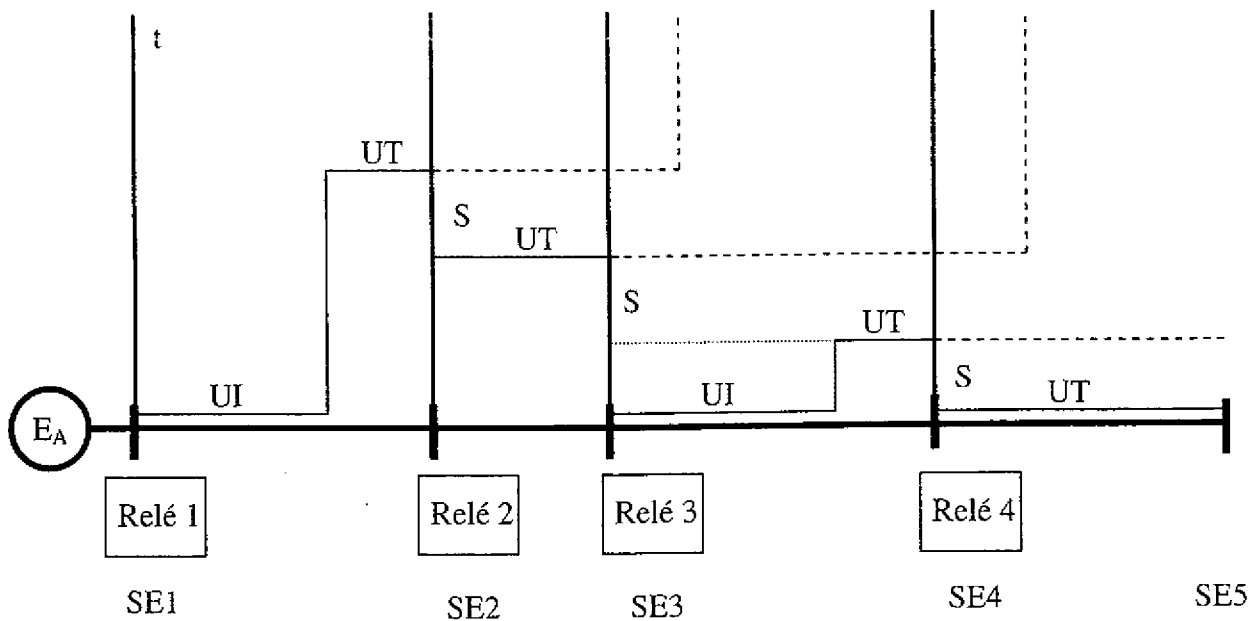
Fig. 3-10: Aumento de tiempos de accionamiento durante fallas mínimas

3.5.3. Uso de las unidades instantáneas

El uso de las unidades instantáneas permite disminuir notablemente el tiempo de despeje de buena parte de las fallas, como se aprecia en la Fig. 3-11. Para ello, cada unidad instantánea se regula para que accione para las máximas corrientes producidas por fallas en el primer 70% de la línea protegida, siendo el 30% restante un margen de seguridad práctico necesario. Ese margen de seguridad tiene en cuenta la posibilidad de sobrealcance debido a la componente unidireccional de las corrientes de falla. No obstante, los modernos relés digitales permiten un menor margen de seguridad, cuando realizan el filtrado de esa componente unidireccional.

Cuando las unidades instantáneas se usan en conjunción con relés de característica inversa, el intervalo selectivo debería tomarse en el punto de mayor acercamiento entre la parte inversa de la característica del relé del lado fuente y la curva resultante de componer la parte instantánea y la inversa de la característica conjunta del relé del extremo remoto, como puede verse en la Fig. 3-12.

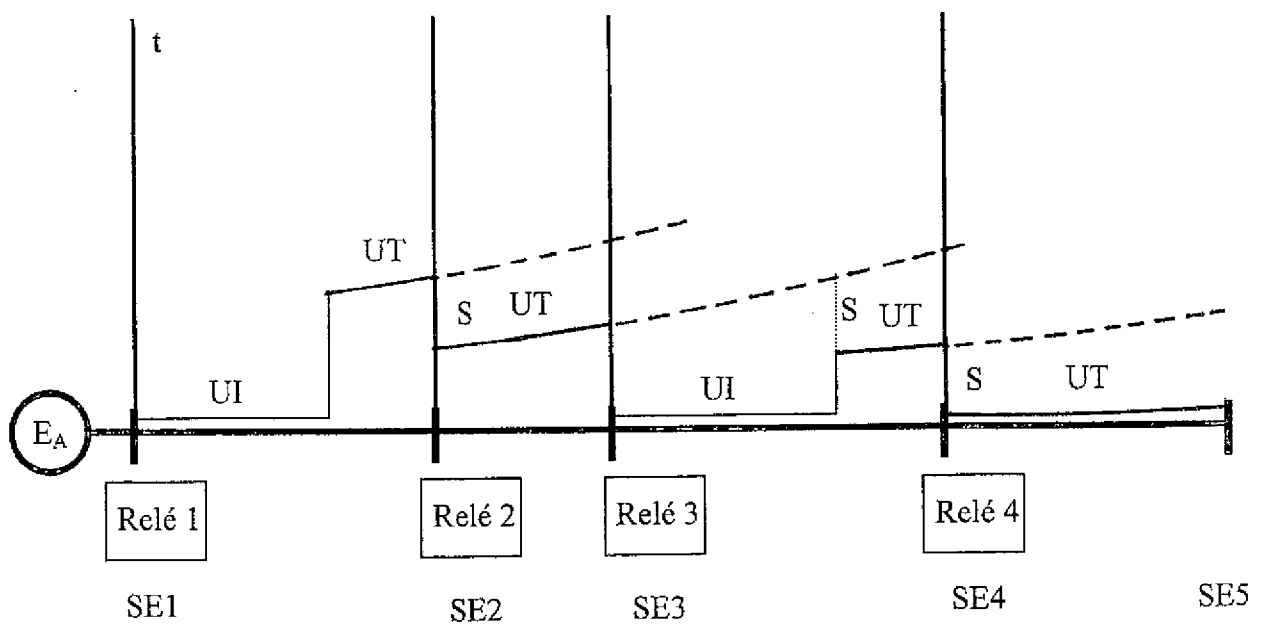
Si las corrientes de cortocircuito máximo para ambos extremos de la línea son muy similares (este caso se presenta cuando la relación entre Z_A y Z_L es elevada), la regulación de la unidad instantánea es en la práctica imposible y no se puede hacer uso de ella. Afortunadamente, no es el caso de las líneas cercanas a la generación (o dicho con mayor propiedad, líneas alimentadas desde barras con alta potencia de cortocircuito), para las cuales la utilización de las unidades instantáneas es más beneficiosa.



UT: Unidad Temporizada

UI: Unidad Instantánea

Fig. 3-11: Diagrama Tiempo – Distancia obtenido con Relés de Sobrecorriente de Tiempo Independiente dotados de Unidades Instantáneas



UT: Unidad Temporizada

UI: Unidad Instantánea

Fig. 3-12: Diagrama Tiempo – Distancia obtenido con Relés de Sobrecorriente de Tiempo Inverso dotados de Unidades Instantáneas

3.6. Distintos esquemas de conexión de los Relés de Sobrecorriente

La cantidad y forma de conexión de los Relés de Sobrecorriente necesarios para la completa protección de una línea, difiere según se trate de un sistema de neutro aislado (o conectado a través de Bobina Petersen) o de un sistema con neutro puesto a tierra, con o sin impedancia intercalada. En la Fig. 3-13 se representan distintos casos de conexión de las bobinas de los relés.

Los casos a), b) y c) corresponden a sistemas con neutro a tierra. En el caso a), la protección se realiza con tres unidades de fase; en el caso b), la protección se lleva a cabo con dos unidades de fase y una de tierra; en el caso c), la protección comprende tres unidades de fase y una de tierra.

La opción a) debería ser siempre descartada, ya que no aprovecha las facilidades de coordinación y la mayor sensibilidad que ofrece el uso de la unidad de tierra. La opción b) es completa y de menor costo que la opción c), aunque esta última produce un mayor grado de respaldo local.

Los casos d) y e) presentan las opciones de protección de un sistema de neutro aislado. En el caso d) hay un mayor grado de respaldo local. Cuando se opta por el esquema de sólo dos unidades, se debe tener especial cuidado que ambas estén conectadas en las mismas dos fases en toda la red, ya que de otro modo las fallas denominadas "cross country" (puestas a tierra simultáneas en dos fases distintas en diferentes lugares de la red) pueden quedar sin protección cuando se dan determinadas combinaciones.

3.7. Facilidades en la coordinación de los Relés de Tierra

Aunque los principios generales para la coordinación de las unidades de Sobrecorriente de fase y de tierra no difieren y responden en ambos casos a las ideas expuestas en puntos anteriores, hay algunas particularidades que determinan la conveniencia de usar las unidades de tierra.

En primer lugar, hay que tener en cuenta que las corrientes de carga no son detectadas por estas unidades, salvo si hay cargas monofásicas conectadas entre fase y tierra (o neutro), tal como en la distribución en baja tensión o en cierto tipo de distribución rural, en cuyo caso las unidades de tierra no se pueden usar, por lo menos con ventajas evidentes. Si las corrientes de carga no son detectadas, la corriente de regulación I_r no tiene teóricamente un límite mínimo y eso posibilita una mayor sensibilidad para fallas a tierra con alta resistencia.

En segundo lugar, la serie de relés a coordinar queda confinada entre dos transformadores estrella – triángulo, puesto que la impedancia homopolar que producen las fallas a tierra queda también confinada entre los transformadores. Por esa razón, el tiempo mínimo de un escalonamiento se sitúa vecino a un transformador, del otro lado del cual comienza otro escalonamiento, tal como se muestra en la Fig. 3-14.

En tercer lugar, dado que la impedancia de secuencia cero de las líneas es de un valor superior al de la impedancia de secuencia positiva, las corrientes de

cortocircuito de secuencia cero para fallas en ambos extremos de una línea difieren más en el caso de fallas a tierra, en comparación con las corrientes de fase.

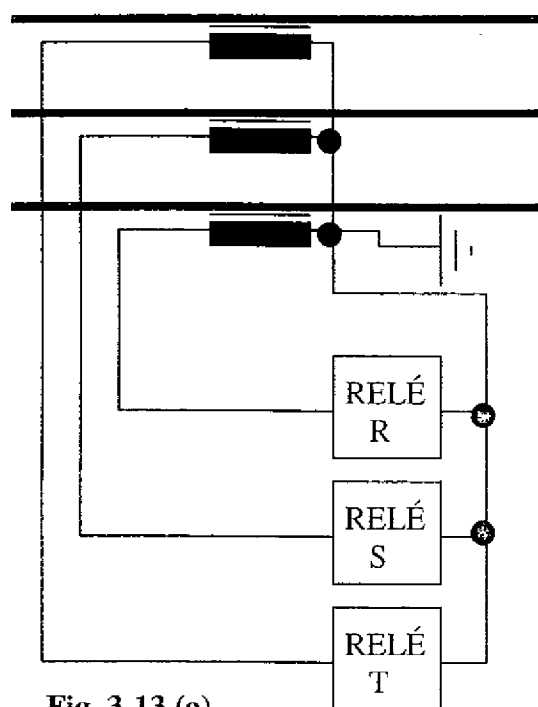


Fig. 3-13 (a)

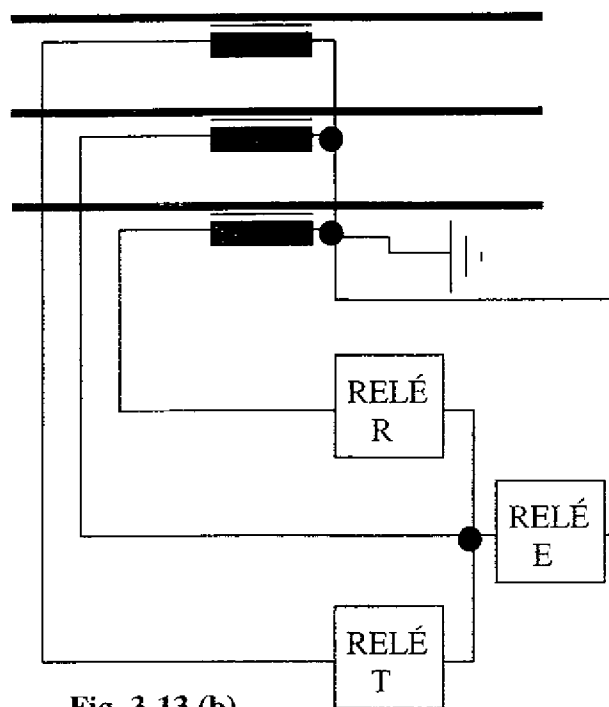


Fig. 3-13 (b)

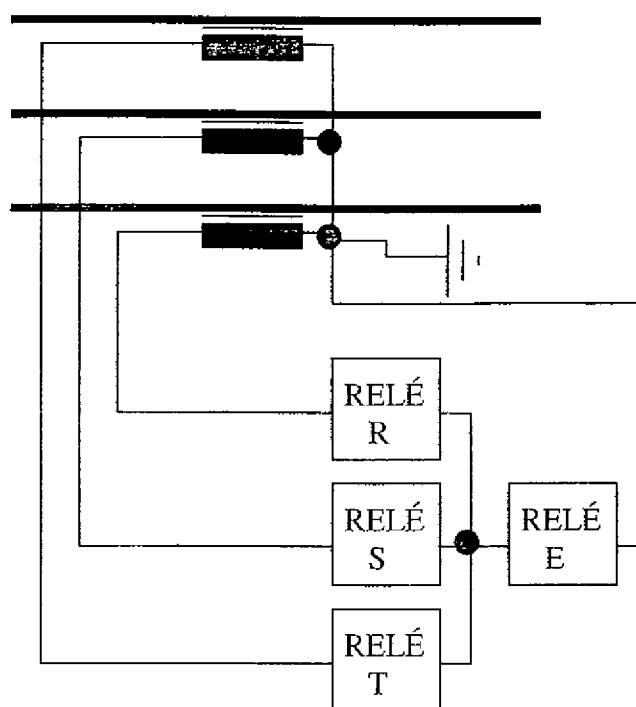


Fig. 3-13 (c)

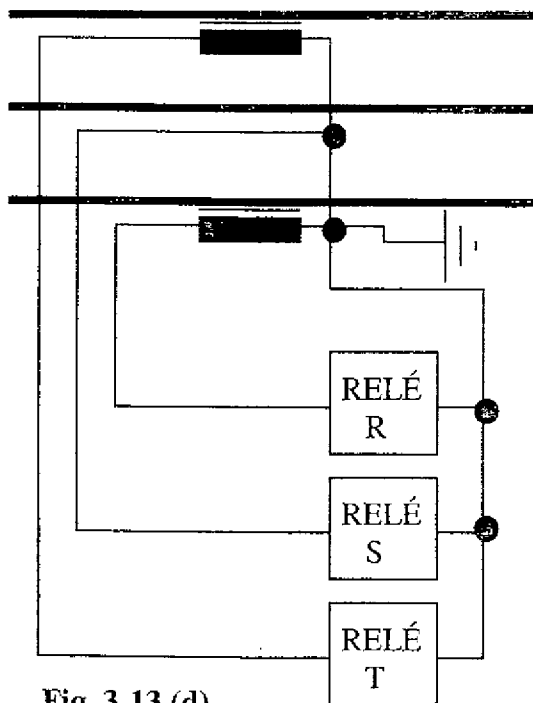


Fig. 3-13 (d)

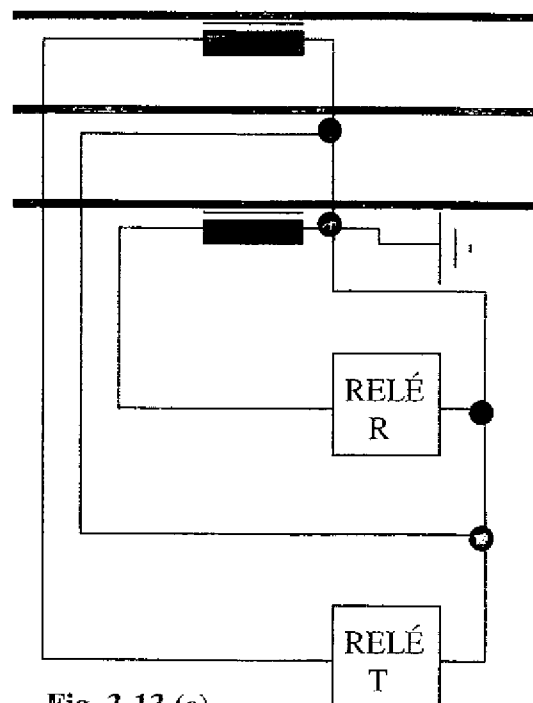


Fig. 3-13 (e)

Fig. 3-13: Distintas formas de conexión de los Relés de Sobrecorriente

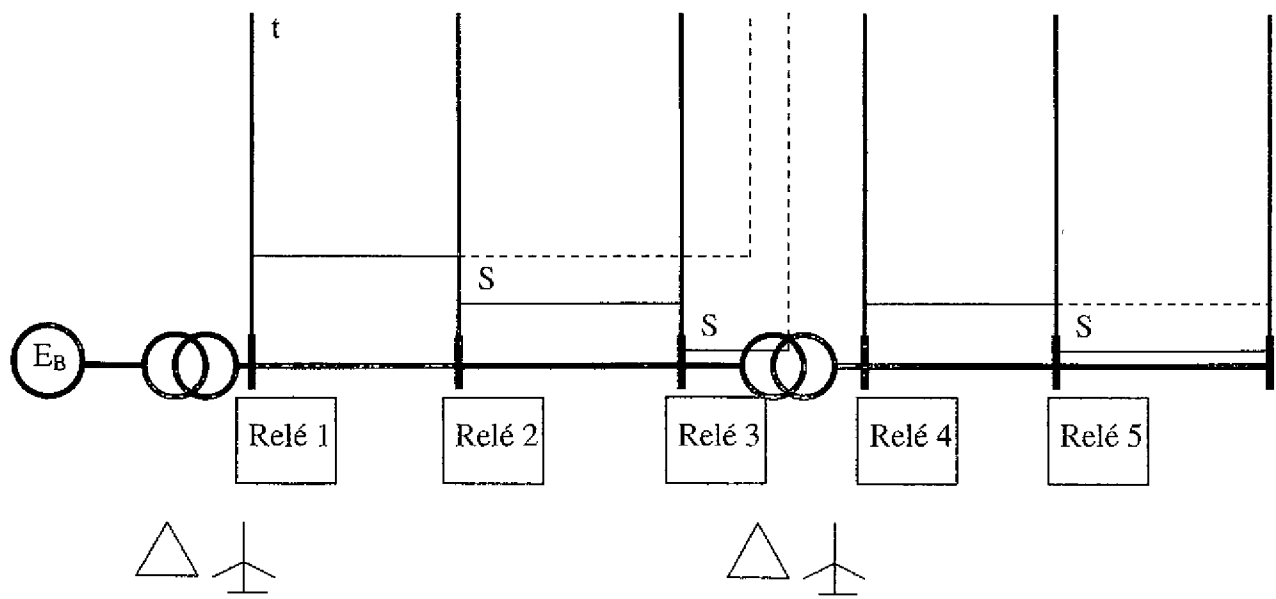


Fig. 3-14: Ejemplo de escalonamiento de tiempos con los Relés de Sobrecorriente de Tierra

3.8. Fusibles

Los fusibles son dispositivos de protección que se basan en la fusión de un conductor metálico, cuando la corriente que circula por él es superior a cierto valor. Se trata entonces de una Protección de Sobrecorriente, en la que el tiempo que demora en interrumpir el circuito protegido sigue una ley inversa en función de la corriente. Aunque hay distintos valores para el exponente de la corriente en el denominador, según el material usado, adaptado a las necesidades del equipo protegido, en los fusibles para líneas de media tensión es aproximadamente 3,5.

En rigor, para cada "calibre" de fusible no se puede hablar de una sola curva, sino de dos: a) Curva de Mínimo Tiempo de Fusión, que determina para cada valor de corriente el tiempo límite por encima del cual el fusible entra en un proceso irreversible de fusión y pierde sus características iniciales; b) Curva de Máximo Tiempo de Apertura, que informa para cada valor de corriente el tiempo máximo que se demora la apertura total del circuito, incluido el apagado del arco.

Aunque la coordinación entre dos fusibles y entre un fusible y un Relé de Sobrecorriente sigue las mismas reglas generales que la coordinación entre dos Relés de Sobrecorriente, resulta necesario evitar el cruce de las franjas comprendidas entre las curvas de Mínimo Tiempo de Fusión (mTF) y Máximo Tiempo de Apertura (MTA) cuando se trata de coordinar entre fusibles, y entre la franja comprendida entre las curvas mTF y MTA del fusible y la curva del relé, incluida su franja de error, cuando se trata de coordinar entre un fusible y un relé de Sobrecorriente (ver Fig. 3.15). Es claro que este cruce debe evitarse para todos los valores de corriente de cortocircuito que se pueden presentar a ambos dispositivos a coordinar.

Otro asunto que hay que tener en cuenta es que los fusibles son elementos de protección de fase, por lo que no tienen las facilidades de sensibilidad que tienen los relés de tierra, dado que debe asegurarse que la corriente mínima sea superior a la máxima corriente de carga.

Esta breve descripción debe considerarse simplemente como una idea del uso de los fusibles y para la mejor aplicación de los fusibles recomendamos recurrir a textos especializados.

3.9. Resumen de las reglas para la coordinación de los Relés de Sobrecorriente en sistemas radiales

En realidad, en los puntos anteriores quedaron delineados los principios que rigen la coordinación entre dispositivos de Sobrecorriente, pero es conveniente resumir su aplicación práctica.

Debe quedar claro que la coordinación se realiza entre pares de relés; uno de ellos es el relé "cercano", que en realidad quiere decir "relé más cercano a la fuente", del par a coordinar; el otro es el relé "remoto", que es el relé más lejano a la fuente del par a coordinar.

Dado que la coordinación responde al principio de "escalonamiento de tiempos", la coordinación entre pares comienza por el par de relés más lejanos a la fuente, de modo que lo que constituye en ese par el relé "cercano", en el próximo par pasa a constituir el relé "remoto". La coordinación entre pares de relés se va acercando entonces sucesivamente hacia la fuente.

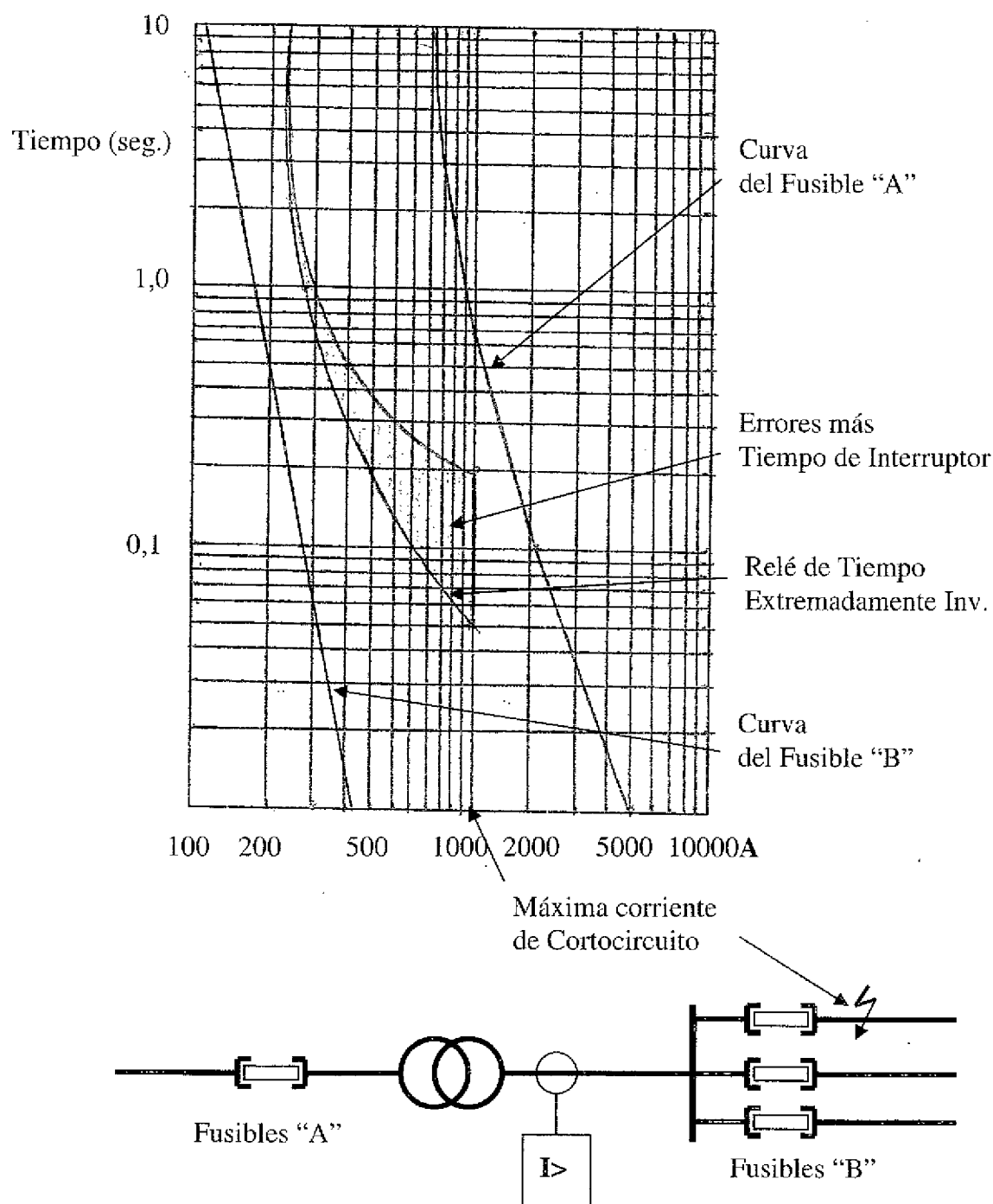


Fig. 3-15: Coordinación entre Fusibles y Relés de Sobrecorriente

3.9.1. Relés de Fase

1) Corriente de arranque mínima posible

La corriente de arranque del relé debe ser superior a la máxima corriente de carga, con un cierto porcentaje de seguridad. Es usual que ese porcentaje de seguridad sea 20%. Es decir:

$$I_r \geq 1,2 \cdot I_c \text{ máx}$$

Es de suma importancia la consideración de la corriente máxima de carga, que en realidad es lo que se conoce como "máxima corriente de reposición con carga fría". Luego de un corte de energía prolongado, sea cual fuese la causa, cuando se repone el servicio la carga inicial suele ser, muy especialmente en los barrios residenciales, muy superior a la máxima corriente de carga normal. Ello se debe al arranque simultáneo de los motores de heladeras, equipos de aire acondicionado, bombeadores de agua, etc. Si esa carga de reposición no es tomada en cuenta, hará accionar a los Relés de Sobrecorriente, puesto que el decaimiento de la misma es bastante lento. En las zonas industriales ese problema casi no existe, debido a que la mayor parte de los procesos se desconectan automáticamente cuando se produce el corte.

Muchos de los modernos Relés Digitales de Sobrecorriente tienen la posibilidad de detectar las condiciones de reposición con carga fría, de modo que automáticamente elevan sus curvas.

2) Corriente de arranque máxima posible

La corriente de Arranque debe ser menor que la corriente de cortocircuito mínimo que produzca una falla en el extremo remoto de la línea adyacente a la línea específicamente protegida por el relé. Se entiende que se trata de la línea adyacente hacia el extremo más lejano de la generación y que se tiene en cuenta la condición de Respaldo Remoto que debe cumplir el relé.

Es normal tomar un margen de seguridad del 20%, lo que significa que el relé debe ser capaz de arrancar con un 80% de la mínima corriente en condición de respaldo. Tratándose de relés de fase, podría tomarse en consideración la corriente de fallas entre fases; sin embargo puede optarse por la corriente de falla a tierra, en tanto se cumpla con la condición 1). De ese modo se logra que los relés de fase respalden al relé de tierra. Esto es posible para resistencias de fallas moderadas; en caso de resistencias de falla elevadas, cuando la corrientes de falla son similares o menores que la corriente de carga, las fallas a tierra solamente podrán ser despejadas por el relé de tierra.

3) Regulación de tiempo

Entre pares de relés a coordinar, las regulaciones de tiempo deben cumplir con el Intervalo Selectivo. El relé remoto del par debe tener la menor regulación de tiempo y el relé más cercano a la generación debe tener la mayor regulación de tiempo, con el intervalo selectivo entre ambas regulaciones.

Si se trata de Relés de Tiempo Independiente, la solución es muy simple, ya que al valor fijo de tiempo del relé remoto se le adiciona el valor del Intervalo Selectivo para obtener el valor fijo de tiempo que debe tener el relé cercano a la generación.

Con los relés de características inversas el problema es algo más complejo, puesto que el Intervalo Selectivo debe cumplirse entre curvas. Si las zonas de las curvas utilizadas por ambos relés del par son similares, o si el relé más cercano a la generación tiene una curva más inversa que la del relé remoto, lo que es recomendable, el mayor acercamiento de las curvas corresponde a fallas máximas en la barra donde está ubicado el relé remoto. En caso contrario, debe prestarse especial atención para ver donde se produce el mayor acercamiento. Un caso extremo, absolutamente no recomendable, es cuando el relé más cercano a la generación es de tiempo independiente y el relé remoto tiene una curva inversa; en este caso el máximo acercamiento, para el cual tiene que cumplirse el Intervalo Selectivo, se produce para las fallas mínimas más alejadas.

Muy sutil es el caso de las combinaciones de curvas inversas con unidades instantáneas; es posible considerar la combinación para el relé remoto, de modo que el mayor acercamiento con la curva del relé más cercano a la generación, donde se debe cumplir el Intervalo Selectivo, aparece para el límite de accionamiento de la Unidad Instantánea. Si no se aprovecha esa ventaja, la acumulación de tiempos será mayor.

4) Selección de tipos de curvas a utilizar

La selección de curvas a utilizar (Tiempo Independiente, Tiempo Inverso, Tiempo Extremadamente Inverso, IDMT, etc.) debe realizarse tratando de minimizar los tiempos de despeje de las fallas. En términos generales, el uso de las curvas más inversas es tanto más conveniente cuanto menos diferencia haya entre las corrientes de cortocircuito de ambos extremos del sector protegido y menor sea la diferencia entre las corrientes de cortocircuito máxima y mínima en el mismo sector.

No hay un criterio único para esa minimización; un criterio puede ser que la integral de tiempos, para todas las condiciones y ubicaciones de falla, sea mínima. A su vez, esta integral puede considerarse para el conjunto de la zona específica más zona de respaldo o solamente para la zona específica.

En el caso particular de características IDMT, puede optarse por usar la parte inversa de la curva o la parte de tiempo independiente, según conveniencia, eligiendo adecuadamente la corriente de arranque. En efecto, entre la menor corriente de arranque posible, que es el valor relacionado con la mayor corriente de carga, y la mayor corriente de arranque posible, que es el valor relacionado con la menor corriente de cortocircuito para la cual debe actuar el relé, existe una franja de valores por los que se puede optar. Cuanto menor es el valor seleccionado, más próximo se estará a la parte independiente de la curva y viceversa, dado que respectivamente la corriente de cortocircuito que se produzca será más o menos veces la corriente de arranque.

3.9.2. Relés para fallas a tierra (Relés de Tierra)

Las reglas para la regulación de los Relés de Sobrecorriente de Tierra son enteramente similares a las reglas para la regulación de los relés de Sobrecorriente de Fase. La fundamental diferencia radica en que no tienen la limitación de la máxima corriente de carga, salvo casos muy particulares.

Es decir, para todos los casos de protección de líneas trifásicas, con cargas alimentadas por transformadores trifásicos triángulo-estrella, o alimentadas por transformadores monofásicos con primario conectado entre fases, la corriente residual proporcionada al relé de tierra por la conexión de los transformadores de corriente es teóricamente cero si no hay falla con contacto a tierra. Esto permite una gran sensibilidad del relé, cuya corriente mínima de arranque solamente estará limitada por los errores de los Transformadores de Corriente, que son normalmente muy bajos para las corrientes de carga, y por los errores propios del relé, especialmente si no son insensibles a la tercera armónica.

También deben tenerse en cuenta las facilidades descriptas en el punto 3.7.

3.10. Redes malladas y/o con múltiples puntos de alimentación

3.10.1. Aplicación de la Protección de Sobrecorriente Direccional

En la Fig. 3-16 se puede ver un ejemplo de una red mallada y con múltiples puntos de alimentación.

Aplicar la Protección de Sobrecorriente a una red de este tipo es extremadamente complejo y en la actualidad poco recomendable, salvo en casos particulares y como respaldo de otro tipo de protección, para fallas muy resistivas.

En efecto, como veremos más adelante, se mantiene la desventaja de la acumulación de tiempos necesarios para el escalonamiento y se necesitan además Relés Direccionales para dar a cada Relé de Sobrecorriente un determinado sentido de protección. Un conjunto de relés de fase y tierra, más los relés direccionales correspondientes puede tener un precio comparable a un Relé de Distancia de funciones simples, con la ventaja de este último que la selectividad no la basa en el escalonamiento de tiempos, salvo para el rol de respaldo remoto.

De cualquier modo, describiremos la aplicación de la Protección de Sobrecorriente Direccional en este tipo de redes, teniendo en cuenta que los especialistas podrán enfrentarse con algunos esquemas de este tipo ya instalados.

Para iniciar con la idea de la forma más simple posible, comenzaremos con la protección de una serie de líneas, alimentadas desde ambos extremos, tal como se aprecia en la Fig. 3-17. Es evidente que el esquema hace necesarios relés de protección en cada uno de los dos extremos de cada una de las líneas, con sus correspondientes interruptores asociados. Los Relés de Sobrecorriente son en cada caso los Relés de Fase y el Relé de Tierra. Pero hay que asociarles elementos capaces de dotarlos de un sentido de protección, es decir, que estén habilitados

solamente para "ver" fallas en la línea cuya protección tienen asignada específicamente o en la línea a cuya protección deben respaldar en condición de respaldo remoto.

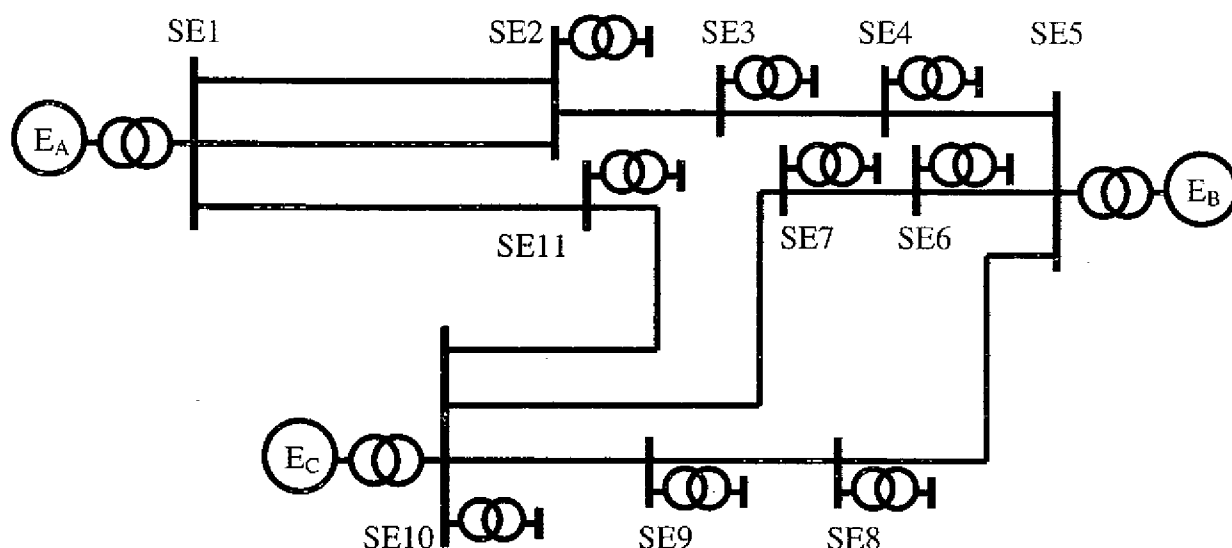


Fig. 3-16: Ejemplo de red anillada y con múltiples alimentaciones

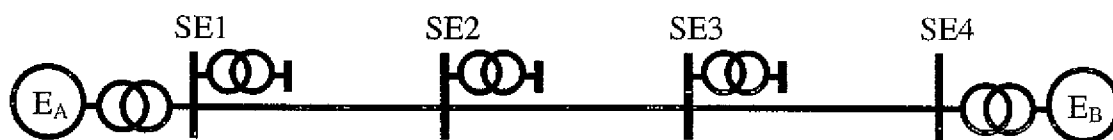


Fig. 3-17: Ejemplo de una serie de líneas con alimentación desde ambos extremos

Más adelante describiremos tales elementos de direccionalidad, por lo que ahora simplemente tendremos en cuenta su función.

En las condiciones descritas, se procede a regular los Relés de Sobrecorriente en ambos sentidos, tal como se ve en la Fig. 3-18, siguiendo las mismas reglas dadas para los sistemas radiales, cumpliendo los escalonamientos para un sentido y el otro en forma independiente. No obstante, el cálculo de las corrientes de cortocircuito máxima y mínima en cada punto de la red debe hacerse con la red configurada tal como realmente es, dado que esas son las que alimentarán a cada relé durante las fallas.

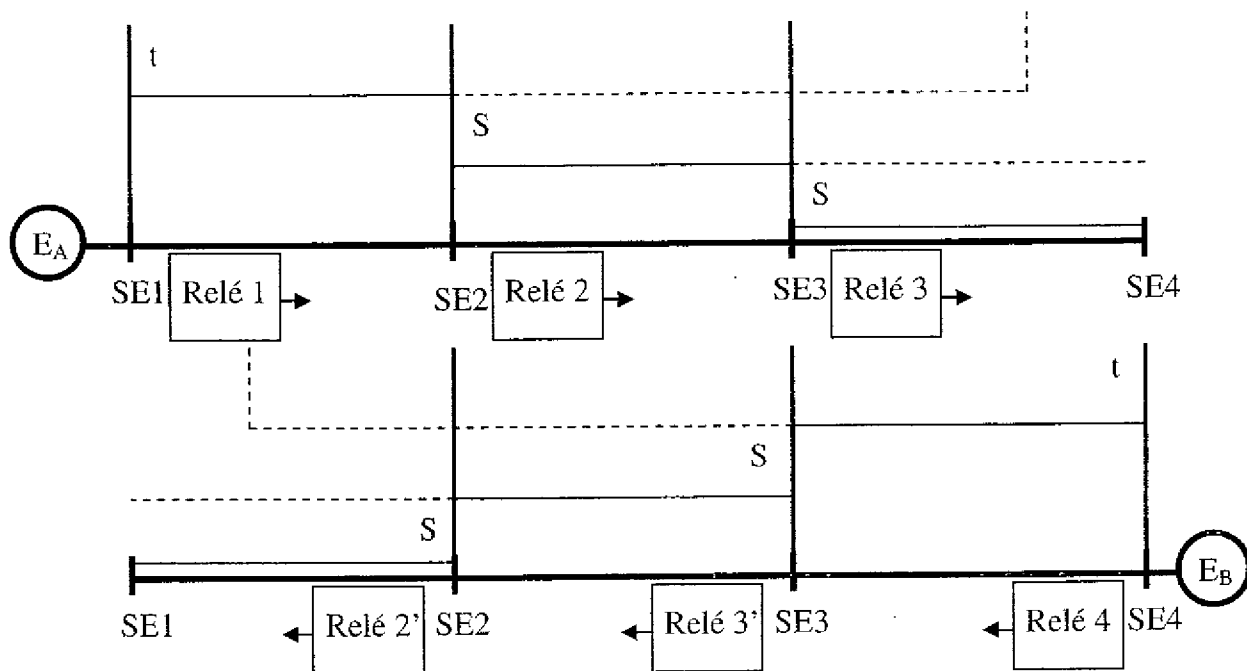


Fig. 3-18: Regulación de tiempos de los Relés de Sobrecorriente para el ejemplo de la Fig. 3-17

Si observamos una red como la de la Fig. 3-16, vemos que ahora no es sencillo determinar los puntos de inicio y finalización para ambos sentidos de protección. Desde un punto de vista práctico, es muy conveniente que ambos puntos coincidan con la barra en la que está instalada la mayor potencia de generación y luego realizar el escalonamiento en anillo en ambos sentidos, tal como se aprecia en la Fig. 3-19. Debe quedar perfectamente claro que esta "apertura" que se muestra es solamente a los fines de simplificar los gráficos tiempo-distancia y que no debe ser considerada cuando se calculan las corrientes de cortocircuito, las cuales deben responder a las condiciones reales de funcionamiento de la red.

Precisamente, una primera gran dificultad que se encuentra para la regulación de los Relés de Sobrecorriente es la determinación de las condiciones de fallas máximas y mínimas en todos los puntos de interés (barras y punto de alcance de las unidades instantáneas). En realidad las condiciones de fallas máximas no ofrecen en general dificultad, dado que corresponden a todas las generaciones en servicio, todas las líneas conectadas y todos los anillos cerrados. Pero las condiciones de fallas mínimas tienen una gran incertidumbre. Para ellas lo recomendable es seleccionar una configuración que pueda considerarse normal para ciertos días o épocas del año; por ejemplo con ciertas máquinas fuera de servicio, ciertas líneas desconectadas y los anillos abiertos en determinados puntos. Aún en estas condiciones, pueden presentarse estados de funcionamiento de la red que sean excepcionales y que modifiquen absolutamente los valores de fallas mínimas. De ello se desprende que ciertas fallas mínimas podrían no ser detectadas por ningún relé y eso es extremadamente grave. Para esos casos de configuraciones

excepcionales, deberían tenerse preparadas regulaciones de emergencia, de modo de aplicarlas a los relés cuando resulten necesarias.

Una dificultad particular se presenta en la protección de líneas en paralelo. En la Fig. 3-20 puede apreciarse un ejemplo en el cual ciertas fallas en alguna de las dos líneas son despejadas por los Relés de Sobrecorriente de ambas líneas, ubicados en uno de los extremos. Esta dificultad no se puede resolver adecuadamente con relés de tiempo independiente y son más adecuados los relés de característica inversa.

Otra dificultad se refiere al cálculo propiamente dicho, ya que, a diferencia con lo que sucede con sistemas radiales, la corriente en la falla no es en general la que es alimentada al relé, como puede verse en el sencillo ejemplo de la Fig. 3-21. Por esa razón, para cada falla debe asignarse a cada relé la corriente que realmente le corresponda.

No hay dudas entonces que la aplicación de la Protección de Sobrecorriente Direccional a redes malladas y con múltiples puntos de alimentación de potencia es extremadamente compleja, requiere muchos cálculos, hace falta experiencia práctica, frecuentemente necesita modificar las regulaciones cuando varían las condiciones de la red y mantiene las desventajas de la acumulación de tiempos por escalonamiento.

Por otra parte, la aplicación de los elementos direccionales, que describimos a continuación, requiere el uso de Transformadores de Tensión, a diferencia de la Protección de Sobrecorriente no direccional, que solamente utiliza Transformadores de Corriente.

3.10.2. Relés Direccionales

Ya se explicó que la Protección de Sobrecorriente aplicada a redes malladas y/o con múltiples puntos de alimentación de potencia, requiere asociar a los Relés de Sobrecorriente dispositivos que sean capaces de asignarles un sentido de protección. Esos dispositivos son los Relés Direccionales.

En general, cuando se describe el funcionamiento de los relés Direccionales aplicados a la Protección de Sobrecorriente, se expone una teoría muy simplificada, que está fundamentalmente dirigida a los dispositivos electromecánicos de tipo comparadores de fase de inducción.

En esos dispositivos, lo que se denomina "ángulo de cupla máxima" (MTA) tiene una importancia vital para la sensibilidad direccional de los relés, frente a condiciones de falla que modifiquen la relación angular entre la tensión y la corriente aplicadas hasta situaciones marginales.

Con los modernos relés digitales, el análisis puede realizarse de un modo diferente y más completo, pero en este capítulo llevaremos a cabo el análisis de forma híbrida, de forma tal que sirva para interpretar los textos y manuales de los fabricantes referidos a dispositivos antiguos, sin dejar de relacionarlos con conceptos actualizados.

No obstante, en el Capítulo 4, en el punto en el que se analiza la direccionalidad de los Relés de Distancia, se expone con todo rigor su teoría, perfectamente aplicable al caso que nos ocupa.

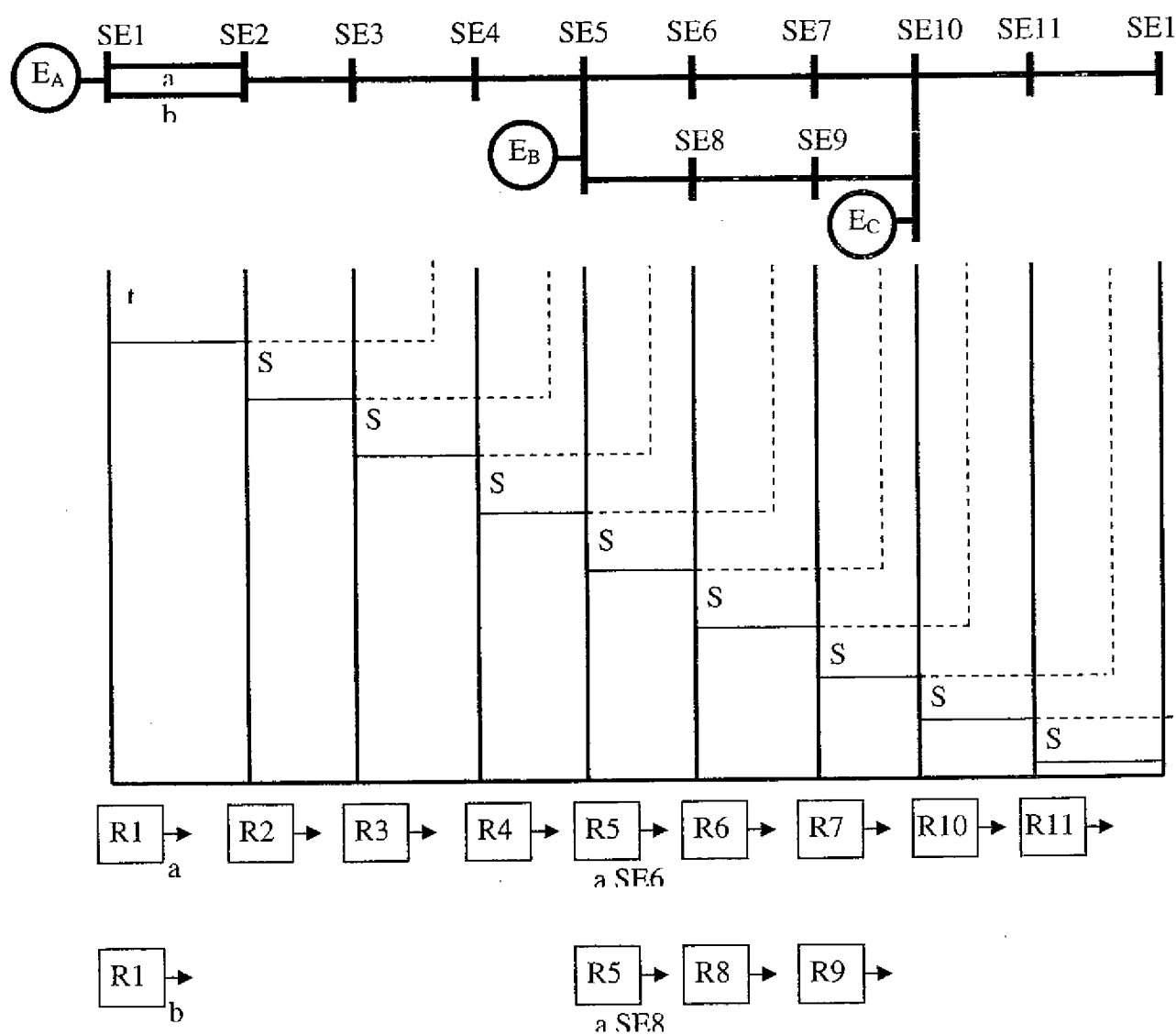


Fig. 3-19 (a)

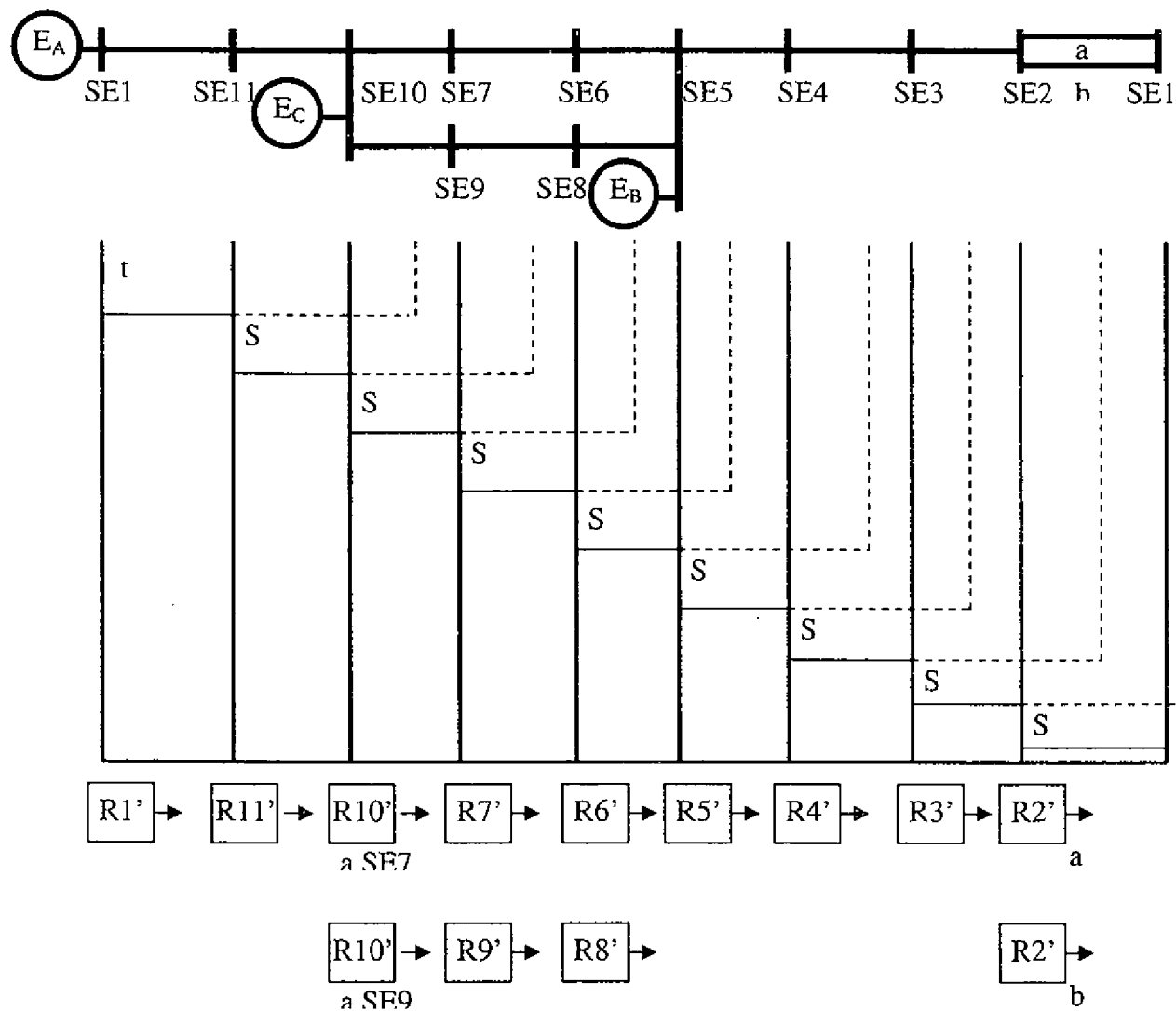
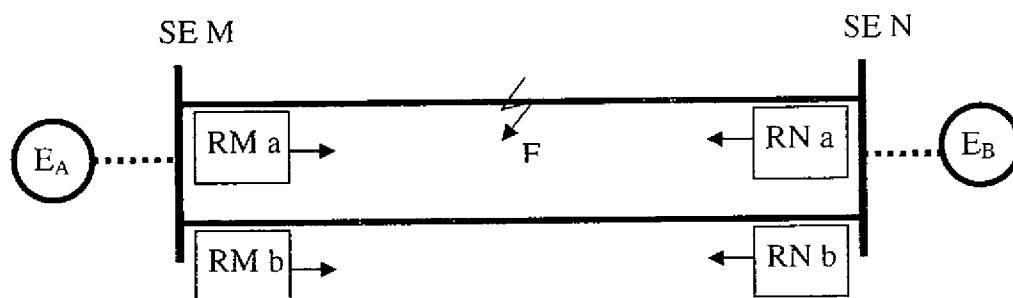


Fig. 3-19 (b)

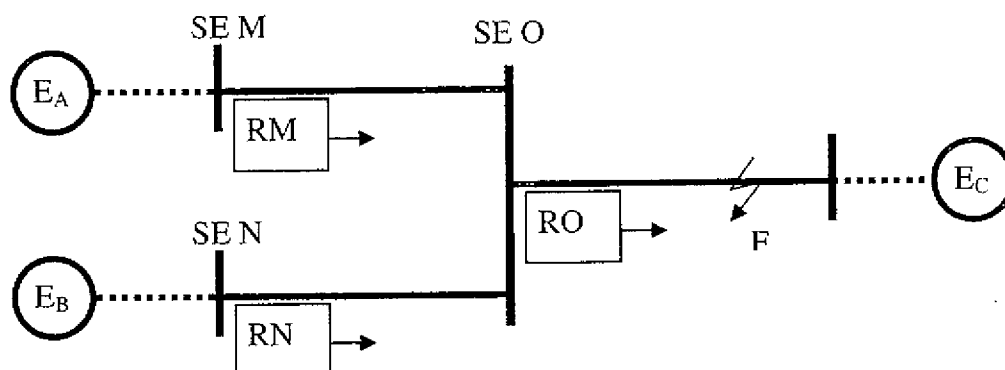
Fig. 3-19: Idea elemental del escalonamiento de tiempos de Relés de Sobrecorriente aplicados a redes anilladas y con múltiples alimentaciones



Tiempo regulado en el **Relé RM a** y en el relé **Relé RM b** : 500 ms

Tiempo regulado en el **Relé RN a** y en el relé **Relé RN b** : 100 ms

Fig. 3-20: Ejemplo de dificultad de coordinación de los Relés de Sobrecorriente en líneas paralelas



Frente a la falla **F**, la corriente que circula por el **Relé RO** es igual a la suma de las corrientes que circulan por los **Relés RM** y **RN**

Fig. 3-21: Ejemplo de diferentes corrientes de falla circulando por Relés de Sobrecorriente a coordinar

3.10.2.1. Características direccionales

Los Relés Direccionales basan su principio de funcionamiento en la comparación del ángulo de fase entre dos magnitudes sinusoidales (por lo tanto representables por fasores) con ángulos de referencia. Esas magnitudes en la gran mayoría de los casos son tensión y corriente, siendo la única excepción el uso de corriente homopolar y corriente por el neutro de un transformador, aplicable en algunos casos especiales de fallas a tierra.

Por esa razón, consideraremos un plano complejo, cuyos ejes imaginario y real sean respectivamente las componentes imaginaria y real del cociente entre la tensión y la corriente aplicadas al dispositivo direccional.

Si observamos la Fig. 3-22, podemos ver a título de ejemplo una recta que pasa por el origen y que divide al plano en dos semiplanos. Un semiplano corresponde al accionamiento del dispositivo; es decir, las relaciones angulares que hacen que el dispositivo emita la señal que significa "falla hacia adelante". El otro semiplano corresponde al bloqueo; es decir, el dispositivo no emite señal porque la falla está "hacia atrás". Esa recta es la "característica del relé direccional".

Con los antiguos sistemas de comparación de fase de tipo "copa de inducción", la dirección perpendicular a la característica determina lo que se denomina "ángulo de cupla máxima". Esa denominación es ilustrativa, ya que cuando el ángulo entre la tensión y la corriente aplicadas es el de esa dirección, la cupla del dispositivo es máxima y por lo tanto es máxima su sensibilidad. En la medida que el ángulo entre la tensión y la corriente aplicadas se aproximan a la característica, la cupla y la sensibilidad son menores.

En el caso de los comparadores de fase electrónicos analógicos no se puede hablar de "ángulo de cupla máxima", pero se puede mantener el concepto de "ángulo de máxima sensibilidad". Cuando se trata de dispositivos digitales, puede asimilarse el concepto de "ángulo de máxima sensibilidad", aunque rigurosamente debería hablarse de "ángulo de menor error".

Sea como sea, la cuestión es seleccionar la tensión y la corriente a aplicar al dispositivo, de modo que para todas las fallas para las que deba determinar la dirección, los ángulos se acerquen todo lo posible al "ángulo de máxima sensibilidad".

Pero la sensibilidad no depende solamente del ángulo, sino también del módulo de la tensión aplicada y del módulo de la corriente aplicada. En realidad el valor del módulo de la corriente no da lugar a inconvenientes de sensibilidad, ya que si la corriente aplicada al dispositivo es la corriente de la fase o de las fases falladas, ese valor es suficientemente elevado. Con la tensión aplicada el problema es inverso, teniendo en cuenta que cuando la falla se produce en un punto eléctricamente cercano a la ubicación del dispositivo, la tensión de la fase o fases falladas puede caer a un valor tan bajo como para impedir la comparación de fase.

Por la razón apuntada, veremos poco más adelante que en los denominados "Relés Direccionales de Fase", la tensión a aplicar al dispositivo no es la tensión de la fase

en falla, sino una tensión que por lo menos contiene la tensión de una fase no afectada por la falla.

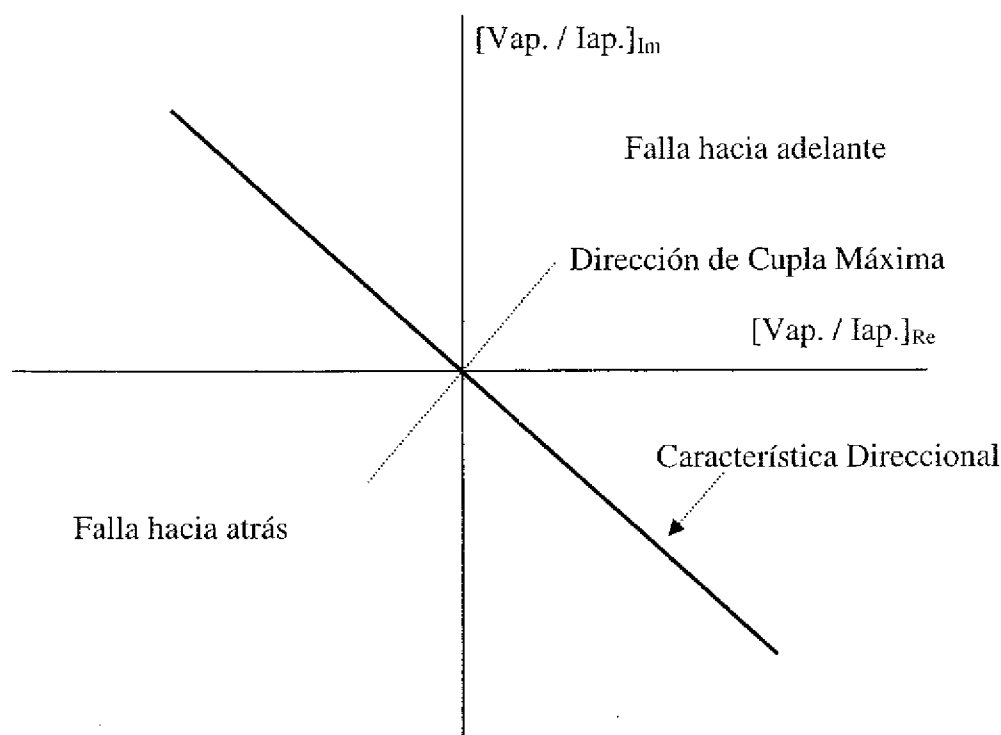


**Fig. 3-22: Característica Direccional en el plano complejo de V_{ap} / I_{ap}
(Tensión Aplicada sobre Corriente Aplicada)**

3.10.2.2. Relés Direccionales de Fase

Aunque existen Relés Direccionales polifásicos, de modo que un solo dispositivo otorga direccionalidad a todos los Relés de Sobrecorriente de Fase, es más usual utilizar varios dispositivos direccionales que actúan en forma independiente. Por ejemplo, tres unidades direccionales controlando a cada uno de los Relés de Sobrecorriente de Fase y una unidad direccional para el control del Relé de Sobrecorriente de Tierra.

Ya explicamos que cada Relé Direccional lleva a cabo su función comparando el ángulo de fase entre una tensión y una corriente con ángulos de referencia dados por la característica.

El asunto consiste en seleccionar adecuadamente la tensión y la corriente a aplicar a cada Relé Direccional de Fase, así como el "ángulo de máxima sensibilidad" del dispositivo.

La selección de la corriente a aplicar es bastante sencilla. Por ejemplo, para el relé direccional que controla al Relé de Sobrecorriente de la fase "R", se selecciona o bien la corriente I_R o bien la corriente compuesta ($I_R - I_S$).

La selección de la tensión a aplicar ofrece más variantes. Veamos en la Tabla 3-1 las distintas combinaciones de tensión y corriente a aplicar en cada una de las formas denominadas de "polarización", para el caso del relé direccional que controla al Relé de Sobrecorriente de la fase "R" (para las otras fases solamente hay que hacer un cambio cíclico de los subíndices):

	Corriente aplicada	Tensión aplicada	Denominación
(1)	I_R	$V_S - V_T$	Cuadratura
(2)	$I_R - I_S$	$V_R - V_T$	60° (a)
(3)	I_R	$-V_T$	60° (b)
(4)	I_R	$V_R - V_S$	+30°
(5)	I_R	$V_R - V_T$	- 30°

Tabla 3-1: Tipos de polarización de los relés direccionales

Para cada una de estas combinaciones hay un "ángulo de máxima sensibilidad", o lo que es lo mismo una característica direccional del dispositivo que resulta el ideal para una más clara y confiable diferenciación entre fallas hacia adelante y fallas hacia atrás.

En la literatura clásica, el problema de la determinación del "ángulo de máxima sensibilidad" suele ser explicado de una manera simplificada, que expondremos aquí, pero sobre la cual haremos algunos comentarios para tratar de aclarar algunas deficiencias de la misma. La idea parte del conocimiento del ángulo de fase aproximado que existirá entre la tensión y la corriente de una fase, cuando se produce una falla en esa fase. Por ejemplo, cuando se produce una falla en la fase "R" el ángulo entre V_R e I_R puede ser de alrededor de 60°. Si se supone en forma simplificada que se mantiene la simetría de todas las tensiones durante la falla, se pueden resolver los casos de polarización (1) a (5).

Consideremos por ejemplo el caso (1), si el dispositivo debe tener máxima sensibilidad cuando entre V_R e I_R hay 60° (esto lo denominamos "ángulo de falla") en atraso, entonces la máxima sensibilidad debe corresponder a un ángulo de 30° entre $(V_S - V_T)$ e I_R en adelante (Fig. 3-23). Si en cambio se supone que cuando se produce una falla en la fase "R" el ángulo entre V_R e I_R puede ser de alrededor de 45°, entonces la máxima sensibilidad debe corresponder a un ángulo de 45° entre $(V_S - V_T)$ e I_R en adelante (Fig. 3-24).

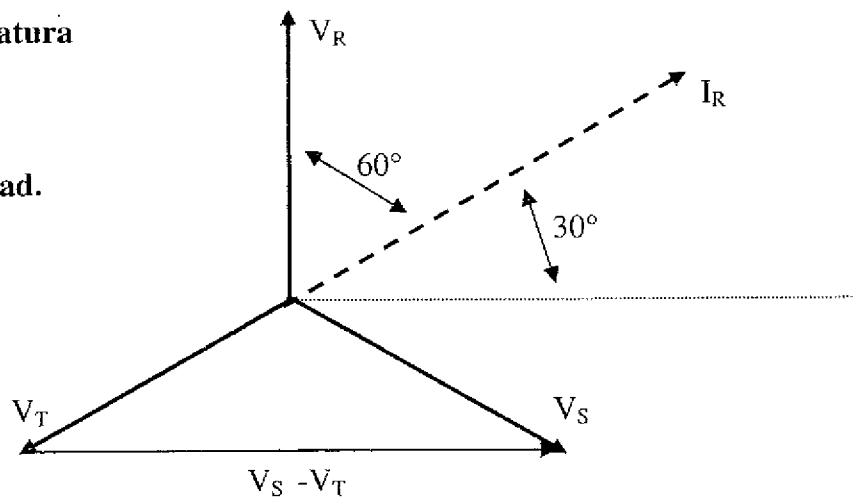
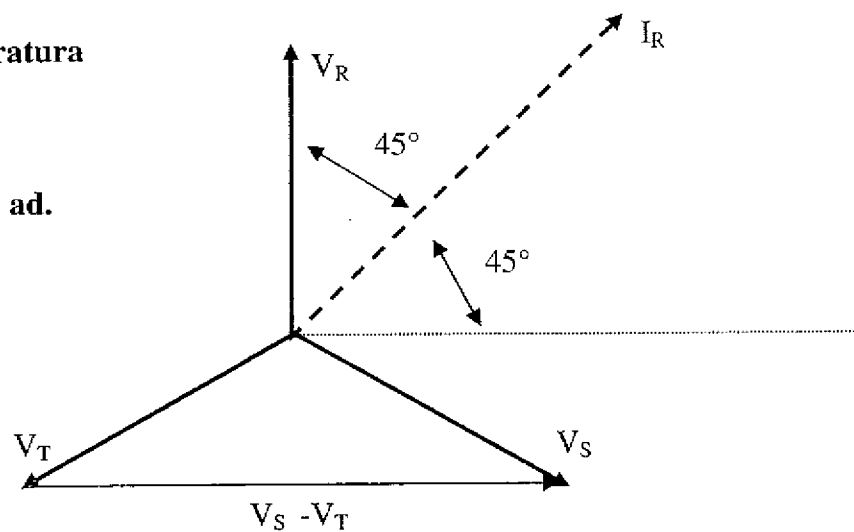
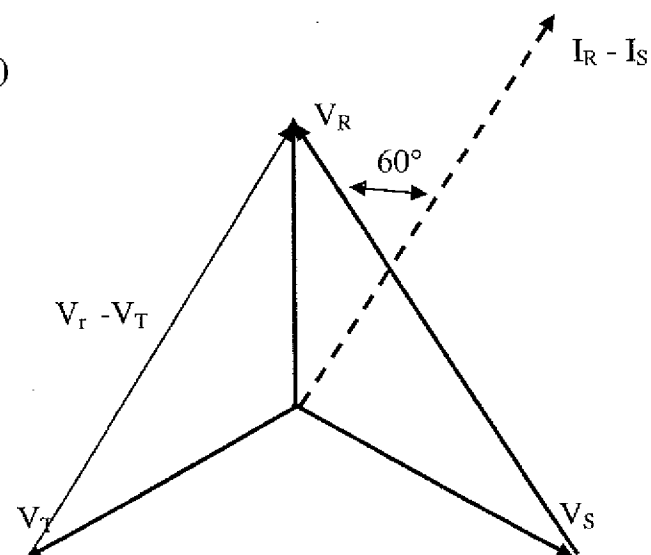
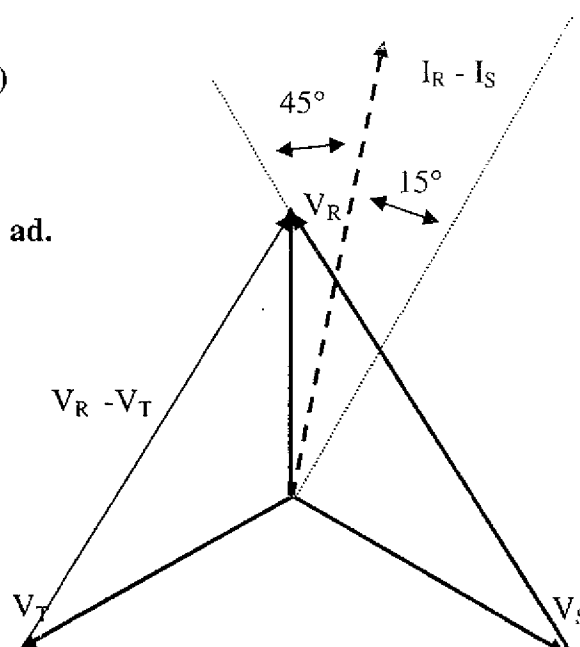
Fig. 3-23: Polarización Cuadratura**Ángulo de falla: 60°** **Ángulo de Máx. Sens.: 30° en ad.****Fig. 3-24: Polarización Cuadratura****Ángulo de falla: 45°** **Ángulo de Máx. Sens.: 45° en ad.****Fig. 3-25: Polarización 60° (a)****Ángulo de falla: 60°** **Ángulo de Máx. Sens.: 0°** 

Fig. 3-26: Polarización 60° (a)

Ángulo de falla: 45°

Ángulo de Máx. Sens.: 15° en ad.



Veamos ahora el caso (2). Si el dispositivo debe tener máxima sensibilidad cuando entre $(V_R - V_S)$ e $(I_R - I_S)$ hay 60° en atraso, entonces la máxima sensibilidad debe corresponder a un ángulo de 0° entre $(V_R - V_T)$ e $(I_R - I_S)$ (Fig. 3-25). Si en cambio se supone que cuando se produce una falla en la fase "R" el ángulo entre $(V_R - V_S)$ e $(I_R - I_S)$ puede ser de alrededor de 45°, entonces la máxima sensibilidad debe corresponder a un ángulo de 15° entre $(V_R - V_T)$ e $(I_R - I_S)$ en adelanto (Fig. 3-26).

De la misma forma se obtiene el ángulo de máxima sensibilidad para los restantes casos. Las Tablas 3-2 y 3-3 muestran los resultados para ángulos de falla de 60° y 45°.

	Corriente aplicada	Tensión aplicada	Ángulo de máxima sensibilidad
(1)	I_R	$V_S - V_T$	30° en adelanto
(2)	$I_R - I_S$	$V_R - V_T$	0°
(3)	I_R	$-V_T$	0°
(4)	I_R	$V_R - V_S$	90° en atraso
(5)	I_R	$V_R - V_T$	30° en atraso

Tabla 3-2: Ángulos de máxima sensibilidad para distintos tipos de polarización.
Ángulo de falla 60°

	Corriente aplicada	Tensión aplicada	Ángulo de máxima sensibilidad
(1)	I_R	$V_S - V_T$	45° en adelante
(2)	$I_R - I_S$	$V_R - V_T$	15° en adelante
(3)	I_R	$-V_T$	15° en adelante
(4)	I_R	$V_R - V_S$	75° en atraso
(5)	I_R	$V_R - V_T$	15° en atraso

Tabla 3-3: Ángulos de máxima sensibilidad para distintos tipos de polarización. Ángulo de falla 45°

Aunque el análisis simplificado descrito permite soluciones eficaces en la mayor parte de los casos, es conveniente tener en cuenta sus errores, dado que en algunas aplicaciones especiales, como por ejemplo fallas vistas a través de transformadores de potencia estrella / triángulo, pueden aparecer errores de direccionalidad que deben ser adecuadamente considerados.

En primer lugar, debemos analizar con cierta profundidad lo que hemos denominado "ángulo de falla". Ese ángulo es el que podríamos esperar que se produzca entre la tensión y la corriente de la fase o fases afectadas por una falla y, como hemos visto, tiene directa incidencia en la elección del correcto ángulo de máxima sensibilidad en función del tipo de polarización seleccionada.

Si suponemos que la corriente de carga es nula y que la resistencia de falla es cero, la impedancia intercalada entre el relé y la falla tiene un ángulo que coincide con el ángulo entre la tensión y la corriente de la fase o fases afectadas por la falla, en el punto de ubicación del relé. Pero el concepto de impedancia de una línea no es sencillo, ya que está dado por las interacciones electromagnéticas de las tres fases, como se puede ver en los puntos 4.8.1 y 4.8.2 del Capítulo 4. La aplicación de ese concepto se simplifica mediante el Método de Componentes Simétricas o Transformación de Fortescue, también desarrollado en el Capítulo 4.

En definitiva, considerando aquí solamente fallas bifásicas sin contacto a tierra y fallas monofásicas a tierra, se puede demostrar que la impedancia de secuencia positiva intercalada entre el relé y una falla, cuando la resistencia de falla es nula está dada por lo siguiente:

Falla bifásica entre fases "R" y "S"

$$xZ_{L1} = (V_R - V_S) / (I_R - I_S)$$

Falla monofásica entre fase "R" y Tierra

$$xZ_{L1} = V_R / (I_R + k_0 I_0)$$

Con:

x : Distancia hasta la falla

Z_{L1} : Impedancia de secuencia positiva unitaria de la línea

$$k_0 = (Z_{L0} - Z_{L1}) / Z_{L1}$$

Z_{L0} : Impedancia de secuencia cero unitaria de la línea

I_0 : Corriente de secuencia cero

Obsérvese entonces que el ángulo entre V_R e I_R no es representativo realmente del ángulo de impedancia de la línea, es decir, del verdadero ángulo de falla en caso de resistencia de falla cero, en caso de fallas bifásicas o monofásicas. Puede demostrarse que solamente es representativo en caso de fallas trifásicas simétricas.

El ángulo entre V_R e I_R se asemeja bastante al ángulo de impedancia de secuencia positiva de la línea en caso de fallas monofásicas, cuando los ángulos de las impedancias de secuencia positiva y de impedancia de secuencia cero son similares, siempre a condición de resistencia de falla nula.

Pero el ángulo entre V_R e I_R puede diferir bastante del ángulo de impedancia de secuencia positiva de la línea en caso de fallas bifásicas. El apartamiento es del orden de 30° cuando la resistencia de falla y la corriente de carga son despreciables.

En segundo lugar, recordemos que el análisis simplificado se hace en base a la suposición que la simetría de la estrella de tensiones se mantiene durante las fallas, aunque la falla no fuese trifásica simétrica. Eso se aparta tanto más de la realidad cuanto menor sea la distancia entre el relé y la falla y cuanto mayor sea la corriente de falla.

A los errores descriptos se suma el error de ángulo que produce la resistencia de falla, en tanto la misma se adiciona fasorialmente a la impedancia de secuencia positiva intercalada.

Frente a todos esos errores, es dable preguntarse porqué el análisis simplificado descrito permite soluciones eficaces en la mayor parte de los casos. Esto se debe a que entre el ángulo de máxima sensibilidad de un relé direccional y el límite de su característica hay un margen teórico de $\pm 90^\circ$, de modo que los errores en los casos más usuales no implican un cambio drástico entre el semiplano que representa fallas en un sentido y el semiplano que representa fallas en el sentido inverso.

No obstante, es recomendable un estudio más riguroso en caso de aplicaciones especiales, tales como fallas que deben ser vistas a través de transformadores de potencia, fallas altamente resistivas, etc., teniendo en cuenta además que los límites teóricos dados por las características direccionales se ven reducidos por una

sensibilidad decreciente o errores de dispositivo crecientes, en la medida el ángulo medido se acerca a dichos límites.

En el Capítulo 4 se exponen los fundamentos rigurosos de tal tipo de estudio. Con las simulaciones que se pueden realizar mediante los actuales programas computacionales, es posible aplicar con cierta facilidad tales fundamentos a los estudios de cada caso particular, pero es por supuesto necesario conocer el principio de funcionamiento del relé que se emplea. En el caso de los antiguos relés de tecnología electromagnética y en los relés de tecnología electrónica analógica los principios de funcionamiento son bastante simples y pueden extraerse con facilidad de los respectivos manuales. Con los dispositivos digitales, puede haber mayor grado de incertidumbre, debido a la mayor diversidad de principios que se pueden aplicar y, en muchos casos, a la menor transparencia de los manuales.

3.10.2.3. Relés Direccionales de Tierra

Tal como su nombre lo indica, los Relés Direccionales de Tierra son específicos para fallas con contacto a tierra y se asocian a los Relés de Sobrecorriente de Tierra.

Su funcionamiento en general se basa en la comparación angular entre el ángulo del cociente de la tensión de secuencia cero y la corriente de secuencia cero en el punto de ubicación del relé, y los ángulos determinados por la característica adoptada para el dispositivo.

El ángulo entre esas dos magnitudes que se presentará durante una falla es perfectamente previsible, ya que para fallas hacia adelante del relé corresponde al de la impedancia de secuencia cero de fuente (impedancia Thévenin equivalente de secuencia cero hacia atrás) y para fallas hacia atrás corresponde al de la impedancia Thévenin equivalente de secuencia cero hacia adelante (Fig. 3-27). Es decir, se independiza de la corriente de carga, de la resistencia de falla y de la asimetría.

La corriente de secuencia cero se obtiene fácilmente por medio de la conexión residual de los Transformadores de Corriente. La tensión de secuencia cero se obtiene por medio de secundarios de los Transformadores de Tensión, conectados en triángulo abierto. En los relés digitales, esas magnitudes pueden obtenerse por cálculo.

La comparación direccional utilizando tensión y corriente de secuencia cero puede no ser eficaz, cuando en el punto de ubicación del relé hay un transformador de potencia con arrollamiento en triángulo de gran potencia (ver Fig. 3-28). En esas condiciones, la tensión de secuencia cero durante una falla puede reducirse de tal modo que el relé resulte insensible. En tales casos es posible recurrir a la comparación direccional entre la corriente de secuencia cero y la corriente hacia tierra del neutro del arrollamiento estrella del transformador. Si el transformador en cuestión está fuera de servicio en ciertas oportunidades, es indispensable una comparación mixta

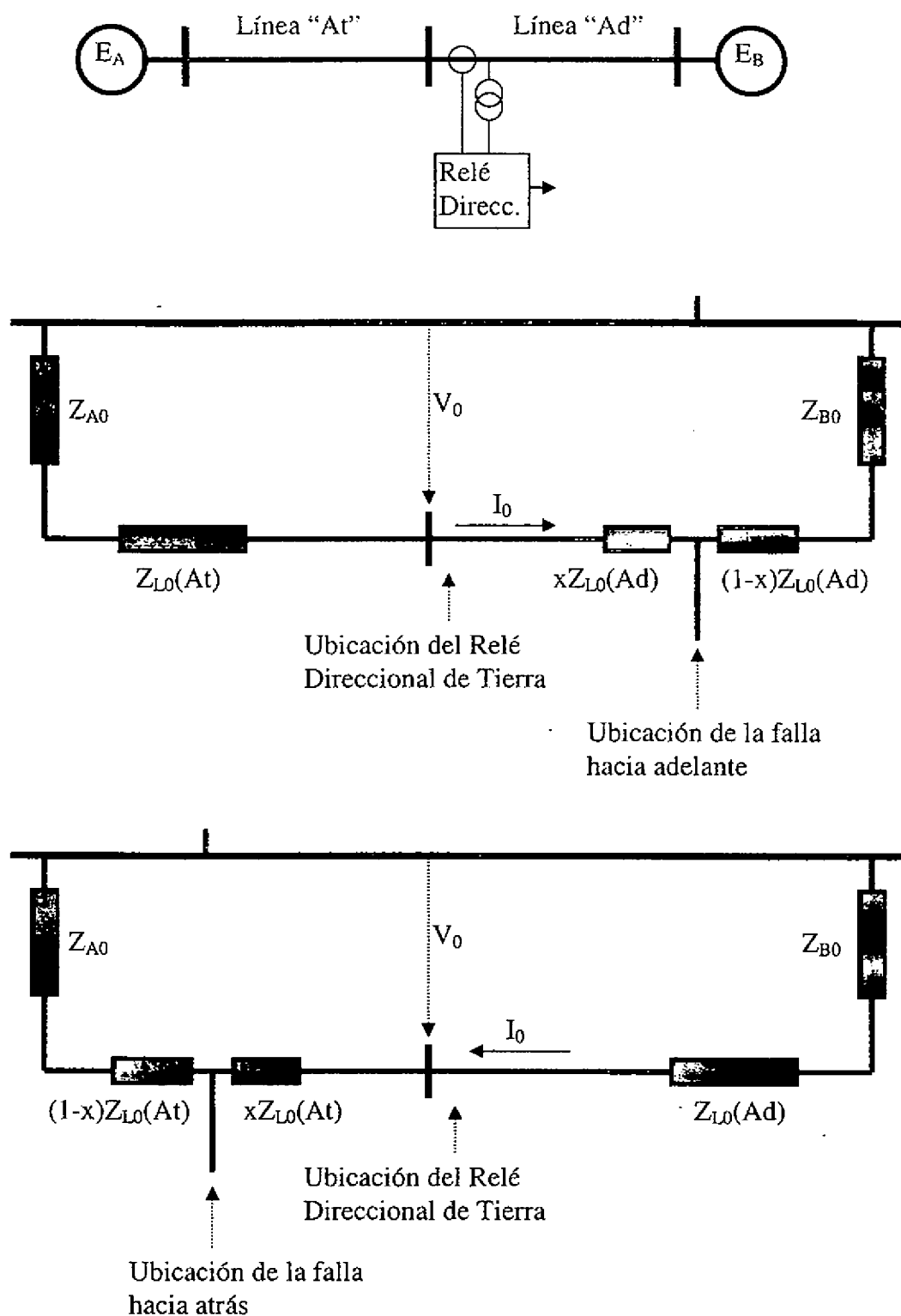


Fig. 3-27: Red de Secuencia Cero para fallas a tierra hacia adelante y hacia atrás en las que se observa la inversión relativa de la corriente

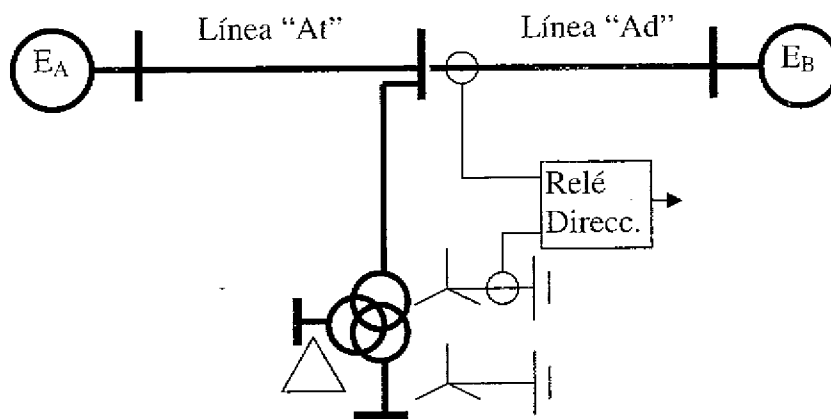


Fig. 3-28: Forma alternativa de comparación direccional utilizando la corriente de Secuencia Cero de la línea y la corriente por la conexión del neutro del transformador

3.10.2.4. Relés Direccionales Polifásicos

Aunque en el caso de los relés de tecnología electromecánica y de tecnología electrónica analógica se han preferido tradicionalmente dispositivos separados para cada una de las fases y tierra, existen también Relés Direccionales Polifásicos. Es decir, dispositivos alimentados por las tres corrientes y las tres tensiones, capaces de determinar la dirección de la falla por medio de una comparación polifásica. Podemos imaginar tres relés electromecánicos de inducción, cuyos ejes están unidos, de modo que la cupla resultante es la suma de las tres cuplas separadas.

Aunque es posible analizar la respuesta direccional de tales dispositivos, el análisis es más complejo que en el caso de dispositivos separados.

3.10.2.5. Relés Direccionales de Secuencia Negativa

Los Relés Direccionales de Secuencia Negativa pueden considerarse como un caso particular de Relé Direccional Polifásico. Desde un punto de vista práctico, solamente se pueden realizar, sin complicaciones de filtros analógicos de secuencia negativa, mediante dispositivos digitales, que obtienen la tensión y la corriente de esa secuencia por medio de cálculo.

Esta forma de obtener direccionalidad es sencilla y eficaz, comparable y con ventajas adicionales a la direccionalidad mediante magnitudes de secuencia cero.

En efecto, no solamente se independiza de la corriente de carga, de la resistencia de falla y de la asimetría, sino también que es aplicable en caso de fallas entre fases. Por otra parte, la sensibilidad no es afectada por los transformadores de potencia ubicados en el punto en que está el relé.

Las Figuras 3-29 y 3-30 representan las redes de secuencia conectadas respectivamente para fallas monofásicas a tierra y fallas bifásicas sin contacto a tierra.

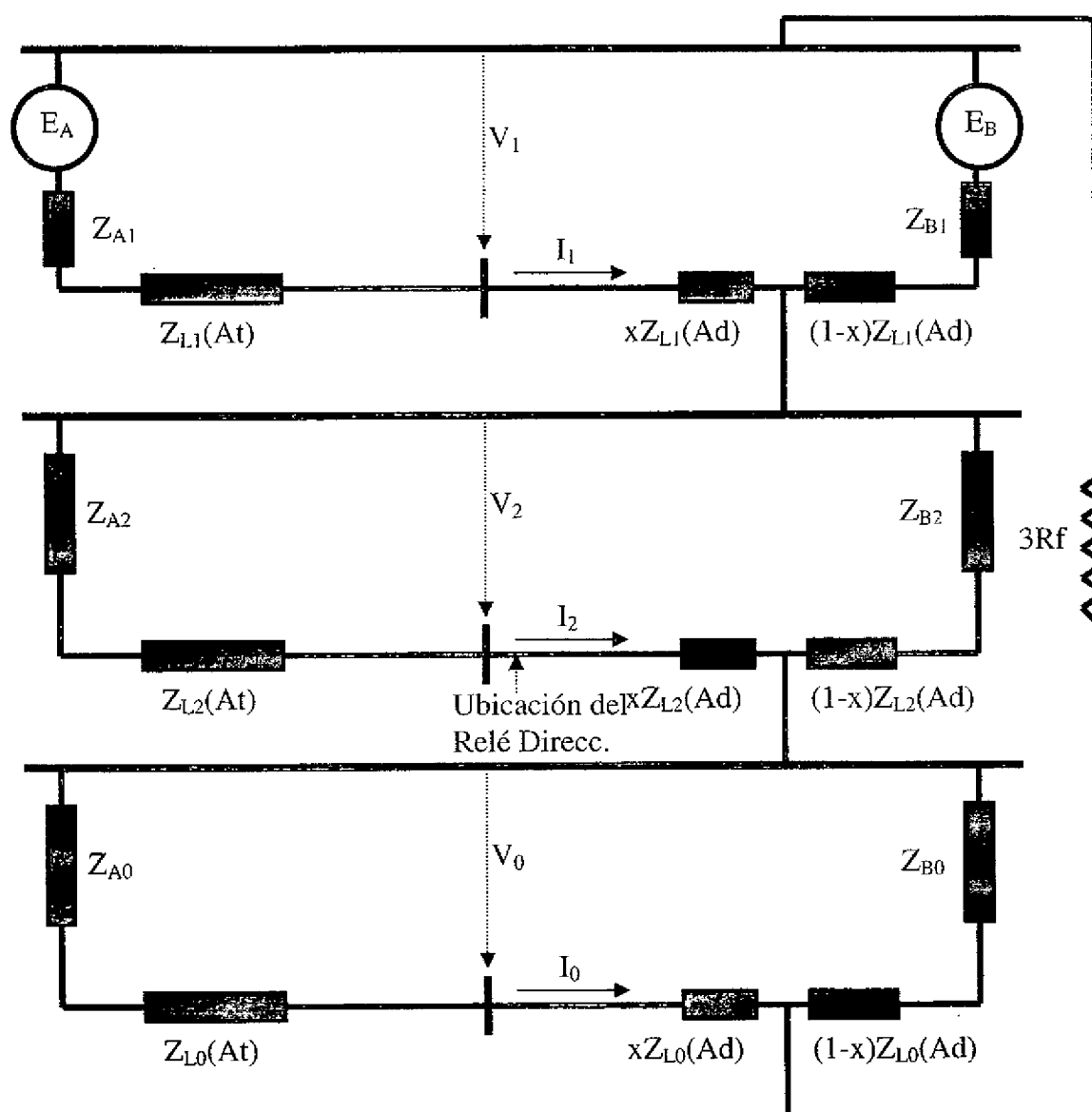


Fig. 3-29: Redes de secuencia conectadas para estudio de fallas monofásicas

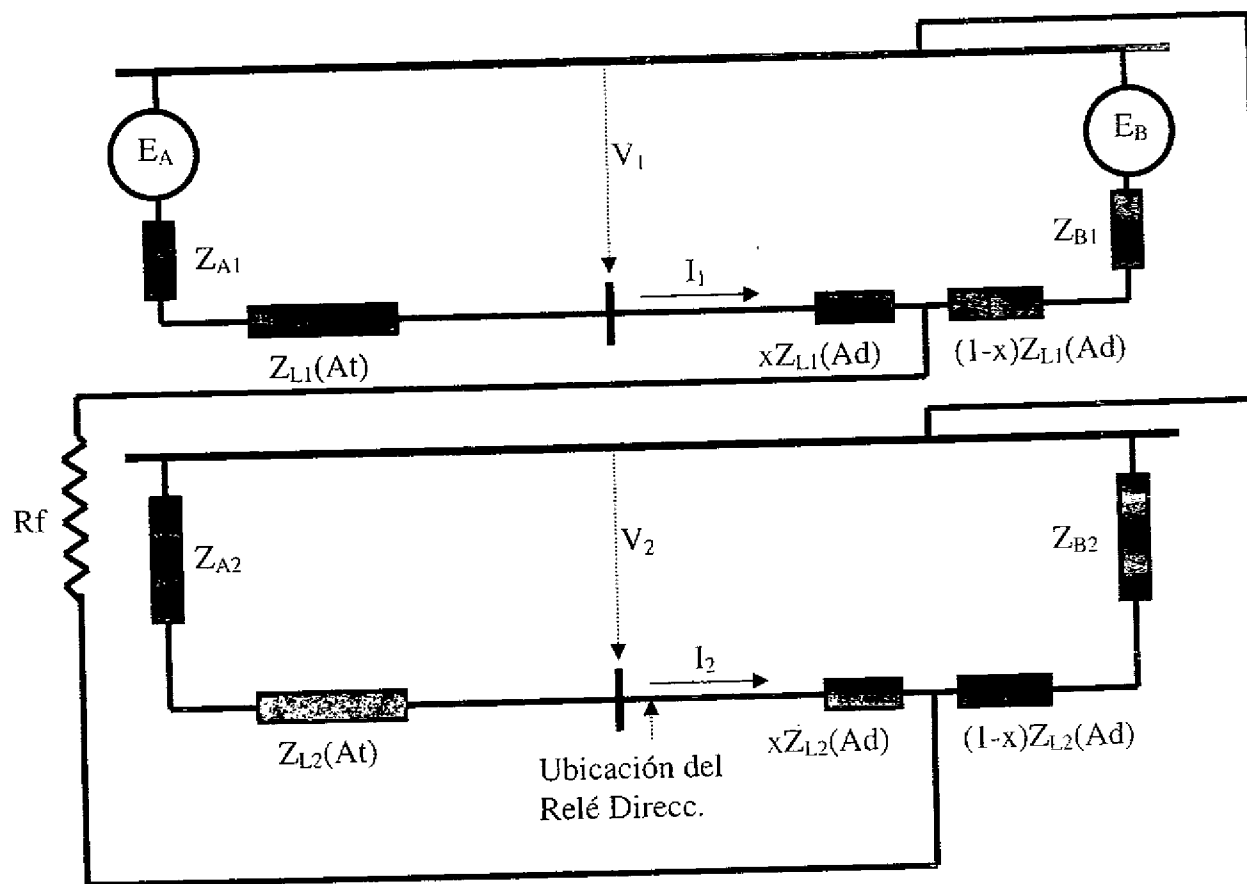


Fig. 3-30: Redes de secuencia conectadas para estudio de fallas entre dos fases

El ángulo entre la tensión de secuencia negativa y la corriente de la misma secuencia determina la dirección de la falla en ambos casos.

Recordemos que:

$$V_2 = (V_R + a^2 V_S + a V_T) / 3$$

$$I_2 = (I_R + a^2 I_S + a I_T) / 3$$

De modo que el ángulo de la relación

$$V_2 / I_2 = (V_R + a^2 V_S + a V_T) / (I_R + a^2 I_S + a I_T)$$

permanece invariable cualquiera sea o sean las fases afectadas e invierte el sentido según la falla esté adelante o detrás del relé.

3.10.2.6. Soluciones tecnológicas de los relés direccionales

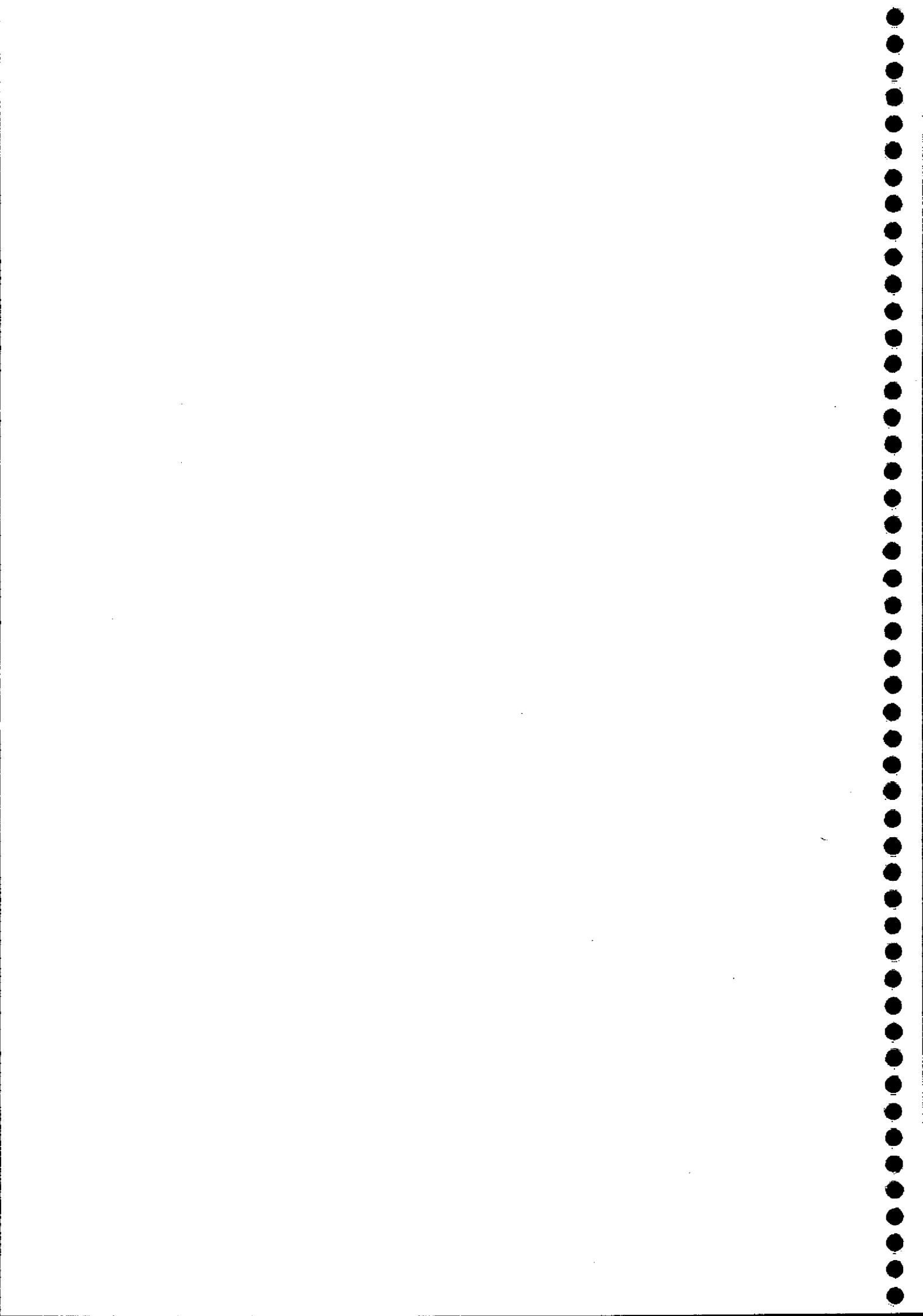
Los relés direccionales son básicamente comparadores de fase, o mejor dicho comparadores de ángulo de fase. Aunque en el Capítulo 13 se describen las distintas soluciones tecnológicas para los comparadores de fase, es conveniente aquí exponer algunas particularidades de la aplicación a Relés Direccionales asociados a los Relés de Sobrecorriente.

En esta aplicación es usual que la característica del comparador sea en el plano de impedancia (tensión dividida por corriente aplicadas al dispositivo) una recta pasante por el origen. Puede coincidir con el eje de imaginario, en cuyo caso la característica se dice que es de $\pm 90^\circ$ y la máxima sensibilidad está a 0° , o puede ubicarse de cualquier otra manera, como por ejemplo a -30° del eje real, en cuyo caso la máxima sensibilidad está a $+60^\circ$ de dicho eje.

Si denominamos "característica intrínseca de un comparador de fase" a la que resulta de comparar directamente las magnitudes de entrada, en los antiguos relés de inducción se distinguen dos tipos; uno de ellos es el de disco de inducción, con característica coincidente con el eje imaginario (cupla máxima a 0°), otro es el de copa de inducción, con característica a -60° respecto al eje real y cupla máxima a 30° . Para obtener máxima sensibilidad a ángulos distintos a los que corresponden a las respectivas características intrínsecas, se procede entonces a desfazar adecuadamente la señal de tensión de entrada.

En general, los comparadores de fase de tipo electrónico analógico tienen una característica de $\pm 90^\circ$, por lo que para obtener otros ángulos hay que también desfazar adecuadamente la señal de tensión de entrada.

En el caso de los dispositivos digitales, tanto las características como la comparación de fase se realizan en forma numérica, de modo que la flexibilidad para modificar la respuesta es muy grande, teniendo en cuenta que es un problema de software.



CAPÍTULO 4

PROTECCIÓN DE DISTANCIA APLICADA A LÍNEAS FUNDAMENTOS

4.1. Aspectos generales

Hemos visto que con el uso de una sola magnitud eléctrica no es posible lograr una protección selectiva, si no es a costa de la temporización. Puesto que esa temporización produce en muchos casos tiempos de accionamientos inadmisibles, sea por los daños que se ocasionan en el lugar de falla, sea por la posibilidad de pérdida de estabilidad del sistema de potencia, es necesario pensar en protecciones en las que la selectividad se logre sin recurrir a retardos.

Una de las soluciones en ese sentido está constituida por la denominada Protección de Distancia o Protección Distanciométrica, cuyo principio básico consiste en la determinación de la impedancia intercalada entre el relé y la falla, y su comparación con una impedancia de referencia, representativa de la mayor impedancia que puede presentar una falla que se ubique en la zona de protección que tiene asignada el relé en cuestión.

A modo de idea elemental, veremos a continuación un ejemplo muy sencillo, con la clara advertencia que la solución real es notoriamente más compleja. Consideremos el sistema representado en la Fig. 4-1; se trata de dos líneas en serie y se supone que se producen fallas trifásicas simétricas sólidas, es decir, sin resistencia.

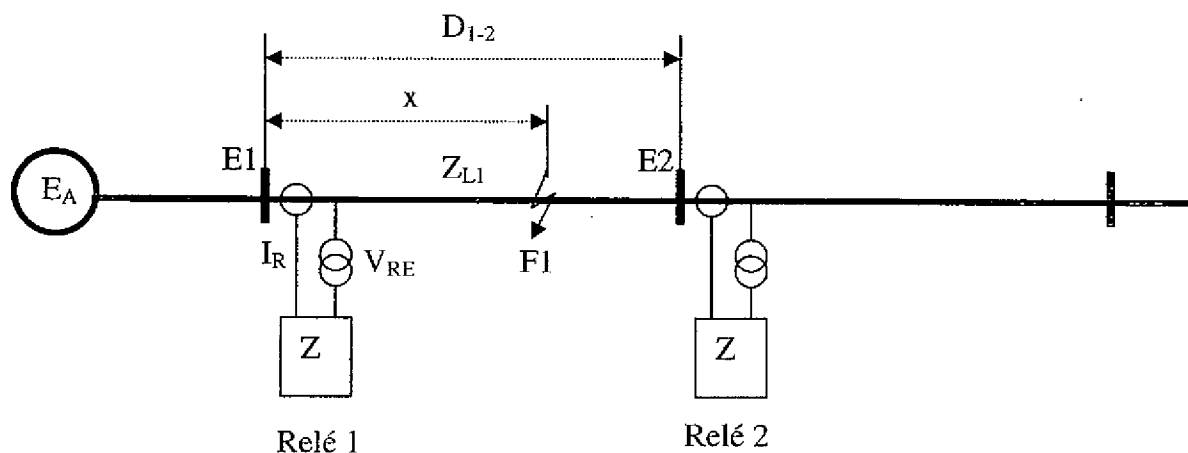


Fig. 4-1: Principio elemental de la Protección de Distancia

La impedancia de secuencia positiva por unidad de longitud de las líneas es Z_{L1} . En las Estaciones **E1** y **E2** hay conectados relés que son alimentados por corrientes y tensiones de la misma fase, tomadas en esos lugares.

Al relé de la **E1** se lo alimenta con la tensión V_{RE} y con la corriente I_R . Ese relé acciona si la relación entre los módulos de esas magnitudes eléctricas es la siguiente:

$$|V_{RE}| \leq |Z_k| \cdot |I_R| \quad (4-1)$$

Donde $|Z_k|$ es una constante real de diseño.

Si consideramos la falla **F1**,

$$\frac{|V_{RE}|}{|I_R|}$$

es el módulo de la impedancia de secuencia positiva intercalada entre la ubicación el relé y la falla, teniendo en cuenta que la condición de falla trifásica hace que las tensiones y corrientes de secuencia negativa y cero sean nulas. Es decir:

$$x \cdot |Z_{L1}| \quad (4-2)$$

Es claro entonces que el relé 1 accionará si:

$$x \cdot |Z_{L1}| \leq |Z_k| \quad (4-3)$$

Lo que es lo mismo que:

$$x \leq \frac{|Z_k|}{|Z_{L1}|} \quad (4-4)$$

Si se elige la constante de diseño de modo que sea igual a la distancia D_{1-2} , el relé accionará toda vez que una falla se ubique entre las estaciones **E1** y **E2**. Toda falla ubicada más allá de **E2** no producirá el accionamiento de ese relé.

El mismo criterio de regulación puede aplicarse al relé 2 y a todos los demás relés del sistema.

Obsérvese por otra parte que la comparación:

$$|V_{RE}| \leq |Z_k| \cdot |I_R|$$

es una comparación de amplitudes de tensión y corriente a través de la constante de diseño. En el plano de impedancias, que definimos como el plano de componentes real e imaginaria del cociente complejo de tensión y corriente aplicadas al relé, puede entonces graficarse el límite de comparación (Fig. 4-2). La constante de diseño, que en este modelo elemental es real, es el radio de la circunferencia, cuya parte interna constituye el área de accionamiento del comparador de amplitudes.

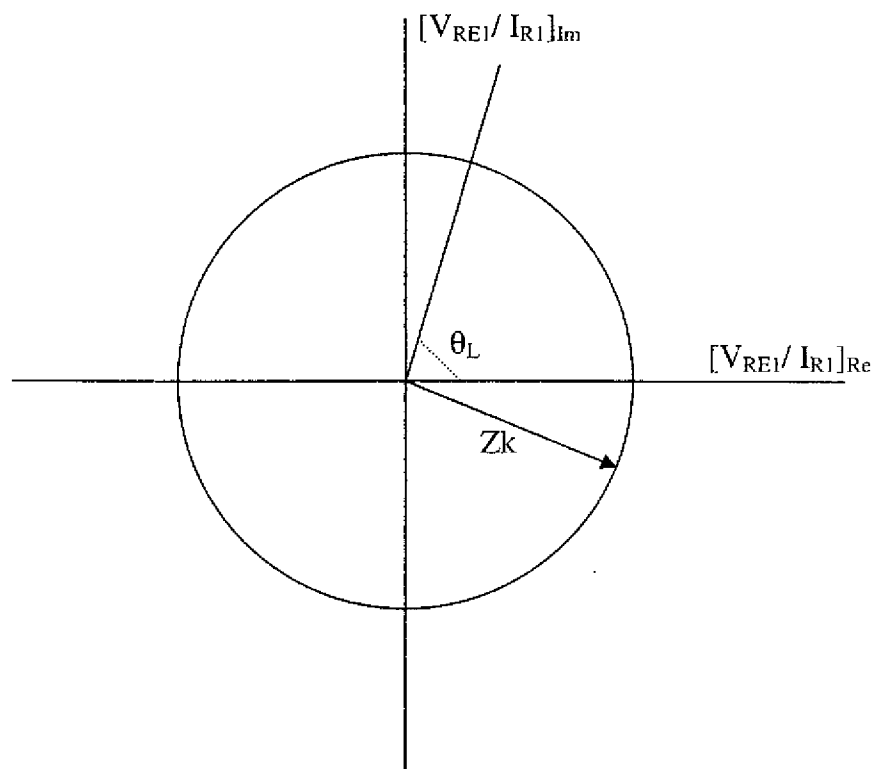


Fig. 4-2: Límite de comparación de amplitudes de V_{RE1} e I_{R1}

En ese gráfico, la recta con ángulo θ_L determina todas las relaciones complejas de tensión y corriente que se le pueden presentar al relé para todas las fallas sólidas (sin resistencia) en las líneas, en un sistema radial de impedancias homogéneas. Es claro que θ_L es el argumento de Z_{L1} .

Lo expuesto hasta aquí podría inducir a pensar que la Protección de Distancia se realiza mediante dispositivos sencillos y que los problemas de regulación son fácilmente resolubles. Se debe recordar, sin embargo, que solamente hemos analizado hasta este momento el caso de fallas trifásicas simétricas sin resistencia de falla, producidas en un sistema radial.

Véase por ejemplo que aún con el resto de las condiciones mantenidas, si la falla fuese alimentada desde ambos extremos el relé no sería efectivo, ya que "vería" también fallas hacia atrás de su zona de protección, por no poseer una característica de funcionamiento direccional.

En lo que sigue, se verán las formas de solucionar este último y otros problemas, tales como la influencia de la resistencia de falla, la forma de medir fallas que no

sean trifásicas, etc. Veremos que esas soluciones redundan en la necesidad de diseñar relés notoriamente más complejos que el presentado en el ejemplo desarrollado.

4.2. Resistencia de Falla y Área de Falla en el Plano de Impedancias

Hemos visto que cuando se produce una falla trifásica sólida, es decir sin contacto directo entre conductores, la relación compleja de la tensión y la corriente, que en este caso serán magnitudes de secuencia positiva, es igual a la impedancia de secuencia positiva intercalada entre el lugar de medición (ubicación del relé) y el lugar de la falla. De este modo, un gráfico que represente en el plano complejo de relaciones tensión-corriente todas las posibles ubicaciones de falla en la línea considerada, estará constituido por un segmento, cuya longitud es igual al módulo de la impedancia de secuencia positiva total de la línea y cuyo ángulo respecto al eje real es igual al argumento de dicha impedancia.

Si la falla no es sólida, es decir si entre los conductores no hay intercalada una resistencia, y si la falla la seguimos considerando alimentada desde un solo extremo, la impedancia "vista" por el relé será igual a la impedancia de secuencia positiva de la línea más la resistencia de falla.

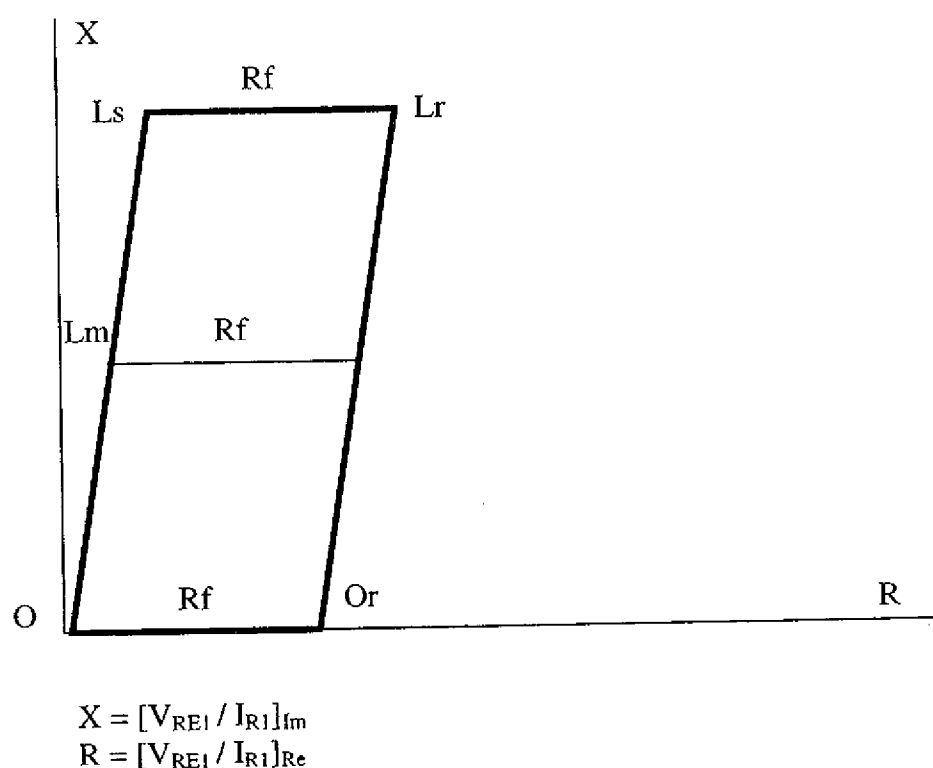


Fig. 4-3: Área de fallas en el plano de Impedancia Aparente

En la Fig.4-3 el segmento **O-Ls** grafica todas las posible fallas sólidas trifásicas que se pueden presentar en la línea. Por ejemplo, una falla en la mitad de la línea estará representada por el punto **Lm**. Si la máxima resistencia de falla que se puede esperar para cualquier ubicación de la misma es igual al segmento **Rf**, el "lugar de fallas" de la línea en cuestión será el área del paralelogramo **O-Ls-Lr-Or**. Todos esos puntos representan distintas combinaciones de ubicación de la falla y resistencias de falla, desde resistencia cero hasta el máximo posible valor de la misma.

4.2.1. Resistencia de Falla

Aunque hasta ahora se ha desarrollado el caso de fallas trifásicas, aquí extenderemos el análisis de la resistencia de falla al caso de fallas a tierra, para poder más adelante, cuando se vean casos de otros tipos de falla distintos a los trifásicos, contar con toda la información necesaria.

En el caso más general, la resistencia de falla **Rf** tiene dos componentes:

- a) Resistencia de Arco Eléctrico **Ra**
- b) Resistencia de Puesta a Tierra **Rt**

Es decir:

$$R_f = R_a + R_t \quad (4-5)$$

4.2.2. Resistencia de arco

A. R. van Warrington desarrolló en forma experimental una fórmula, mediante la cual se puede determinar la resistencia del arco eléctrico:

$$R_a = \frac{8750 \cdot L}{I^{1,4}} \quad (4-6)$$

Donde **L** es la distancia entre conductores medida en pies e **I** es la corriente de falla en amperes. Se considera el aire en reposo, por lo que **L** es la longitud del arco.

Cuando hay viento la longitud del arco se incrementa (Fig.4-4), en particular si el viento es cruzado. En ese caso la fórmula que se debe aplicar es:

$$R_a = \frac{8750 \cdot (L + 3vt)}{I^{1,4}} \quad (4-7)$$

Donde V es la velocidad del viento en millas por hora y t es el tiempo transcurrido luego del cebado del arco.

Esta fórmula tiene en cuenta no solamente el elongamiento del arco, sino también cierta desionización del aire por efecto refrigerante del viento.

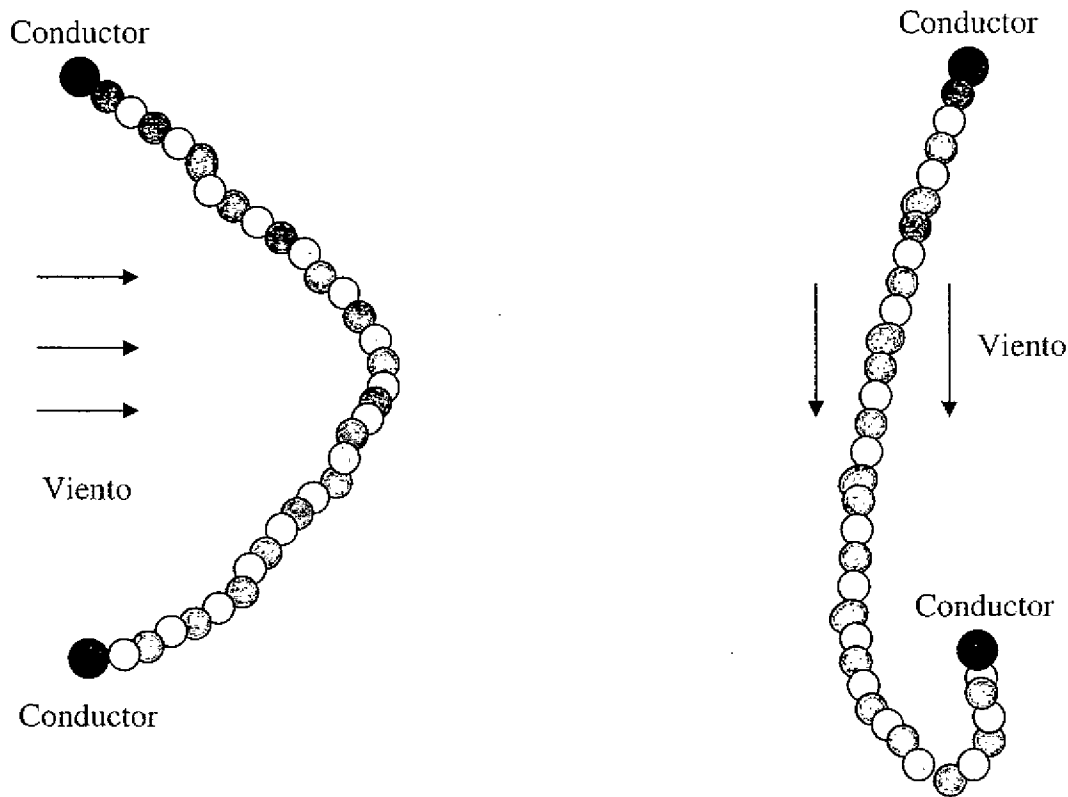


Fig. 4-4: Efecto del viento sobre el arco eléctrico

4.2.3. Resistencia de Puesta a Tierra

Cuando se trata de fallas con contacto a tierra, la resistencia de falla involucra también a la resistencia de puesta a tierra del punto de la estructura soporte de la línea que está involucrado en el cortocircuito. En el caso que no exista hilo de guardia, o que exista y esté aislado de la estructura, la resistencia de puesta a tierra corresponde a la del poste o torre donde ocurre la falla. Cuando los hilos de guardia están conectados a las estructuras en todos los soportes de la línea, el efecto es de puesta en paralelo de todas las resistencias de puesta a tierra en todos los piquetes, de modo que la resistencia total es despreciable frente a la resistencia de arco.

Cuando el conductor de una fase ocasionalmente se corta y cae a tierra, la resistencia de contacto puede adquirir valores extremadamente altos, dependiendo de la geología del lugar y del grado de humedad del suelo.

El conjunto Resistencia de Arco más Resistencia de Puesta a Tierra puede adquirir su valor más crítico, desde el punto de vista de sus efectos negativos sobre las protecciones, cuando se descarga un arco a tierra desde la línea por efecto de un

incendio bajo la misma. Eso se debe a la gran longitud del arco y al hecho que no quedan involucradas las puestas a tierra de las estructuras.

4.3. Componente Reactiva Aparente de la Resistencia de Falla

Consideremos la Fig.4-5. Se trata de una línea con generación desde ambos extremos y se supone una falla trifásica simétrica con resistencia de arco **Ra**. Si a un Relé de Distancia se le aplica la tensión de la fase R y la corriente de la misma fase, el cociente complejo de esas dos magnitudes que mide dicho relé será:

$$V_R / I_R = xZ_{L1} + (I_f / I_R) \cdot Ra = xZ_{L1} + k_f \cdot Ra \quad (4-8)$$

I_f es la suma fasorial de las corrientes aportadas a la falla desde ambos extremos. Dado que en general esas dos corrientes están desfasadas, el factor que afecta al valor de la resistencia de falla es complejo.

En primer lugar, observamos que el módulo de ese factor, que en adelante denominaremos **k_f**, es mayor que uno toda vez que la falla es alimentada desde ambos extremos. Es decir, se comporta como un factor de amplificación de la resistencia de falla, que es tanto mayor cuando mayor sea el aporte relativo desde el extremo remoto. Si hacia atrás del relé hay una gran impedancia intercalada, por ejemplo por haber una fuente "débil", y entre la falla y la fuente remota hay poca impedancia intercalada y una fuente "fuerte", entonces el factor puede tener un módulo varias veces superior a la unidad. Si la relación de esas impedancias se invierte, entonces ese factor podrá ser apenas superior a la unidad.

En segundo lugar, veamos que ese factor en general es complejo. En efecto, si hay corriente de carga activa por la línea previa a la producción de la falla, las FEM equivalentes de ambos extremos estarán desfasadas en un ángulo correspondiente al ángulo de transmisión. Inmediatamente luego que se produce la falla, las FEM equivalentes de ambos extremos no alcanzarán a cambiar su ángulo relativo y aportarán a la falla corrientes que no estarán en fase, aunque las impedancias de ambos lados tengan ángulos iguales. De ese modo, la corriente por la falla estará desfasada respecto a la corriente que circula por la ubicación del relé y por lo tanto el argumento del factor aplicado a la resistencia de falla es diferente de cero.

En esas condiciones, la resistencia de falla es "vista" desde el relé como teniendo un valor complejo, con el agravante que el relé la está midiendo en conjunto con la impedancia de secuencia positiva intercalada, sin poder separarlas o distinguirlas. Es decir, lo que mide el relé es una "impedancia aparente" que es la suma de ambos términos.

La resistencia de falla influye entonces en la medición, no solamente con un desplazamiento en el sentido del eje de resistencias, sino también con un posible desplazamiento en el sentido del eje de reactancias. El desplazamiento en el sentido del eje de reactancias puede ser negativo o positivo. Es negativo cuando la fuente de atrás del relé adelanta angularmente respecto a la fuente remota, lo que significa que la PPT (pretransferencia de potencia) es desde "espaldas" del relé hacia el extremo remoto. Es positivo en caso contrario.

El desplazamiento que el factor **kf** produce a la resistencia de falla en el sentido del eje de reactancias, se denomina "reactancia aparente de la resistencia de falla".

El factor **kf** tiene importancia en la identificación del lugar de falla en el plano de impedancias, ya que el resultado podrá variar notablemente del mostrado en el ejemplo de la Fig.4-3 , estableciéndose áreas como por ejemplo la mostrada en la Fig.4-6, que cubre todas las posibilidades de PPT y de aporte desde ambos extremos.

Aunque por simplicidad hemos visto el caso de una falla trifásica simétrica (que en la práctica es la que tiene menos probabilidad de involucrar una resistencia de falla importante), más adelante veremos que este concepto se extiende a todos los tipos de falla, dando lugar a "sobrealcances" o "subalcances" de los relés de distancia.

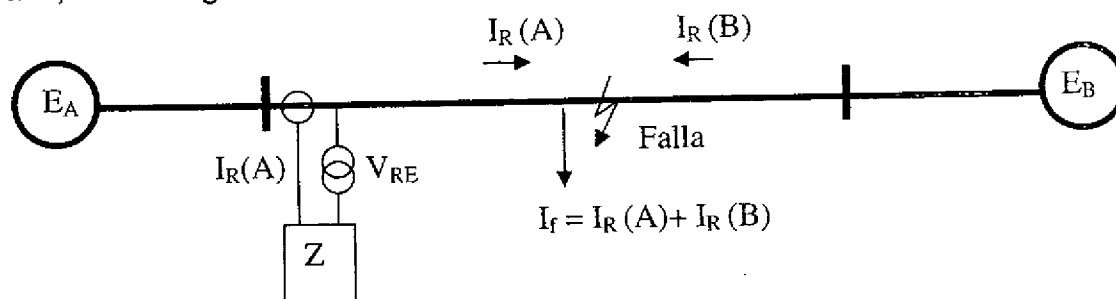


Fig. 4-5: Falla alimentada desde ambos extremos

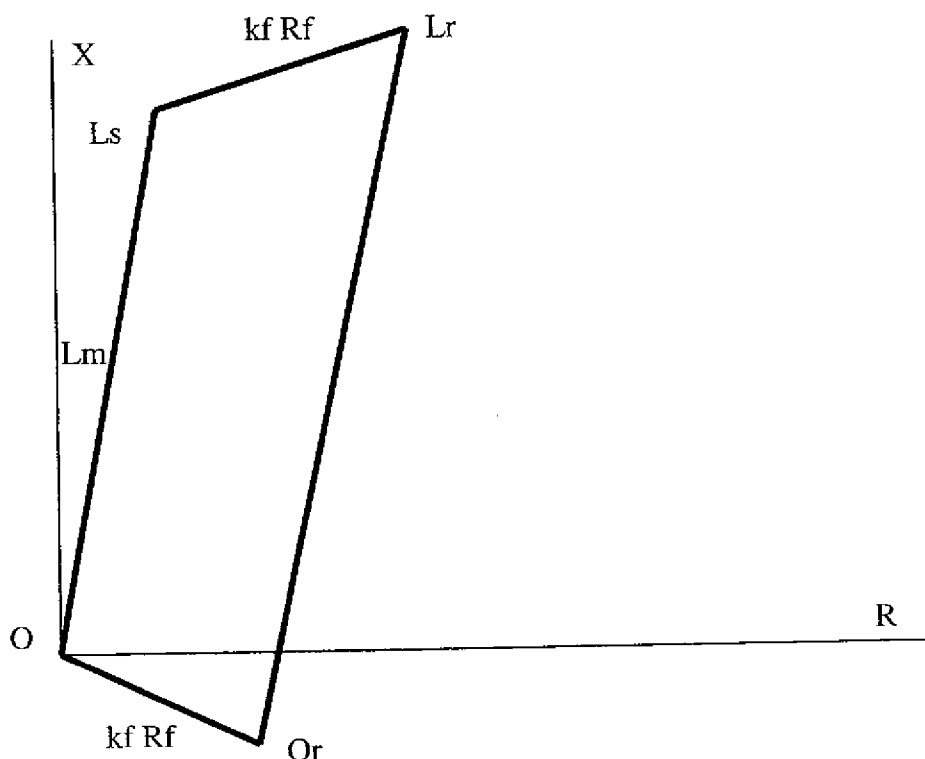


Fig. 4-6: Área de fallas afectada por la alimentación desde ambos extremos

4.4. Lugar de Carga Estable

Puesto que los Relés de Distancia miden constantemente el cociente de las tensiones y corrientes que se les aplica, es importante conocer como es ese cociente complejo en ausencia de falla y presencia de carga estable. Dado que las condiciones de carga estable son simétricas, basta con analizar el cociente de tensión y corriente de una de las fases y representarlo en el plano de impedancias.

El módulo de las FEMs de los generadores equivalentes de ambos extremos y el ángulo eléctrico entre las mismas, en el circuito en el que está instalado un relé, están acotados por los límites operativos del sistema. Dentro de esos límites, determinados por las posibilidades de transmisión de potencias activas y reactivas en ambos sentidos, el cociente complejo de tensión y corriente puede adquirir cualquier valor, dependiendo de la transferencia que se está realizando por ese punto en ese momento.

Un ejemplo de impedancias aparentes (cociente de tensión y corriente) que se le puede presentar a un Relé de Distancia puede verse en la Fig.4-7

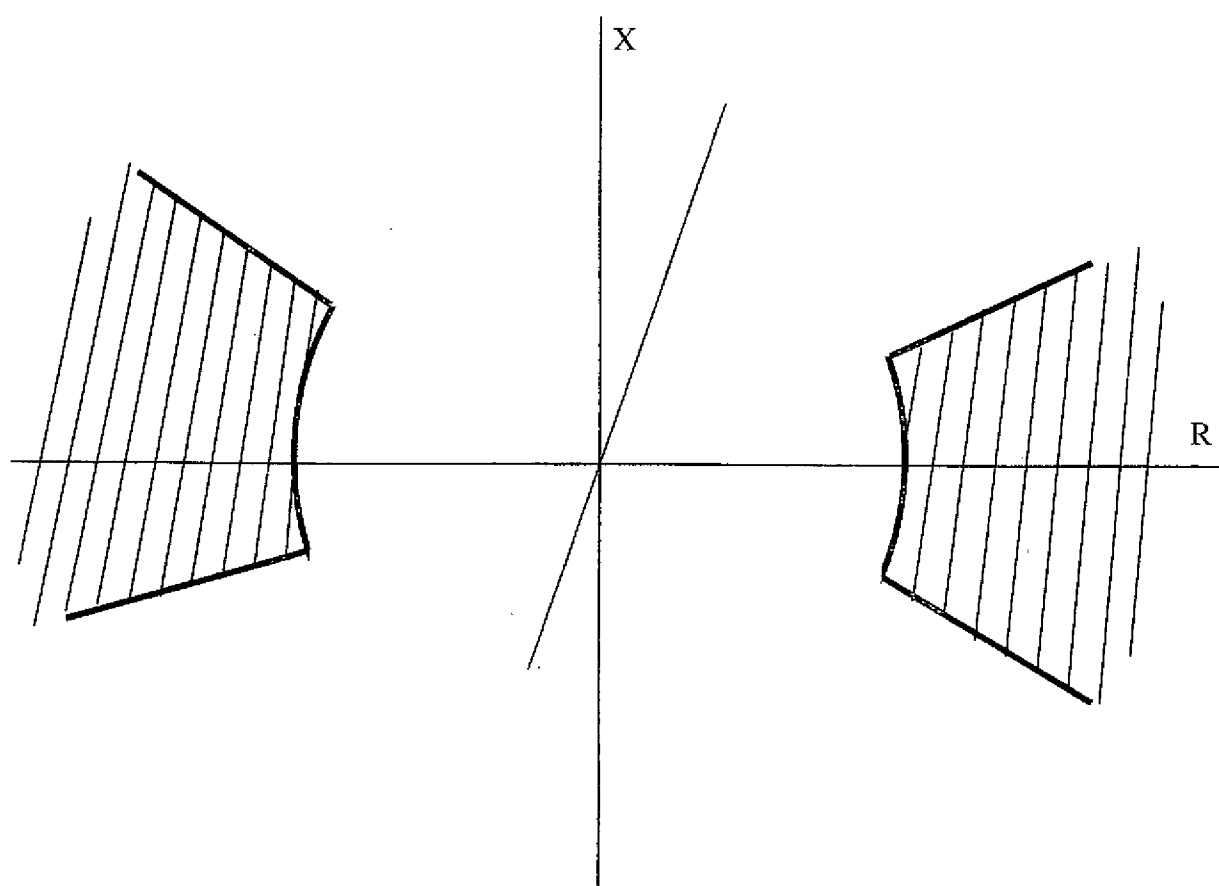


Fig. 4-7: Ejemplo de Lugar de Carga Estable en el plano de Impedancia Aparente que se le puede presentar a un Relé de Distancia (esquemático)

4.5. Lugar de Oscilaciones de Potencia y de Pérdida de Estabilidad

Desde una operación estable, el sistema de potencia puede pasar a condiciones de oscilación y aún a la pérdida de estabilidad. Durante las oscilaciones estables y también en condiciones de pérdida de sincronismo, las tensiones y corrientes aplicadas a un Relé de Distancia sufren variaciones. Dado que esas variaciones son suficientemente lentas respecto a la frecuencia sincrónica, no se comete un error apreciable si se sigue haciendo un análisis fasorial y una representación en el plano de impedancias.

Para el análisis de la respuesta de los Relés de Distancia, es importante conocer como se desplaza en el plano de impedancias el punto representativo de la relación tensión / corriente cuando se producen tales variaciones. Si a las oscilaciones no se les superpone una falla, las condiciones del sistema son simétricas, por lo que en este caso también basta analizar lo que sucede en una fase, haciendo uso de la red de secuencia positiva.

La idea que exponemos a continuación está basada en un sistema simplificado como el de la Fig.4-8. Se trata de ver lo que mide un Relé de Distancia instalado en una línea, en uno de cuyos extremos hay generación preponderante y en el otro extremo hay carga preponderante. En condiciones normales, la potencia activa fluye desde el extremo con generación preponderante hacia el extremo con carga preponderante. A esos extremos los denominamos **A** y **B** respectivamente.

En la Fig.4-9 se representa el mismo sistema, pero considerando los equivalentes Thévenin de ambos extremos.

Las perturbaciones que se producen en cualquier parte del sistema, tales como fallas, incorrectas puestas en paralelo de generadores, etc., dan lugar en general a cambios oscilatorios de la potencia transmitida por la línea considerada. Esas oscilaciones pueden amortiguarse, o pueden, si se dan las condiciones, llevar a la pérdida de sincronismo de los generadores.

Para conocer como deben representarse esas oscilaciones en el plano de impedancias que corresponde a un relé ubicado tal como se ve en la figura, hacemos uso de la red de secuencia positiva de la Fig.4-10. Para cualquier condición de carga estable o de oscilaciones de potencia, la impedancia (relación de tensión a corriente aplicada) que medirá el relé será:

$$Z_{\text{relé}} = \frac{V_R}{I_R} = Z_{L1} + \frac{Z_{B1} + (E_{B1} / E_{A1}) \cdot (Z_{A1} + Z_{L1})}{1 - (E_{B1} / E_{A1})} \quad (4-9)$$

Durante las oscilaciones de potencia y mientras no actúen los reguladores de tensión de las máquinas, lo que varía es el ángulo de fase entre las FEM de los generadores equivalentes de ambos extremos, manteniéndose constante el módulo de (E_{B1} / E_{A1}) . Considerando constante ese módulo y haciendo variar el argumento, se obtiene en el plano complejo de impedancias una circunferencia, cuyo radio y cuya ubicación del centro son funciones de los parámetros del sistema y del módulo

de (E_{B1} / E_{A1}) elegido. Si se adoptan sucesivamente distintos valores del módulo, se obtiene una familia de circunferencias como las de la Fig.4-11.

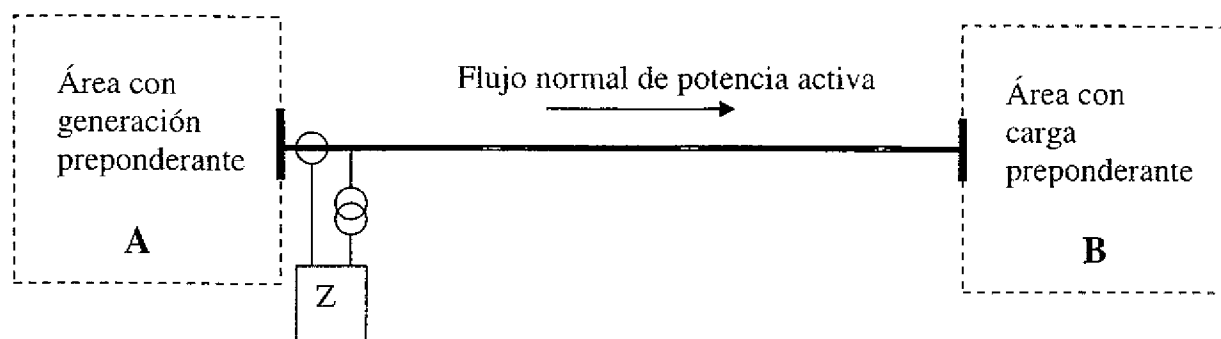


Fig. 4-8: Esquema simplificado para el análisis del lugar de las oscilaciones de potencia en el Plano de Impedancias

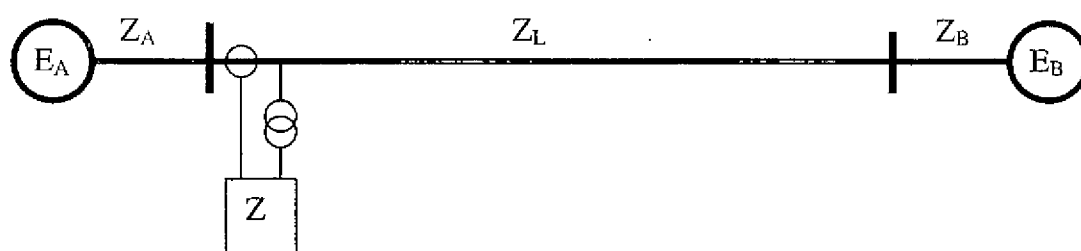


Fig. 4-9: Esquema unifilar equivalente Thévenin del esquema de la Fig. 4-8

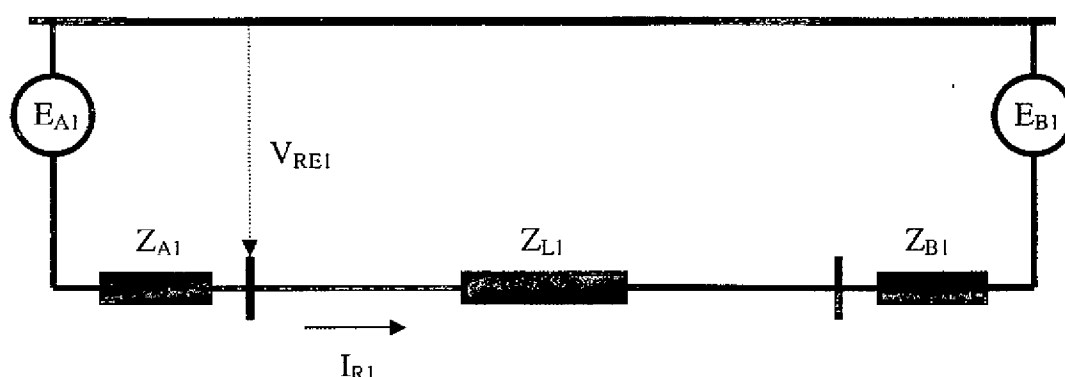
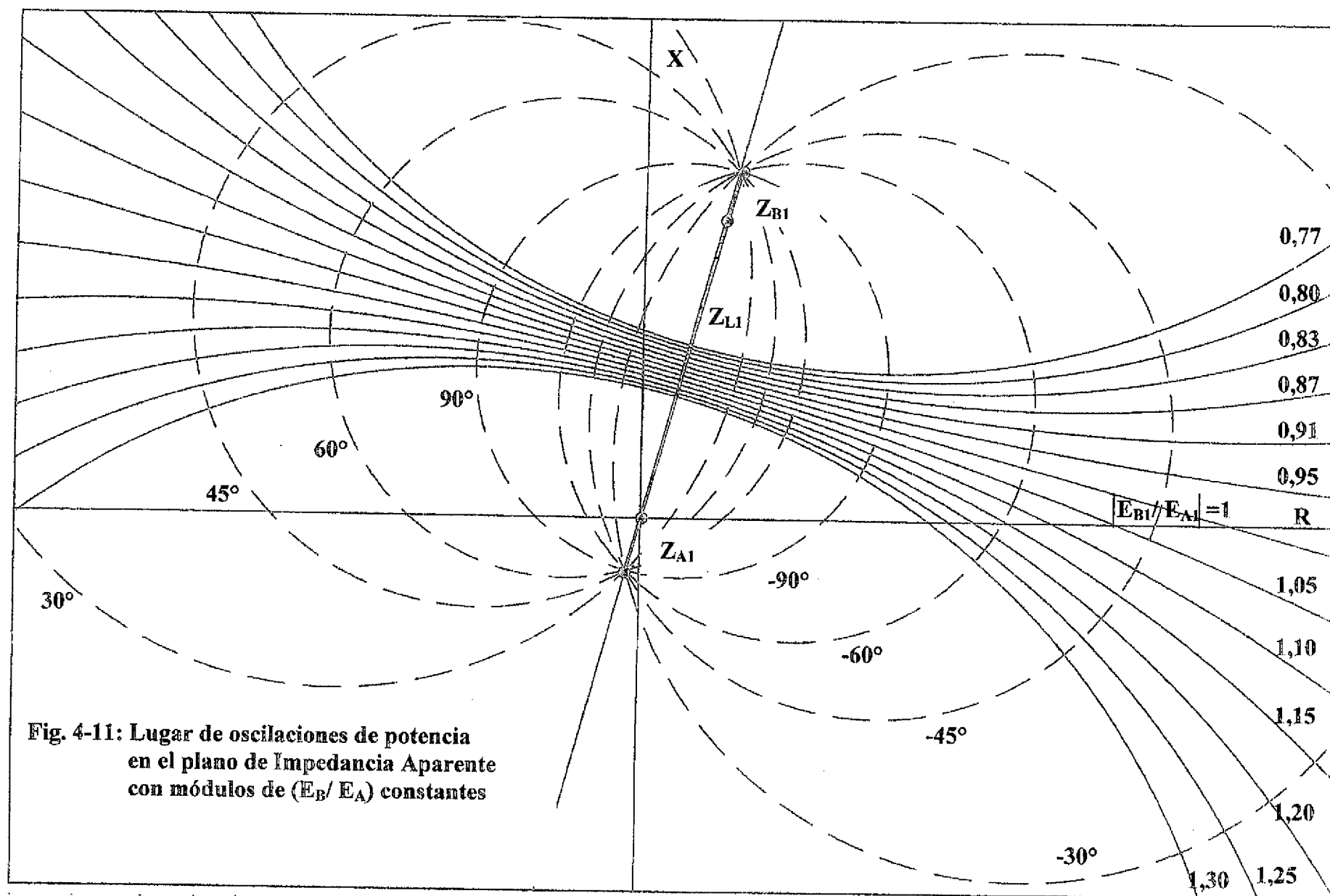


Fig. 4-10: Red de secuencia positiva para el análisis de las oscilaciones de potencia



Particularmente, cuando:

$$\left| \frac{E_{B1}}{E_{A1}} \right| = 1, \quad (4-10)$$

la circunferencia se transforma en una recta.

Por otra parte, cuando el argumento de (E_{B1} / E_{A1}) es igual a 180° , la impedancia medida por el relé es idéntica a la que mediría en caso de una falla trifásica simétrica sólida en la línea. Si se da también la condición de la igualdad (4-10), el punto de intersección de la recta de oscilación con el segmento que representa a la línea se conoce como Centro Eléctrico del Sistema. En realidad, para que las oscilaciones de potencia no deriven en una pérdida de estabilidad del sistema, el argumento de la relación de las FEM equivalentes en ambos extremos no debe superar cierto valor propio del sistema, incluyendo sus medios de control, y de cada estado operativo. Ello determina límites como los representados en la Fig.4-12.

El límite de las oscilaciones de potencia sin pérdida de estabilidad es muy importante para la adopción de la característica y la regulación de la Protección de Distancia, ya que las condiciones de pérdida de estabilidad deben ser resueltas de forma muy distinta, como se verá más adelante. Debemos tener en cuenta que el modelo que hemos adoptado para nuestra descripción es bastante simple, en tanto hemos considerado máquinas equivalentes en ambos extremos. En redes más complejas se superponen oscilaciones entre distintas máquinas ubicadas en distintos puntos de la red, de modo que la trayectoria de la impedancia que mide el relé podrá diferir de líneas rectas o circunferencias. Además hay que tener en cuenta la acción de los reguladores de excitación de las máquinas, que también contribuyen a la modificación de la trayectoria. En la Fig.4-13 se muestra un ejemplo de lugar de oscilación complejo.

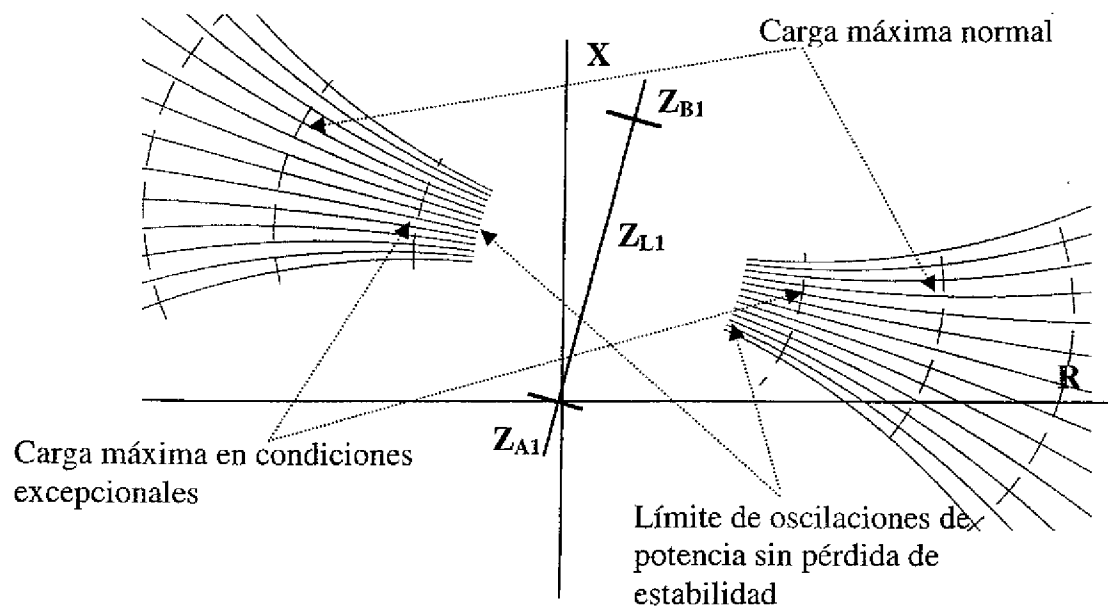


Fig. 4-12: Ejemplo de límites de las oscilaciones de potencia estables (esquemático)

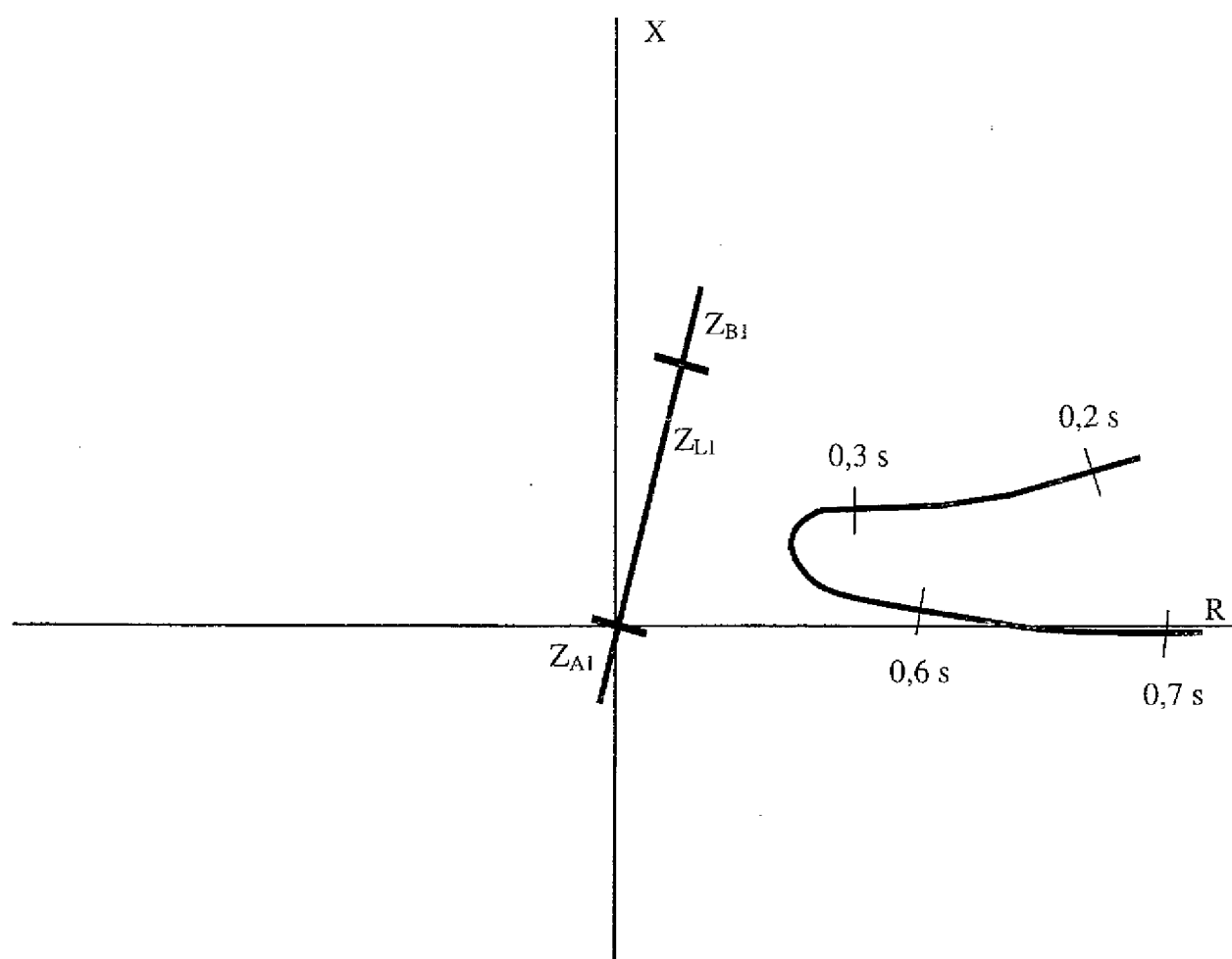


Fig. 4-13: Ejemplo de oscilación de potencia que incluye la acción de los reguladores de las máquinas

4.6. Conjunto de impedancias medidas por un Relé de Distancia durante Fallas, Cargas Estables y Oscilaciones de Potencia

Si se considera un sistema como el de la Fig.4-14 y se hace la representación de las impedancias medidas, también llamadas "Impedancias Aparentes" (cociente entre tensión y corriente aplicadas) por un relé ubicado en RD, en caso de oscilaciones de potencia estables, cargas estables, fallas en la línea a la cual tiene asignada su función de protección, fallas en la línea siguiente hacia delante y fallas en la línea hacia atrás, se obtiene una representación como la de a Fig.4-15, donde:

Conjunto de puntos **a**: Lugar de falla de la línea protegida.

Conjunto de puntos **b**: Lugar de falla de la línea siguiente hacia adelante.

Conjunto de puntos c: Lugar de falla de la línea siguiente hacia atrás.

Conjunto de puntos d: Lugar de cargas estables.

Conjunto de puntos e: Lugar de oscilaciones de potencia estables.

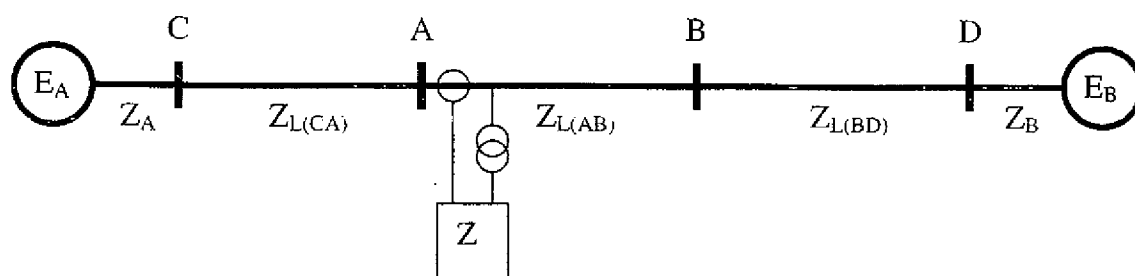


Fig. 4-14: Esquema unifilar simplificado para el análisis de las Impedancias Aparentes que se le pueden presentar a un Relé de Distancia

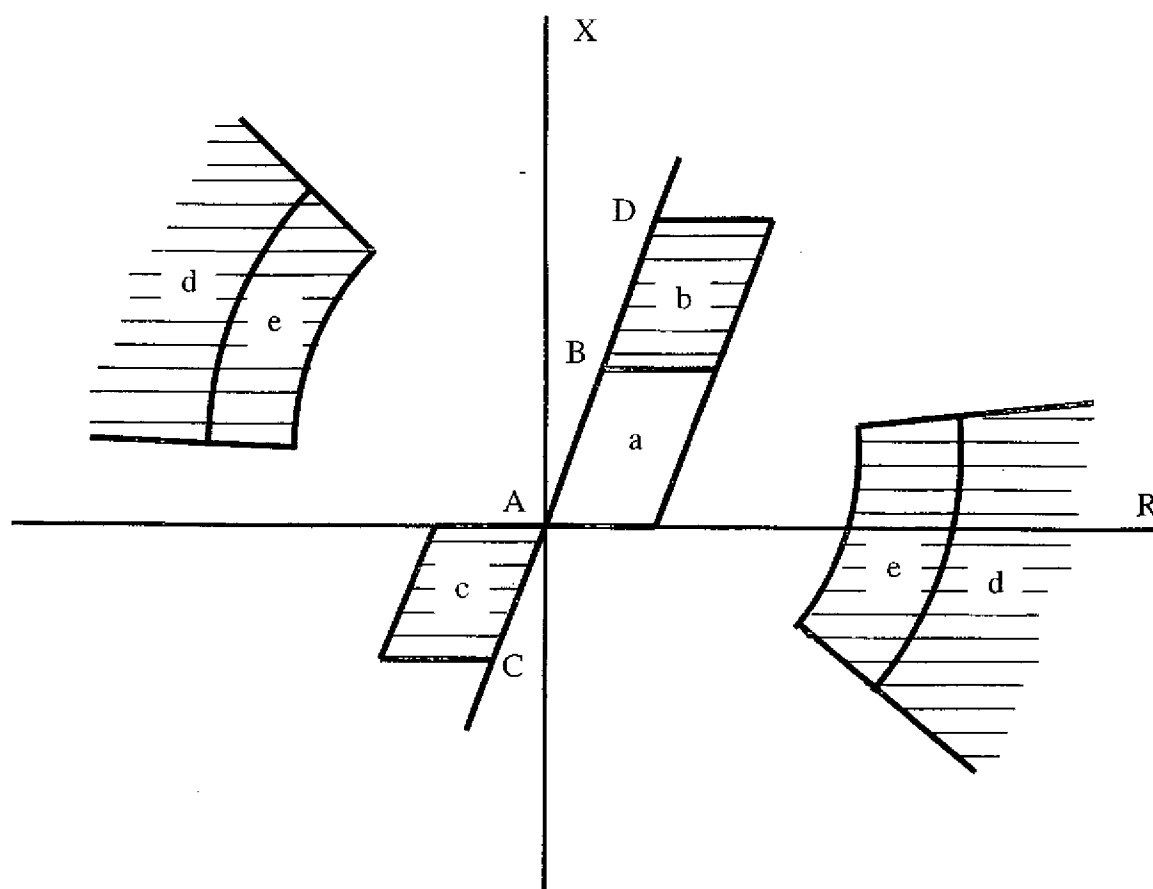


Fig. 4-15: Conjuntos de puntos representativos de las Impedancias Aparentes que se le Pueden presentar a un Relé de Distancia en el sistema de la Fig. 4-14

Es claro que el relé debe accionar solamente si la Impedancia Aparente corresponde a algún punto **a** y con certeza no debe accionar si la Impedancia Aparente corresponde a algún punto **b**, **c**, **d** o **e**. Evidentemente eso no se puede lograr con un relé cuya característica de funcionamiento sea la de la Fig.4-2, no solamente porque no es direccional, sino además porque, dependiendo del acercamiento de la zona de puntos **e** e incluso de la zona de puntos **d**, el relé podrá accionar frente a oscilaciones de potencia o de cargas estables. Esos acercamientos dependen del sistema y son más notorios en el caso de grandes sistemas de transmisión, en los que pueden existir ángulos de transferencia elevados.

4.7. Elección de las Características de los Relés de Distancia

Aunque la denominación "Característica de un Relé de Distancia" ya ha sido usada en el transcurso de este capítulo, es conveniente refrescar el concepto.

Se denomina Característica de un Relé e Distancia al conjunto de relaciones complejas de las tensiones y corrientes de entrada, es decir **V_{ap}/I_{ap}** , que constituyen el límite de accionamiento o puntos de equilibrio del relé.

Dado el lugar de falla en el plano de Impedancias Aparentes que normalmente debe cubrir el relé, nunca la característica puede ser tan simple como una circunferencia con centro en el origen y pocas veces una característica compuesta por una circunferencia con centro en el origen y una recta pasante por el origen para otorgarle direccionalidad (Fig.4-16). Una característica tal como esta última solamente encuentra aplicación en algunas redes de distribución de media tensión y raramente en sistemas de subtransmisión.

Por esa razón, es necesario pensar en figuras más complejas en el plano de impedancias aparentes, que la mayor parte de las veces están constituidas por segmentos de rectas y/o sectores de circunferencias.

Ahora no nos referiremos a la forma de obtención de esas características, aunque adelantamos que pueden lograrse mediante un procesamiento analógico de señales, como es el caso de los relés electromecánicos y de los relés electrónicos analógicos, o en forma de procesamiento numérico, como es en el caso de los relés digitales. Tampoco nos referiremos a la determinación del "alcance" de las características, es decir, a las dimensiones de las mismas, ya que para eso hacen falta conocimientos que expondremos más adelante. Simplemente mostraremos las distintas formas que adquieren, según los usos.

En las Figuras 4-17 a) a d) se pueden observar distintos tipos de características, algunas aplicables a la protección de líneas de gran longitud, otras aplicables a líneas cortas o de longitud media. Especialmente en las líneas de gran longitud, la elección debe ser tal que los relés no accionen frente a oscilaciones de potencia sin pérdida e estabilidad, por lo cual aparecen limitaciones en el sentido del eje real. Es claro que el cubrimiento de una característica también debe considerar la máxima resistencia de falla esperada, constituyendo éste uno de los problemas de más difícil solución, debido a la alta incidencia de las fallas fase a tierra y a la incertidumbre en cuanto al valor de la resistencia. Este problema es notorio cuando caen conductores

sin tomar contacto con las estructuras de soporte o cuando la falla es producida por un incendio debajo de la línea.

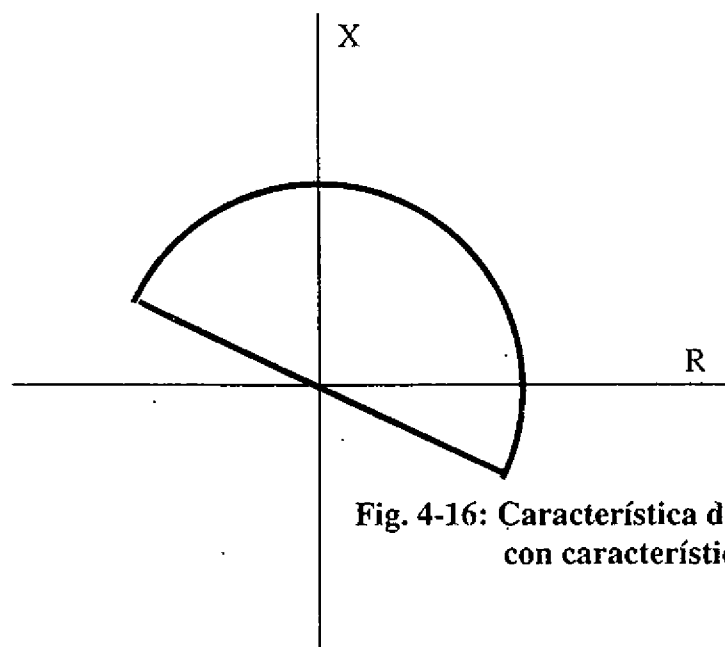


Fig. 4-16: Característica de Mínima Impedancia compuesta con característica Direccional

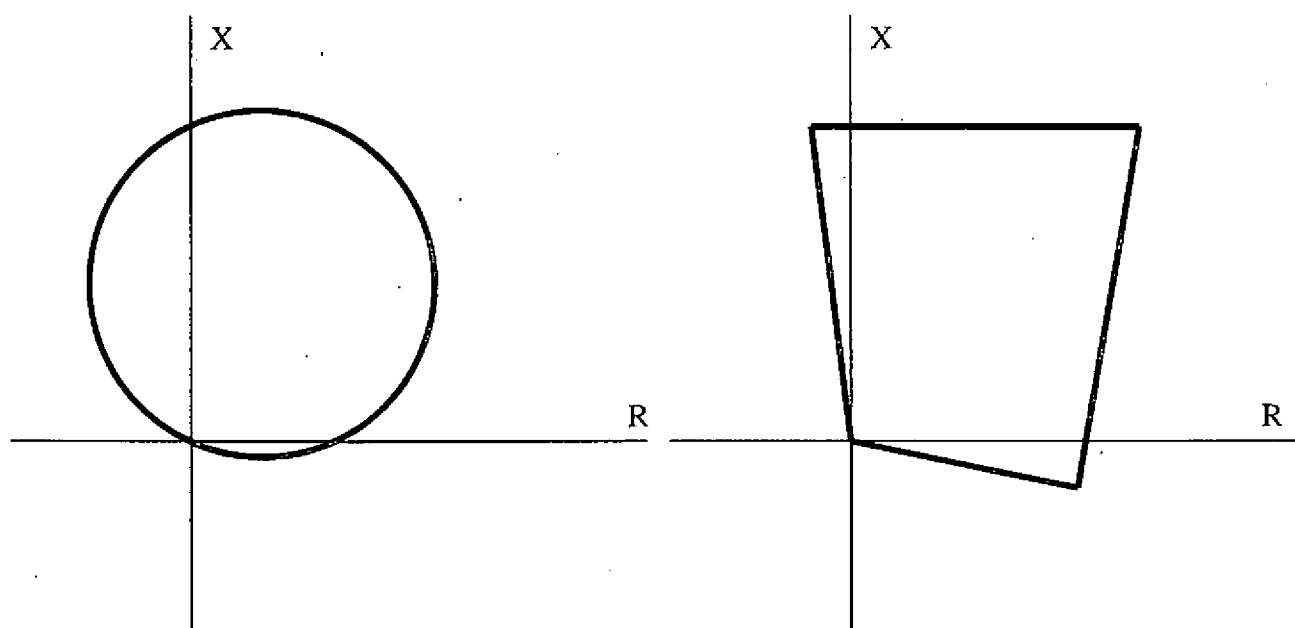


Fig. 4-17 a): Característica de Admitancia

Fig. 4-17 b): Característica Cuadrilateral

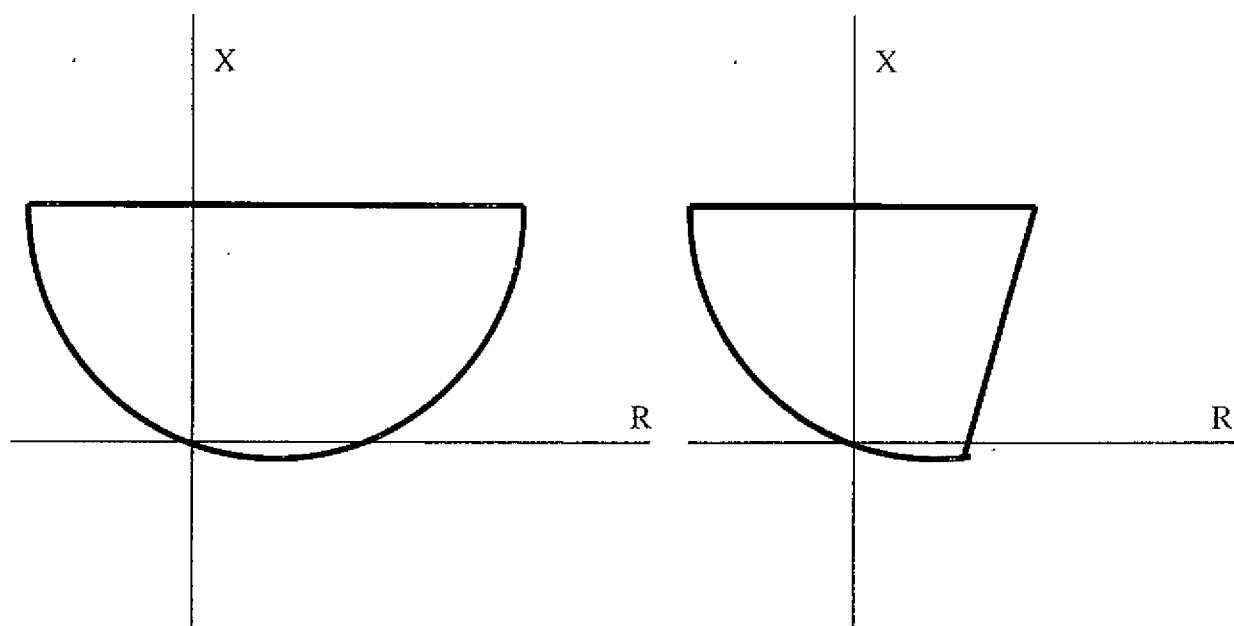


Fig. 4-17 c); Característica de Admitancia compuesta con característica de Reactancia

Fig. 4-17 d) Característica de Admitancia compuesta con Característica de Reactancia y Característica de Blindaje

Fig. 4-17 a) b) c) y d): Ejemplos de distintos tipos de características de los Relés de Distancia

4.8. Tensiones y Corrientes a relacionar según el Tipo de Falla

Un breve repaso de lo desarrollado en los puntos anteriores de este capítulo, hará posible recordar que en todos los casos hemos recurrido a ejemplos suponiendo falla trifásica simétrica. Eso nos permitió resolver cada cuestión haciendo uso para los análisis solamente de la red de secuencia positiva.

En principio, establecemos que un Relé de Distancia debe estar preparado para detectar y medir correctamente todas las combinaciones de tipo de falla y fases involucradas en cada una de ellas.

Eso significa que para cada tipo de falla se deben elegir las combinaciones de tensiones y corrientes adecuadas, para que el relé mida correctamente.

Surge entonces la cuestión del significado que le asignamos a "medir correctamente". La mayor parte de los Relés de Distancia están diseñados para

medir la IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA intercalada entre la ubicación del relé y la falla. En otros casos se mide la denominada IMPEDANCIA DE LAZO. En algunos casos, poco frecuentes, se mide la IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO intercalada entre la ubicación del relé y la falla, claro está, exclusivamente para fallas a tierra.

Dado que de ahora en más debemos recurrir al concepto de impedancia, es necesario refrescar algunos conocimientos.

4.8.1. Conocimientos básicos

Como hemos visto, cuando se trata el tema de la Protección de Distancia, también denominada Protección Distanciométrica o Protección de Impedancia, es común hablar de "impedancia de la línea", "impedancia de secuencia positiva", "impedancia de secuencia cero", e, inclusive, de "impedancia de lazo", sin precisarse satisfactoriamente el significado de esos términos.

Los especialistas de protecciones suelen usarlos en forma rutinaria, hasta que van perdiendo los conceptos encerrados, de modo que cuando aparecen nuevas formulaciones producidas por autores de textos o artículos, o por fabricantes de equipos, muchas veces no les resultan comprensibles.

En esos casos, o bien aplican las fórmulas en forma mecanizada o bien tratan de desentrañarlas recurriendo a repasar textos de electrotecnia o de análisis de sistemas de potencia.

La aplicación mecanizada de las fórmulas no es para nada recomendable, dado que se pueden cometer errores graves, por no interpretarse debidamente el significado de los parámetros involucrados.

Repasar textos de electrotecnia y de análisis de sistemas de potencia es el camino adecuado para entender las formulaciones usadas. Pero este camino suele no ser sencillo, especialmente para ingenieros que hace mucho tiempo se graduaron y están dedicados a cuestiones diarias de la profesión.

Nos proponemos entonces en este punto del capítulo repasar algunos conceptos básicos relacionados con la impedancia de las líneas, tratando de simplificar las ideas sin perder la esencia del asunto. Como primera simplificación, trataremos las líneas sin tener en cuenta el efecto de sus parámetros transversales, esto es, capacidad y resistencia de fuga. Esta simplificación la podemos justificar, diciendo que sus efectos son despreciables frente a otros errores propios de la Protección de Distancia.

No realizaremos un repaso completo de la aplicación de las Componentes Simétricas, sino un repaso de conceptos involucrados. Si se tiene una clara idea de esos conceptos involucrados, es posible sin mayores dificultades refrescar la aplicación de las fórmulas.

4.8.1.1. Los dos conceptos básicos

El primer concepto básico es el de la tensión inducida por un campo magnético variable en un conductor concatenado por ese campo.

Esta bien conocida ley de la física indica que en un conductor que es concatenado por un campo magnético variable en el tiempo se induce una tensión también variable, con un valor instantáneo proporcional a la derivada del flujo respecto al tiempo y cuya constante de proporcionalidad depende de la relación geométrica entre el flujo y el conductor.

Como una corriente eléctrica que circula por un conductor tiene asociado un campo magnético, si esa corriente es variable en el tiempo y por lo tanto también es variable en el tiempo el flujo magnético asociado, induce una tensión en todo conductor que se vea concatenado por ese flujo por tener una disposición geométrica adecuada respecto al mismo.

Esa tensión es de la forma:

$$e = L \cdot di / dt \quad (4-11)$$

Donde:

e Es la tensión inducida

L Es la Inductancia

i Es la corriente que circula por el conductor

El valor de la inductancia **L** depende de la permeabilidad del medio magnético que relaciona a ambos conductores y de la disposición geométrica relativa de los mismos.

Cuando la tensión inducida en un conductor es debida a la variación del flujo producido por la corriente que circula por el propio conductor, se habla de "autoinductancia". Cuando la tensión inducida en un conductor es debida a la variación del flujo producido por la corriente que circula por otro conductor, se habla de "inductancia mutua".

Si consideramos la autoinductancia, debemos tener en cuenta que la misma contiene dos componentes. Una de ellas se debe al flujo interno al conductor y la otra al flujo externo. En efecto, una parte del campo magnético producido por la corriente que circula por el conductor existe dentro del propio conductor. En altas frecuencias, esa parte interna del flujo magnético puede ser despreciada, ya que la corriente circula mayormente por la superficie, pero no es despreciable a frecuencias de las redes de corriente alterna.

La variación del flujo interno del conductor contribuye a la tensión inducida en el circuito y por lo tanto a la autoinductancia, así como contribuye la variación del flujo externo al conductor. Es claro que hay métodos para computar el flujo interno de un conductor, uno de los cuales está basado en considerar elementos de flujo tubulares concéntricos de sección infinitesimal en un conductor cilíndrico, producidos por la corriente que circula por el interior de los mismos, que a su vez concatenan a la porción interna del conductor. Una integración adecuada permite determinar entonces el flujo interno y por lo tanto la componente interna de la autoinductancia.

Más complejo es el cómputo de la componente interna de la autoinductancia cuando en lugar de un conductor cilíndrico homogéneo se trata de un conductor cableado.

4.8.1.2. Esos conceptos aplicados a las líneas eléctricas trifásicas

Observemos en la Fig. 4-18 el esquema de un tramo de una línea eléctrica trifásica, de longitud x .

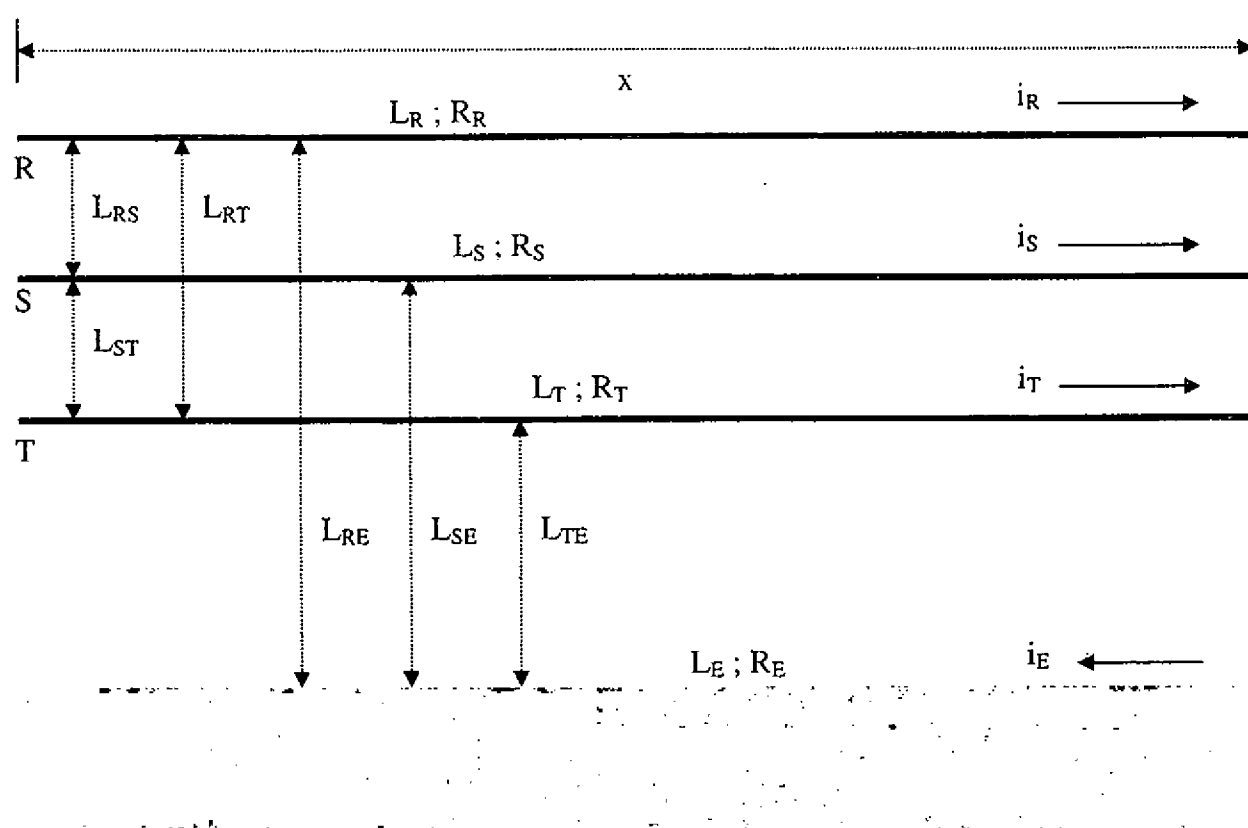


Fig. 4-18: Parámetros de una línea eléctrica

En el caso más general, debemos tener en consideración no solamente los tres conductores de fase, sino también un cuarto conductor equivalente de retorno de las corrientes por tierra.

Por esos cuatro conductores de las fases **R**, **S**, **T** circulan respectivamente las corrientes instantáneas i_R ; i_S ; i_T y en el conductor equivalente de retorno por tierra circula i_E .

La corriente que circula por la fase **R** induce una tensión en la fase **S**, que tiene un valor dado por la derivada de la corriente respecto al tiempo y una constante que denominamos "inductancia mutua" L_{RS} .

La corriente que circula por la fase **R** induce una tensión en la fase **T**, que tiene un valor dado por la derivada de la corriente respecto al tiempo y una constante que denominamos "inductancia mutua" L_{RT} .

La corriente que circula por la fase **R** induce una tensión en el conductor equivalente de tierra **E**, que tiene un valor dado por la derivada de la corriente respecto al tiempo y una constante que denominamos "inductancia mutua" L_{RE} .

En forma similar, las corrientes que circulan por cada una de las otras fases y tierra inducen tensiones en las restantes fases y el conductor equivalente de tierra.

Dado que el medio en el que están emplazados los conductores es el aire, las inductancias mutuas son constantes y además son simétricas. Esto último quiere decir que:

$$L_{RS} = L_{SR}; L_{RE} = L_{ER}; \text{etc.} \quad (4-12)$$

Pero además de estas inductancias mutuas, que relacionan a las corrientes que circulan por las fases y por tierra con las tensiones inducidas en las restantes fases y tierra, hay que considerar también lo que denominamos "autoinductancia" de cada fase y de tierra.

En efecto, la corriente que circula por cada conductor genera líneas de flujo magnético interno, cada una de las cuales concatena parcialmente al propio conductor y que por lo tanto le genera una tensión autoinducida, como describimos en el punto anteriormente. Sumada esa parte de cada autoinductancia con la parte correspondiente al flujo externo al conductor, se obtienen las autoinductancias L_R ; L_S ; L_T ; L_E .

Una simplificación que realizaremos en lo que sigue es considerar que:

$$L_{RS} = L_{ST} = L_{TR} = L_M \quad (4-13)$$

Además consideraremos que :

$$L_{RE} = L_{SE} = L_{TE} = L_m \quad (4-14)$$

La primera simplificación sería estrictamente válida solamente en el caso de líneas con disposición triangular simétrica, pero es válida también para líneas disposición asimétrica si consideramos tramos en los que haya una transposición completa.

La segunda simplificación sería estrictamente válida si consideramos tramos en los que haya una transposición completa.

Dado que los conductores de las tres fases son en general enteramente similares, es válido considerar:

$$L_R = L_S = L_T = L_L \quad (4-15)$$

Si lo que nos proponemos es ver las relaciones tensión / corriente entre dos puntos de una línea, además de las caídas de tensión producidas por las autoinductancias y por las inductancias mutuas, hay que tener en cuenta las caídas de tensión provocadas por la circulación de las corrientes por las resistencias eléctricas constituidas por los propios conductores de las fases y por el conductor equivalente de tierra. Claro está que los parámetros de resistencia son propios de cada conductor y no hay por lo tanto parámetros que los relacionen. Consideraremos entonces:

$$R_R = R_S = R_T = R_L \quad (4-16)$$

y :

$$R_E$$

Cada uno de los parámetros enunciados es para la totalidad de la longitud del tramo considerado. Si esos parámetros los considerásemos por unidad de longitud de línea, para obtener el valor total del tramo considerado, habría que multiplicar los valores unitarios por la longitud en cuestión.

4.8.2. Régimen estacionario. Relaciones tensión / corriente en una línea

Al hablar de régimen estacionario, tanto en condiciones de carga como en condiciones de falla, estamos hablando de tensiones y corrientes sinusoidales puras de frecuencia nominal, que por lo tanto admiten una representación fasorial.

Los parámetros que consideramos entonces se representan en forma compleja. Con las simplificaciones que hemos descrito, resulta:

$$Z_L = R_L + \omega L_L \quad (4-17)$$

$$Z_M = \omega L_M \quad (4-18)$$

$$Z_E = R_E + \omega L_E \quad (4-19)$$

$$Z_m = \omega L_m \quad (4-20)$$

Veamos entonces la Fig. 4-19. Las relaciones entre las caídas tensión entre ambos extremos y las corrientes que circulan por las fases y por tierra se pueden expresar en forma matricial del siguiente modo:

$$\begin{bmatrix} V_{RE(k)} \\ V_{SE(k)} \\ V_{TE(k)} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_{RE(l)} \\ V_{SE(l)} \\ V_{TE(l)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_L - 2Z_m + Z_E & Z_M - 2Z_m + Z_E & Z_M - 2Z_m + Z_E \\ Z_M - 2Z_m + Z_E & Z_L - 2Z_m + Z_E & Z_M - 2Z_m + Z_E \\ Z_M - 2Z_m + Z_E & Z_M - 2Z_m + Z_E & Z_L - 2Z_m + Z_E \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_R \\ I_S \\ I_T \end{bmatrix} \quad (4-21)$$

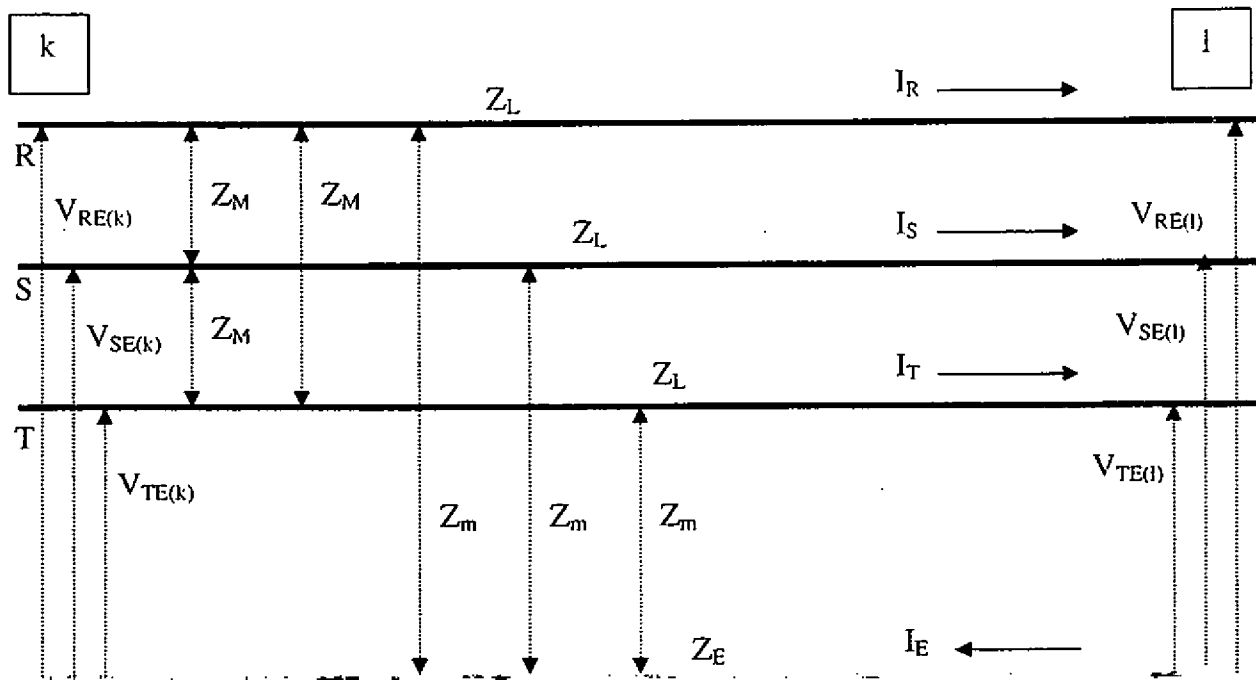


Fig. 4-19: Parámetros de una línea eléctrica en régimen estacionario

Esto se puede expresar en forma compacta del siguiente modo:

$$[V_{RSTE(k)}] - [V_{RSTE(l)}] = [Z_{RSTE(kl)}] \cdot [I_{RST}] \quad (4-22)$$

Puede observarse que las relaciones entre las caídas de tensión en cada una de las fases y las corrientes que circulan por cada fase (recuérdese que la corriente que circula por tierra es igual a la suma de las corrientes de la fases) son muy complejas,

ya que dependen de impedancias propias (autoimpedancias) y de impedancias mutuas. Es posible tratar cualquier problema de esta forma, incluyendo los problemas más complejos como son las fallas a tierra, pero además de la complejidad matemática está presente la complejidad de la obtención de los parámetros constituidos por las impedancias mutuas y las autoimpedancias.

Un paso enormemente importante para la simplificación de la solución de problemas que implique asimetrías en la red, tal como las fallas entre dos fases, las fallas entre dos fases y tierra, y las fallas de una fase a tierra, fue dado por el Dr. C. L. Fortescue.

La Transformada de Fortescue o Método de las Componentes Simétricas es aplicable a estados estacionarios, es decir, estados en los cuales las corrientes y tensiones admitan una representación fasorial. La base del método esta constituida por la comprobación de que cualquier estrella de fasores asimétrica es representable por la suma de tres conjuntos de fasores simétricos: Uno de Secuencia Positiva, otro de Secuencia Negativa y otro de Secuencia Cero, tal como se puede ver en el ejemplo de la Fig. 4-20. Debe hacerse notar que esto es posible en sistemas lineales, o que puedan asimilarse a lineales dentro de los márgenes de los cálculos. Las líneas eléctricas tienen un comportamiento lineal. Los transformadores tienen un comportamiento que se puede asimilar a lineal dentro de los márgenes dados por los cálculos de cortocircuito. Los generadores tienen un comportamiento tal que el uso de las Componentes Simétricas para el cálculo de cortocircuitos es solamente posible para fallas suficientemente alejadas, para las cuales el modelo del generador puede simplificarse hasta considerarse como una impedancia en cada fase, en serie con la FEM respectiva. Hecha esa salvedad, veamos como se transforma la ecuación matricial anterior.

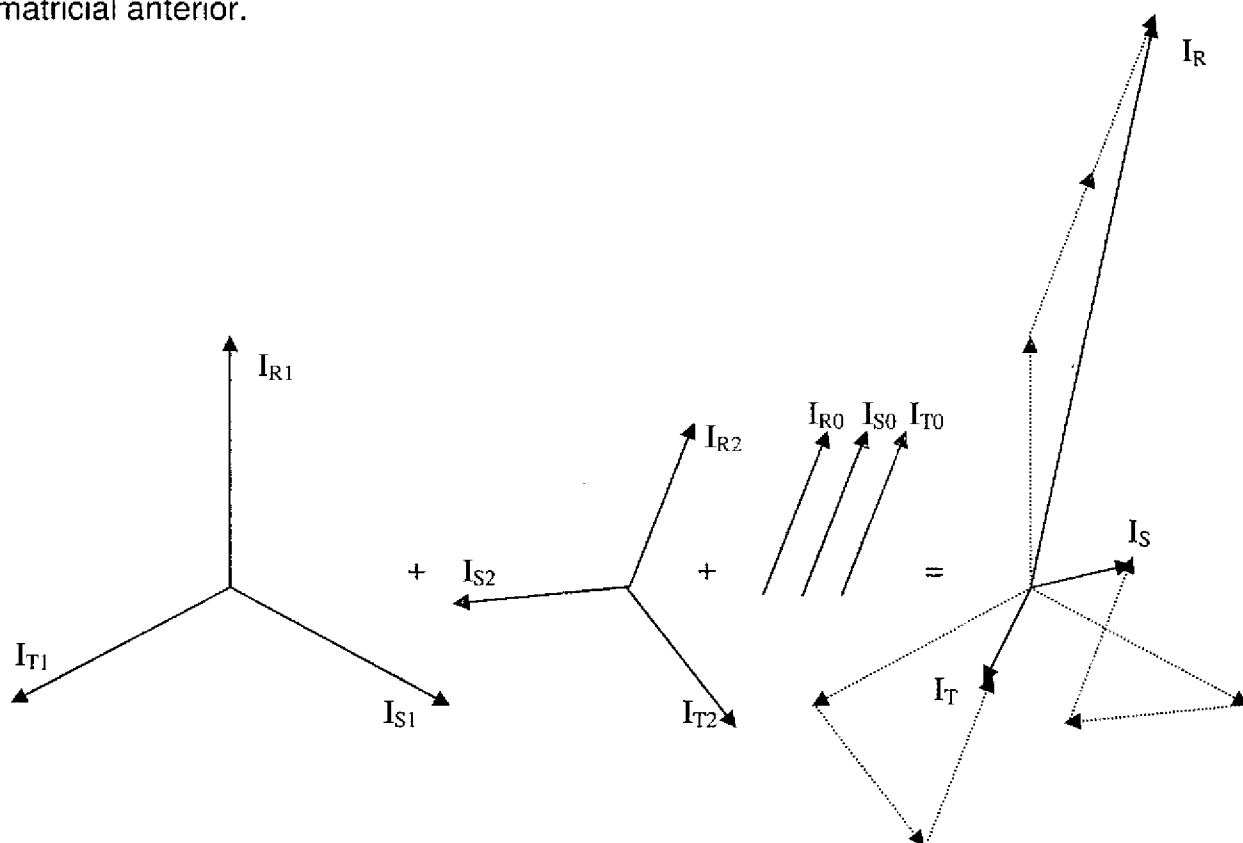


Fig. 4-20: Ejemplo de composición de una estrella asimétrica de fasores por tres conjuntos simétricos (caso del ejemplo: corrientes de falla fase a tierra)

La matriz de transformación de Fortescue es la siguiente:

$$\mathbf{T}_F = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (4-23)$$

Donde a y a^2 son operadores que desfasan respectivamente 120° y 240° .

Aplicando de acuerdo a las reglas del álgebra matricial la transformación a todos los términos de la ecuación matricial (1), resulta:

$$[\mathbf{V}_{012(k)}] - [\mathbf{V}_{012(l)}] = \mathbf{T}_F^{-1} \cdot \mathbf{Z}_{RSTE(kl)} \cdot \mathbf{T}_F \cdot [\mathbf{I}_{012}] \quad (4-24)$$

Donde el superíndice significa matriz inversa.

$$\mathbf{T}_F^{-1} \cdot \mathbf{Z}_{RSTE(kl)} \cdot \mathbf{T}_F = \mathbf{Z}_{012(kl)} = \begin{bmatrix} \mathbf{Z}_{0(kl)} & 0 & 0 \\ 0 & \mathbf{Z}_{1(kl)} & 0 \\ 0 & 0 & \mathbf{Z}_{2(kl)} \end{bmatrix} \quad (4-25)$$

Donde:

$$\mathbf{Z}_{0(kl)} = \mathbf{Z}_L + 2\mathbf{Z}_M - 6\mathbf{Z}_m + 3\mathbf{Z}_E \quad (4-26)$$

$$\mathbf{Z}_{1(kl)} = \mathbf{Z}_{2(kl)} = \mathbf{Z}_L - \mathbf{Z}_M \quad (4-27)$$

Luego, en forma explícita:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V}_{0(k)} \\ \mathbf{V}_{1(k)} \\ \mathbf{V}_{2(k)} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathbf{V}_{0(l)} \\ \mathbf{V}_{1(l)} \\ \mathbf{V}_{2(l)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Z}_{0(kl)} & 0 & 0 \\ 0 & \mathbf{Z}_{1(kl)} & 0 \\ 0 & 0 & \mathbf{Z}_{2(kl)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{I}_0 \\ \mathbf{I}_1 \\ \mathbf{I}_2 \end{bmatrix} \quad (4-28)$$

Obsérvese que, luego de la transformación, los tres circuitos resultan desacoplados. Es decir, las magnitudes de secuencia cero interaccionan entre si y no con las magnitudes de otra secuencia. Igual sucede con la secuencia positiva y con la secuencia negativa. Esta propiedad facilita mucho los cálculos de las fallas.

Además, se ve facilitado el cálculo y la medición de las impedancias de las líneas. Los cálculos y las mediciones de las impedancias de secuencia se llevan a cabo considerando para la secuencia positiva que las corrientes por las tres fases son iguales en módulo y tienen una disposición simétrica (sólo corriente de secuencia positiva) y para la secuencia cero, que por las tres fases circulan corrientes de igual módulo y en fase (sólo corrientes de secuencia cero). La dificultad de cálculo es en la práctica mayor en el caso de la impedancia de secuencia cero, debido principalmente a que intervienen parámetros que dependen del terreno.

No obstante lo dicho, también es posible calcular y medir las impedancias involucradas en la ecuación matricial (4-28), por lo menos con la agrupación que conviene a alguna solución de protección de distancia que veremos más adelante.

Denominamos:

Autoimpedancia compensada por efecto de la corriente por tierra:

$$Z_{LC} = Z_L - 2Z_m + Z_E \quad (4-29)$$

Impedancia mutua compensada por efecto de la corriente por tierra:

$$Z_{MC} = Z_M - 2Z_m + Z_E \quad (4-30)$$

Es claro que las impedancias de secuencia y las impedancias de fase están relacionadas por la transformación de la ecuación (4-25), cuya inversa es también válida. Aplicando la misma, resulta:

$$Z_{MC} = (Z_0 - Z_1) / 3 \quad (4-31)$$

y

$$Z_{LC} = Z_0 / 3 + 2Z_1 / 3 \quad (4-32)$$

Un valor práctico que tienen estas relaciones es la posibilidad de conocer las impedancias de fase de una línea, calculando o midiendo las impedancias de secuencia con métodos que son bien conocidos.

La impedancia Z_{LC} puede ser considerada como representativa de la impedancia del lazo de falla. En el punto 4.9 veremos como es utilizada en algunas variantes de relés de distancia.

4.8.3. La forma de medición de los Relés de Distancia

La idea básica de un Relé de Distancia es la de medición de la distancia entre el lugar donde está instalado y la ubicación de una falla, para determinar si esa distancia es igual o menor que la distancia prevista en su zona de protección, en cuyo caso acciona, o si es mayor, en cuyo caso no acciona. De ese modo, teóricamente se puede lograr que un conjunto de protecciones sea selectivo, sin recurrir a la temporización.

Claro que la distancia entre los puntos mencionados es proporcional a la impedancia intercalada entre esos dos puntos, por lo que los relés en realidad miden impedancia y la comparan con una impedancia (o impedancias) de referencia, como veremos más adelante. De ahí los dos nombres con que se los conoce: Relé de Distancia (o Distanciométrico) y Relé de Impedancia (preferido por algunas empresas, pero reservado solamente para algunos modelos por muchos fabricantes).

Puesto que entre dos puntos de una línea no se identifica intercalada una única impedancia, sino varias (autoimpedancias de fase y de tierra, impedancias mutuas entre fases y entre fases y tierra, impedancia de secuencia positiva e impedancia de secuencia cero) el asunto fundamental consiste en determinar cual de ellas se medirá y se comparará. En realidad, la proporcionalidad con la distancia es guardada por todas ellas, pero con muy pocas excepciones se ha preferido realizar la medición de la impedancia de secuencia positiva, que está presente en todos los tipos de falla: Falla trifásica, fallas entre dos fases, fallas entre dos fases y tierra, y fallas de una fase a tierra.

Ahora bien, para realizar la medición, un relé de distancia tiene disponibles en el punto en que está instalado:

- Las tres tensiones fase a tierra, o sus combinaciones: V_{RE} , V_{SE} , V_{TE} , V_{RS} , V_{ST} , V_{TR}
- Las tres corrientes de fase y la suma fasorial de las mismas: I_R , I_S , I_T , I_E .
Con $I_E = I_R + I_S + I_T = 3I_0$

Veremos a continuación que, seleccionando convenientemente las tensiones y corrientes para cada tipo de falla y haciendo el cociente, se puede determinar la impedancia de secuencia positiva intercalada, aunque afectada de un error dado por la resistencia de falla cuando la falla no es sólida.

Para que quede más clara la distancia involucrada, usaremos las siguientes relaciones:

$$Z_{0(kl)} = xZ_{L0} \quad (4-33)$$

$$Z_{1(kl)} = xZ_{L1} = xZ_{L2} \quad (4-34)$$

Donde:

x : Distancia a la falla

Z_{L0}: Impedancia de secuencia cero de la línea por unidad de longitud

Z_{L1}: Impedancia de secuencia positiva de la línea por unidad de longitud

En términos generales, lo que mide un Relé de Distancia, para todo tipo de falla, es:

$$V_{ap}/I_{ap} = xZ_{L1} + k_f.R_f \quad (4-35)$$

V_{ap}: Tensión aplicada al relé, distinta en cada tipo de falla

I_{ap}: Corriente aplicada al relé, distinta en cada tipo de falla

R_f: Resistencia de falla

k_f: Factor de multiplicación, en general complejo, que depende de la forma como es alimentada la falla desde los dos extremos

Si la resistencia de falla es nula, la impedancia medida es efectivamente la impedancia de secuencia positiva intercalada. Si no es nula, la medición contiene un error que depende del valor de la resistencia y de un multiplicador que depende de la relación entre la corriente que alimenta a la falla desde el extremo remoto y la corriente con la que es alimentado el relé.

Veamos como se resuelve cada tipo de falla (las demostraciones están en el Apéndice 4-1):

Modo 1: Falla R-E (fase R a tierra):

$$V_{ap}: V_{RE}$$

$$I_{ap}: I_R + I_0 (Z_{L0} - Z_{L1})/Z_{L1}$$

Modo 2: Falla S-E (fase R a tierra):

$$V_{ap}: V_{SE}$$

$$I_{ap}: I_S + I_0 (Z_{L0} - Z_{L1})/Z_{L1}$$

Modo 3: Falla T-E (fase R a tierra):

$$V_{ap}: V_{TE}$$

$$I_{ap}: I_T + I_0 (Z_{L0} - Z_{L1}) / Z_{L1}$$

Modo 4: Falla R-S (entre fases R y S):

$$V_{ap}: V_{RS}$$

$$I_{ap}: I_R - I_S$$

Modo 5: Falla S-T (entre fases S y T):

$$V_{ap}: V_{ST}$$

$$I_{ap}: I_S - I_T$$

Modo 6: Falla T-R (entre fases T y R):

$$V_{ap}: V_{TR}$$

$$I_{ap}: I_T - I_R$$

Modo 7: Falla R-S-E (entre fases R y S y tierra):

Se resuelve como el Modo 1, como el Modo 2 o como el Modo 4

Modo 8: Falla S-T-E (entre fases S y T y tierra):

Se resuelve como el Modo 2, como el Modo 3 o como el Modo 5

Modo 9: Falla T-R-E (entre fases T y R y tierra):

Se resuelve como el Modo 3, como el Modo 1 o como el Modo 6

Modo 10: Falla R-S-T (falla trifásica):

Se resuelve como el Modo 1, como el Modo 2, como el Modo 3, como el Modo 4, como el Modo 5 o como el Modo 6

Si aceptamos esto, planteado como hipótesis, llegamos a la conclusión que solamente hacen falta seis modos de medición para medir la impedancia de los diez tipos de falla que se pueden presentar. En efecto, las tres posibles fallas de dos fases a tierra son correctamente medidas con los modos que corresponden a fallas

monofásicas a tierra (dos posibilidades) o con el modo que corresponde a la falla entre las fases homólogas sin contacto a tierra. Además, la falla trifásica es correctamente medida con los seis modos.

Ya que buena parte de las fallas que se presentan en las líneas no son sólidas, es decir, existe una resistencia de falla, es de mucha importancia analizar al factor **kf** con un poco más de detalle que el visto en el punto 4-3.

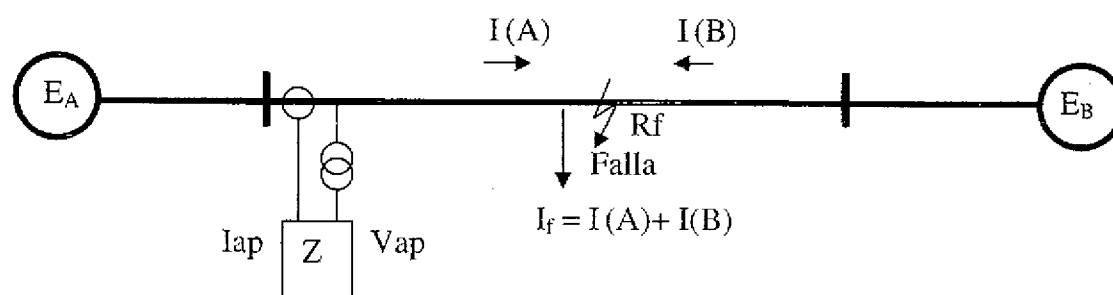


Fig. 4-21: Falla alimentada desde ambos extremos – Caso general

En la Fig. 4-21 se puede apreciar el concepto de ese factor. La resistencia de falla es atravesada por la corriente que circula por el relé, pero también por la corriente que es aportada por el extremo remoto. Por esa razón, la caída de tensión en la resistencia es el producto de la corriente por la falla y la resistencia de la misma. Al hacer el cociente entre la tensión y la corriente aplicada al relé, en el valor resultante aparece, además de la impedancia de secuencia positiva intercalada, un sumando que es el producto de la resistencia de falla por un factor que es el cociente entre la corriente por la falla y la corriente aplicada al relé. Ahora, en lugar de considerar el cociente de la tensión y la corriente de una misma fase, tal como lo hicimos para la falla trifásica, consideraremos la expresión más general (4-35):

$$V_{ap} / I_{ap} = xZ_{L1} + (I_f / I_{ap}) R_f \quad (4-35)$$

Antes de analizar ese factor para cada tipo de falla en particular, debemos recordar algunas cosas importantes, válidas también para el caso general.

En primer lugar, recordemos que el módulo de ese factor es mayor que uno toda vez que la falla es alimentada desde ambos extremos y se comporta como un factor de amplificación de la resistencia de falla, que es tanto mayor cuando mayor sea el aporte relativo desde el extremo remoto.

En segundo lugar, recordemos que ese factor en general es complejo. De ese modo, la corriente por la falla estará desfasada respecto a la corriente que circula por la ubicación del relé y por lo tanto el argumento del factor aplicado a la resistencia de falla es diferente de cero.

En esas condiciones, la resistencia de falla es "vista" desde el relé como teniendo un valor complejo.

La resistencia de falla influye entonces en la medición, no solamente con un desplazamiento en el sentido del eje de resistencias, sino también con un desplazamiento en el sentido del eje de reactancias y desplazamiento en el sentido del eje de reactancias puede ser negativo o positivo.

Recordemos también que el desplazamiento que el factor **kf** produce a la resistencia de falla en el sentido del eje de reactancias, se denomina "reactancia aparente de la resistencia de falla".

4.8.4. Análisis del factor **kf**

En rigor, el factor **kf**, que determina la influencia que tendrá la resistencia de falla sobre la medición de un Relé de Distancia, tanto en el sentido del eje de resistencias como en el sentido del eje de reactancias, depende del tipo de falla medida.

Analicemos ese factor en el caso en que no haya corriente de carga activa y reactiva. Es decir, cuando las FEM de las fuentes Thévenin equivalentes de ambos extremos tienen igual módulo y están en fase.

Consideremos la Fig. 4-22 y las siguientes definiciones:

$$C_1 = \frac{(1-x)Z_{L1} + Z_{B1}}{Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}} \quad (4-36)$$

$$C_2 = \frac{(1-x)Z_{L2} + Z_{B2}}{Z_{A2} + Z_{L2} + Z_{B2}} \quad (4-37)$$

$$C_0 = \frac{(1-x)Z_{L0} + Z_{B0}}{Z_{A0} + Z_{L0} + Z_{B0}} \quad (4-38)$$

Es una simplificación aceptable considerar $C_1 = C_2$, ya que la única diferencia estaría dada por las impedancias de los generadores, pero la impedancia de secuencia positiva a tener en cuenta en los mismos durante el momento inmediato posterior a la inepción de las fallas es muy similar a la respectiva impedancia de secuencia negativa.

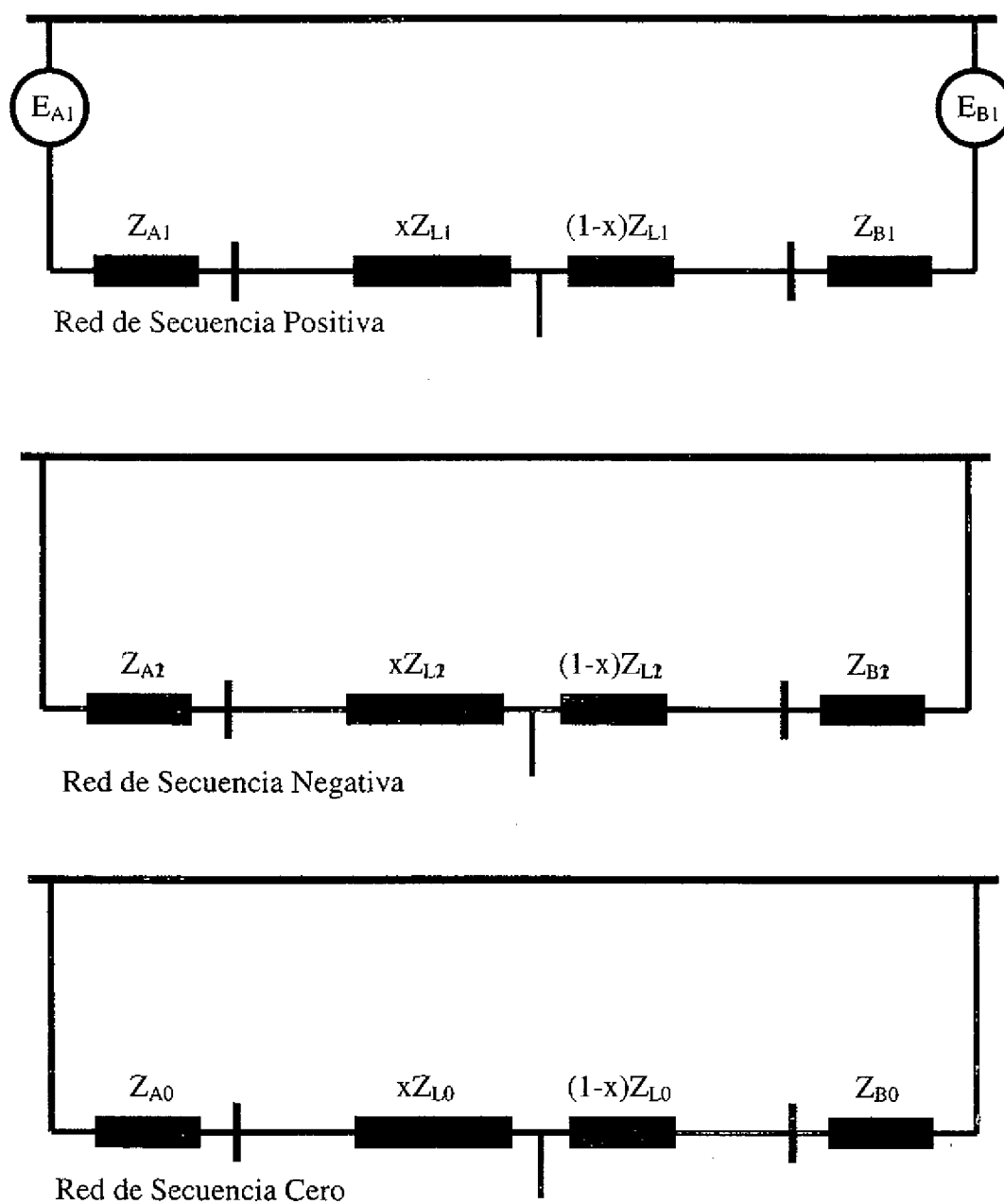


Fig. 4-22: Redes de secuencia para el estudio de fallas

Fallas fase a tierra

Veamos que $C_1 \cdot I_{0t}$ es en el caso de una falla **R-E**:

$$C_1 \cdot I_{0t} = I_{1relé} = I_{2relé} \quad (4-39)$$

y

$$C_0 \cdot I_{0t} = I_{0relé} \quad (4-40)$$

Por otra parte:

$$I_{Rrelé} = I_{1relé} + I_{2relé} + I_{0relé} \quad (4-41)$$

Entonces:

$$I_{Rrelé} + I_{0relé} (Z_{L0} - Z_{L1}) / Z_{L1} = 2C_1 \cdot I_{0t} + C_0 \cdot I_{0t} + C_0 \cdot I_{0t} \cdot (Z_{L0} - Z_{L1}) / Z_{L1}$$

Denominemos:

$$k_0 = (Z_{L0} - Z_{L1}) / Z_{L1} \quad (4-42)$$

$$I_{Rrelé} + k_0 I_{0relé} = 2C_1 \cdot I_{0t} + C_0 \cdot I_{0t} + C_0 \cdot I_{0t} \cdot k_0 \quad (4-43)$$

Luego:

$$Z_a = \frac{V_{Rrelé}}{I_{Rrelé} + k_0 I_{0relé}} = x Z_{L1} + \frac{3R_f}{2C_1 + C_0(1 + k_0)} \quad (4-44)$$

Denominamos "impedancia aparente presentada al relé", Z_a al cociente entre la tensión y la corriente aplicadas al mismo.

En definitiva, el factor k_f en caso de fallas de una fase a tierra, cuando por la línea no circula corriente de carga es:

$$k_f = \frac{3}{2C_1 + C_0(1 + k_0)} \quad (4-45)$$

La primera observación que hacemos es que, siendo k_0 un factor de compensación realmente aplicado al relé, su argumento puede coincidir o no con el argumento de la relación $(Z_{L0} - Z_{L1}) / Z_{L1}$. El argumento de esta relación en general es complejo, dado que el argumento de la impedancia de secuencia positiva no coincide con el argumento de la impedancia de secuencia cero. En algunos relés se adopta un

factor k_0 real, lo cual constituye una aproximación en general aceptable en la protección de líneas aéreas, pero que da lugar a un error apreciable en el caso de líneas subterráneas. Con los modernos relés digitales no hay ninguna dificultad en hacer dicho factor complejo, de modo de no provocar el error dado por la referida aproximación.

Veamos un ejemplo de valor del factor k_f en el caso de un relé aplicado a la protección de una línea aérea de 132kV.

Supongamos que la falla se sitúa en la mitad del sistema, de modo que $C_1 = 0,5$. Supongamos también que $C_0 = 0,5$ (**Observación:** Que el valor de C_1 y C_0 coincidan solo tiene aplicación en algunos casos especiales, ya que el valor de C_0 depende de la posición de las puestas a tierra de la red).

$$Z_{L1} = 0,10 + j0,34 \text{ (ohm / Km)}$$

$$Z_{L0} = 0,41 + j1,49 \text{ (ohm / Km)}$$

$$(Z_{L0} - Z_{L1}) / Z_{L1} = (0,3 + j1,15) / (0,10 + j0,34)$$

Se adopta:

$$k_0 = 0,73 \quad ; \quad 1 + k_0 = 1,73$$

Resulta:

$$k_f = 1,68$$

Cambiamos ahora la ubicación de la falla, de modo que $C_1 = 0,3$ y $C_0 = 0,3$.

Resulta:

$$k_f = 3,66$$

En este sencillo ejemplo se puede apreciar como se amplifica para un relé de distancia la influencia de la resistencia de falla, en la medida que crece el aporte desde el extremo remoto. Sin embargo, esta influencia es distinta que en el caso de las fallas trifásicas, en el que los valores respectivos del ejemplo hubiesen sido 2 y 3,33.

Cuando la corriente de carga, considerando carga activa y/o carga reactiva, es distinta de cero, el factor **kf** pasa a ser complejo y tiene una expresión menos sencilla. En el caso de falla R-E:

$$Z_a = \frac{V_{Rrelé}}{I_{Rrelé} + k_0 I_{0relé}} = xZ_{L1} + \frac{3R_f}{(I_{CR}/I_{0t}) + 2C_1 + C_0(1 + k_0)} \quad (4-46)$$

Donde I_{CR} es la corriente de carga por la fase R.

Entonces:

$$kf = \frac{3}{(I_{CR}/I_{0t}) + 2C_1 + C_0(1 + k_0)} \quad (4-47)$$

Véase que el cociente (I_{CR}/I_{0t}) normalmente es complejo, ya que corriente de carga tiene generalmente un argumento notoriamente menor que el de la corriente por la falla. Por otra parte, el módulo de esa relación depende del valor de la carga y del valor de la resistencia de falla.

En efecto:

$$I_{CR} = \frac{(E_A - E_B)}{Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}} \quad (4-48)$$

$$I_{0t} = \frac{E_T}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R_f} \quad (4-49)$$

Donde :

$$Z_1 = \frac{[(1-x)Z_{L1} + Z_{B1}] \cdot [xZ_{L1} + Z_{A1}]}{Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}} = C_1 \cdot [xZ_{L1} + Z_{A1}] \quad (4-50)$$

$$Z_2 = \frac{[(1-x)Z_{L2} + Z_{B2}] \cdot [xZ_{L2} + Z_{A2}]}{Z_{A2} + Z_{L2} + Z_{B2}} = C_2 \cdot [xZ_{L2} + Z_{A2}] \quad (4-51)$$

$$Z_0 = \frac{[(1-x)Z_{L0} + Z_{B0}] \cdot [xZ_{L0} + Z_{A0}]}{Z_{A0} + Z_{L0} + Z_{B0}} = C_0 \cdot [xZ_{L0} + Z_{A0}] \quad (4-52)$$

y la fuente Thévenin equivalente es:

$$E_T = E_A - \frac{(E_A - E_B)}{Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}} (xZ_{L1} + Z_{A1}) \quad (4-53)$$

Aunque el efecto de las corrientes normales de carga sobre el factor **kf** pueda ser poco significativo, si la falla se superpone a una oscilación de potencia esa influencia puede llegar a ser importante, teniendo en cuenta que crece con el crecimiento angular entre las FEMs equivalentes de los extremos.

Fallas entre dos fases

Si ahora consideramos una falla bifásica **S-T**, despreciando la influencia de la corriente de carga:

$$Z_a = \frac{V_{STrelé}}{I_{Srelé} - I_{Trelé}} = xZ_{L1} + \frac{R_f}{2C_1} \quad (4-54)$$

Puede observarse que en este tipo de falla, el factor **kf** tiene su menor influencia relativa. Desde un punto de vista práctico, el mayor interés del análisis del factor **kf** está centrado en las fallas a tierra, dado que son las más frecuentes y involucran las más altas resistencias.

Si se tiene en consideración la corriente de carga:

$$Z_a = \frac{V_{STrelé}}{I_{Srelé} - I_{Trelé}} = xZ_{LI} + \frac{R_f}{(I_{CR}/I_{0t}) + 2C_1} \quad (4-55)$$

4.8.5. Impedancias Aparentes de las fases "sanas"

Supongamos un Relé de Distancia que mide simultáneamente con los seis modos descritos en el punto 4.8.3. Sabemos la Impedancia Aparente que medirá la unidad que mide con el Modo 1 en caso de falla Fase R a Tierra (R-E). Igualmente sabemos las Impedancias Aparentes que medirán cada una de las otras unidades cuando se produce un tipo de falla que corresponde al tipo al que están dedicadas. En cada uno de esos casos, vemos que miden una impedancia igual a la impedancia de secuencia positiva intercalada entre el relé y la falla, más la resistencia de falla afectada por un factor que depende del aporte desde ambos extremos y esto es lo que denominaremos de ahora en más "medir bien".

Pero debemos tener en cuenta que cada una de esas unidades también mide una impedancia aparente aunque la falla producida no corresponda al tipo de falla al que están dedicadas. Por ejemplo, podríamos preguntarnos cual es la Impedancia Aparente medida por la unidad dedicada a fallas R-E, cuando la falla es S-T; etc.

La respuesta a estas cuestiones tiene un gran significado, ya que en muchos casos la selección de la fase o las fases falladas es de suma importancia. Lo deseable sería que cada una de las unidades midiese bien en caso de falla o fallas a las que estuviesen dedicadas, e impedancia infinita si se produce una falla a la que no estuviesen dedicadas.

Podríamos representar la cuestión planteada como el cuadro del Cuadro 4-1.

Si suponemos que la respuesta a cada uno de los signos de interrogación es "Impedancia Aparente infinita", cada tipo de falla queda caracterizado por una única combinación de Modos que miden bien.

	TIPO DE FALLA									
	R-E	S-E	T-E	R-S	S-T	T-R	R-S-E	S-T-E	T-R-E	R-S-T
MODO 1	Bien	?	?	?	?	?	Bien	?	Bien	Bien
MODO 2	?	Bien	?	?	?	?	Bien	Bien	?	Bien
MODO 3	?	?	Bien	?	?	?	?	Bien	Bien	Bien
MODO 4	?	?	?	Bien	?	?	Bien	?	?	Bien
MODO 5	?	?	?	?	Bien	?	?	Bien	?	Bien
MODO 6	?	?	?	?	?	Bien	?	?	Bien	Bien

Cuadro 4-1: Respuesta de los distintos modos de medición

Si la respuesta no es "impedancia Aparente infinita", como de hecho no lo es en la mayor parte de los casos, bastaría con que la Impedancia Aparente medida fuera suficientemente mayor respecto a la impedancia medida por los modos que corresponden a la falla, como para que quedaran fuera de la característica del relé en el plano de impedancias.

La respuesta a cada signo de interrogación se obtiene resolviendo cada falla por medio de las redes de secuencia y determinando los valores de tensiones y corrientes empleadas por el modo en cuestión.

Por ejemplo, supongamos que tratamos de determinar la Impedancia Aparente medida por el Modo 4, cuando la falla es R-E. Se resuelven las magnitudes de secuencia para falla R-E y se las compone a través de la Matriz de Transformación de Fortescue para encontrar el valor de la tensión $V_{RS} = (V_{RE} - V_{SE})$ y la corriente $(I_R - I_S)$. El cociente de ambas magnitudes es la respuesta a nuestro problema.

Resolver estos problemas incluyendo la corriente de carga del sistema es perfectamente posible, pero las expresiones resultantes son tan poco sencillas, que no resultan ilustrativas. Por ello, expondremos las soluciones despreciando la corriente de carga y luego haremos comentarios respecto a la influencia que tiene la misma.

En rigor, solamente hace falta plantear una de las tres posibles fallas Fase a Tierra, una de las tres posibles Fallas Bifásicas, una de las tres posibles Fallas Bifásicas con Contacto a Tierra y la Falla Trifásica. El resto se resuelve con el simple recurso de cambiar los subíndices adecuadamente.

Planteadas las fallas una fase a tierra, entre dos fases, entre dos fases con contacto a tierra y trifásica, se obtiene los resultados de los Cuadros 4-2, 4-3, 4-4 y 4-5. Estos cuadros contienen las respuestas de las incógnitas planteadas en el Cuadro 4-1 y las expresiones que significan medir "bien" en cada caso, en función de los parámetros del sistema.

La simbología de los cuadros es la siguiente:

Z_a : Impedancia aparente medida por el relé

xZ_{L1} : Impedancia de secuencia positiva de la línea entre relé y falla

$(1-x)Z_{L1}$: Impedancia de secuencia positiva de la línea entre la falla y el extremo opuesto al de ubicación del relé

Z_{A1} : Impedancia de secuencia positiva hacia atrás del relé

Z_{B1} : Impedancia de secuencia positiva desde el extremo opuesto de la línea hacia el extremo remoto

Z_1 : Impedancia Thévenin equivalente de secuencia positiva del sistema

Z_2 : Impedancia Thévenin equivalente de secuencia negativa del sistema

Z_0 : Impedancia Thévenin equivalente de secuencia cero del sistema

$$Z_1 = \frac{[(1-x)Z_{L1} + Z_{B1}] \cdot [xZ_{L1} + Z_{A1}]}{Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}} = C_1 \cdot [xZ_{L1} + Z_{A1}] \quad (4-56)$$

$$Z_2 = \frac{[(1-x)Z_{L2} + Z_{B2}] \cdot [xZ_{L2} + Z_{A2}]}{Z_{A2} + Z_{L2} + Z_{B2}} = C_2 \cdot [xZ_{L2} + Z_{A2}] \quad (4-57)$$

$$Z_0 = \frac{[(1-x)Z_{L0} + Z_{B0}] \cdot [xZ_{L0} + Z_{A0}]}{Z_{A0} + Z_{L0} + Z_{B0}} = C_0 \cdot [xZ_{L0} + Z_{A0}] \quad (4-58)$$

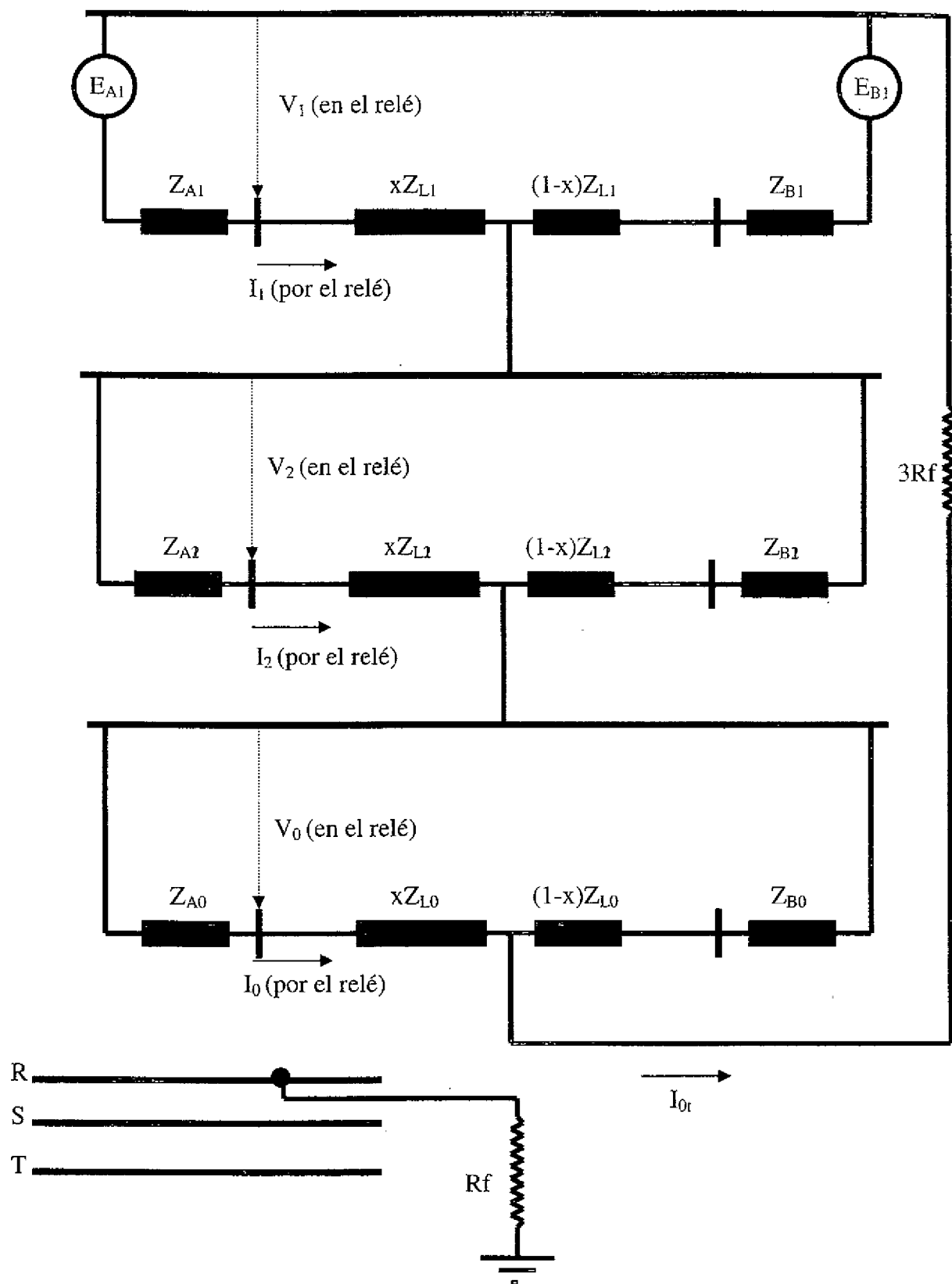


Fig. 4-23(a): Conexión de redes de secuencia para el estudio de fallas R-E

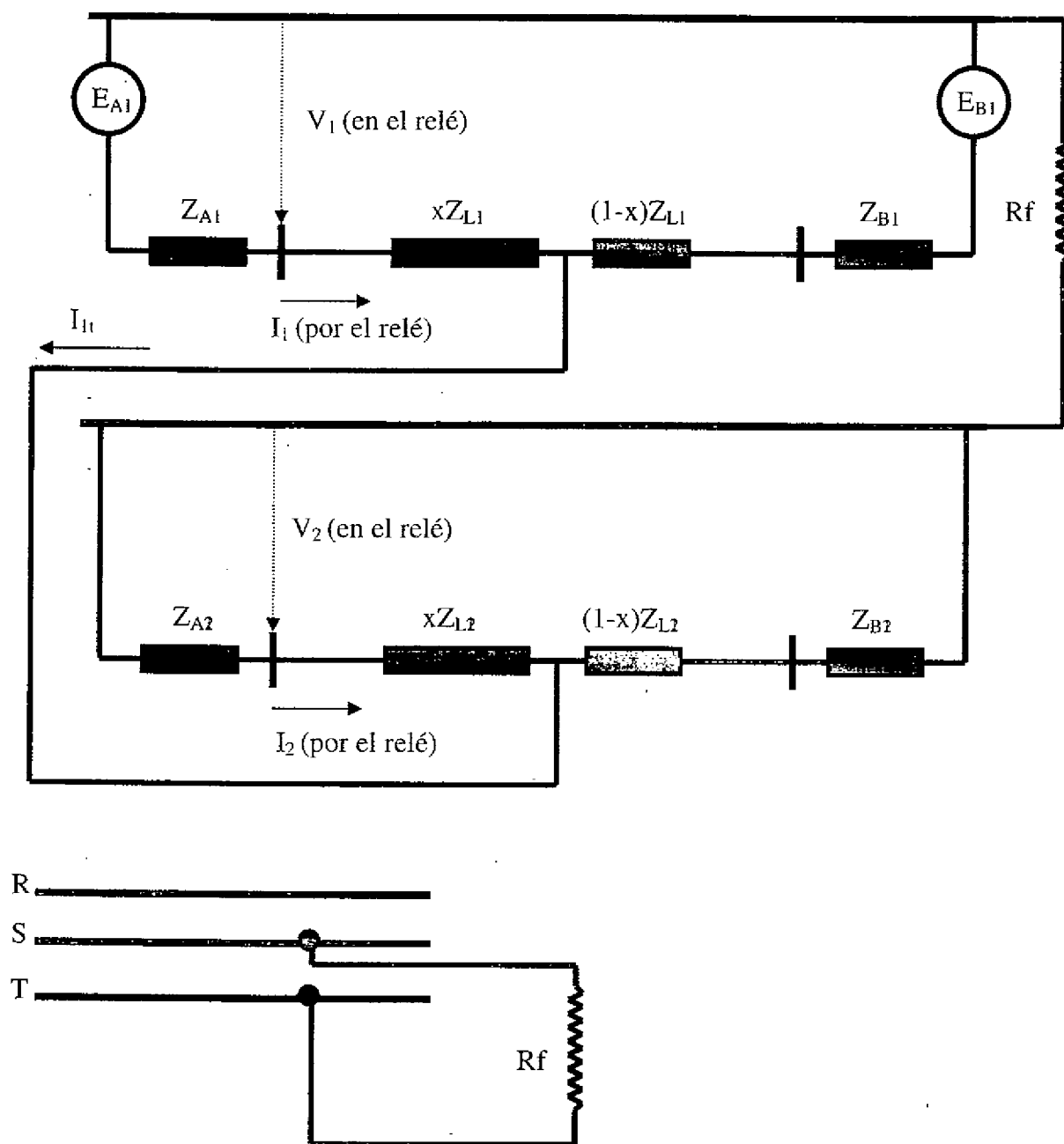


Fig. 4-23(b): Conexión de redes de secuencia para el estudio de fallas S-T

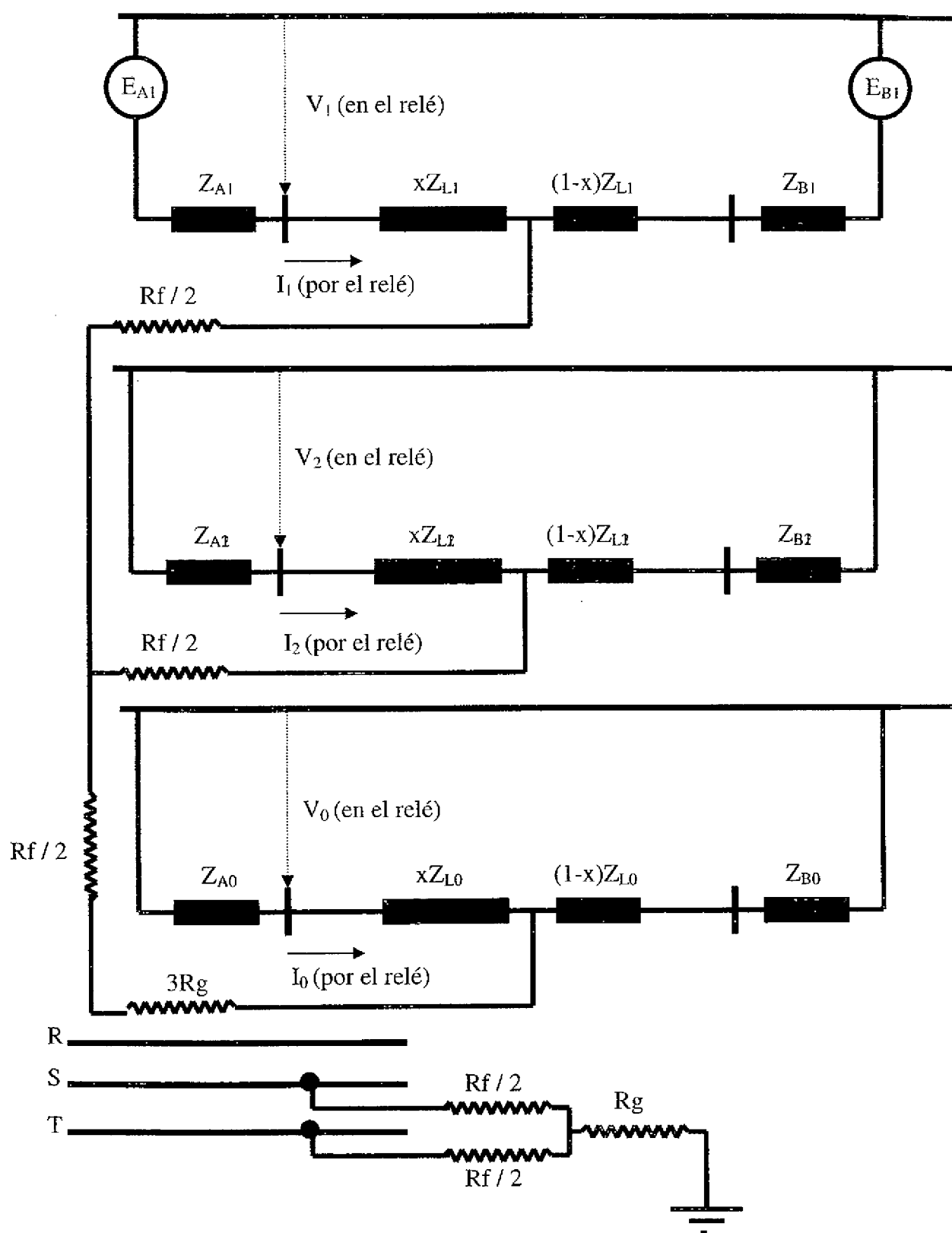


Fig. 4-23 (c): Conexión de redes de secuencia para estudio de fallas S-T-E

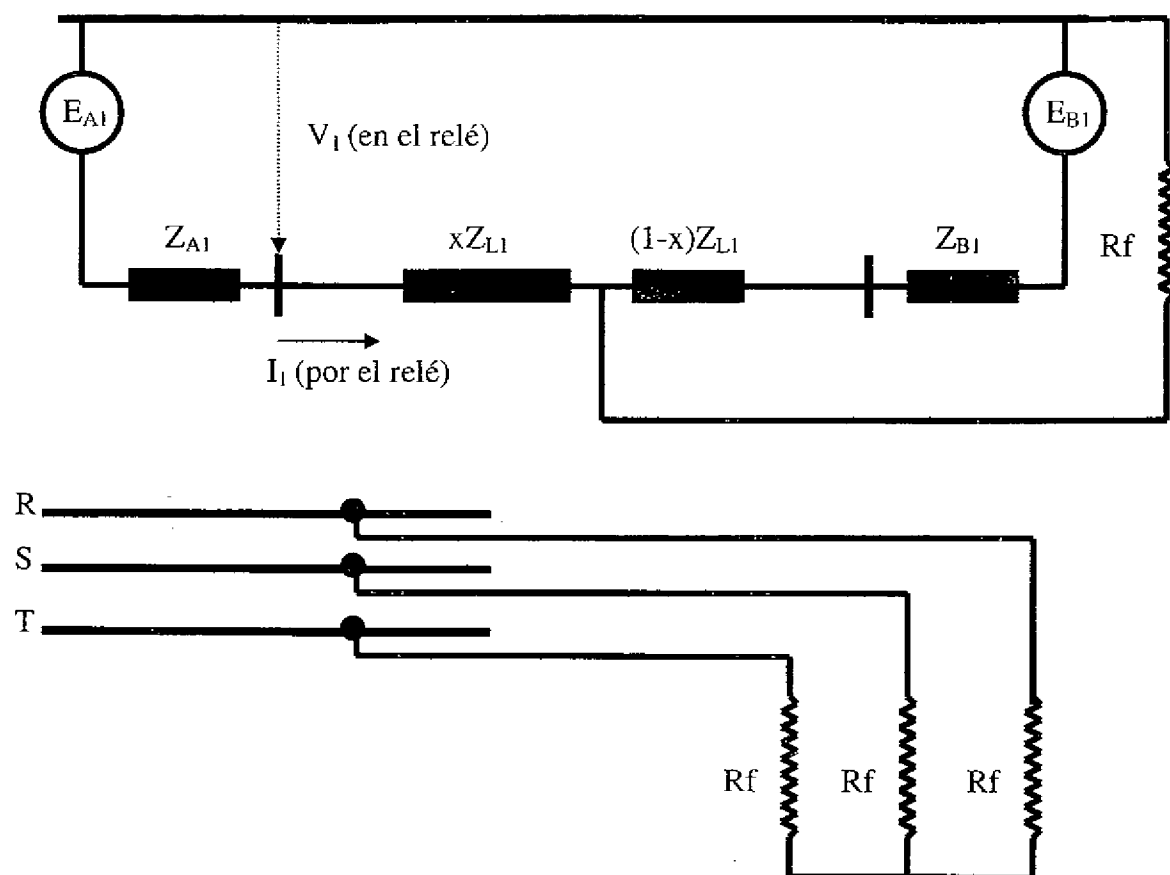


Fig. 4-23 (d): Red de secuencia para el estudio de falla R-S-T

En la Fig. 4-23 puede observarse la disposición de las fallas representadas en los cuadros 4-2 a 4-5.

Aunque en casi todas ellas la representación de la resistencia de falla es trivial, en el caso de la falla entre dos fases con contacto a tierra hemos optado por una disposición simétrica, que aunque tiene muy pocas probabilidades de producirse en la práctica debido a la disposición física, resulta la de más difícil interpretación. Sin embargo, puede observarse en el Cuadro 4-3 que la medición es correcta en los Modos 3, 4 y 5. En los dos primeros la influencia de las resistencias de falla aparece menos clara que en el tercero, pero es evidente que en todos ellos la impedancia aparente medida por el relé tiende al valor de la impedancia de línea intercalada hasta la falla cuando las resistencias tienden a cero. Si desplazásemos el punto de contacto a tierra hacia una de las fases (caso que en la práctica tiene mucho más probabilidades de ocurrir), el valor medido mediante el modo "fase a tierra" correspondiente a la fase con vinculación más directa a tierra aparecerá como el que contiene la menor influencia de la resistencia de puesta a tierra, aunque el modo "bifásico" podrá ser más exacto si la resistencia de falla entre las dos fases es menor que la resistencia de contacto a tierra.

FALLA R-E

Modo 1: V_{RE} $I_R + k_0 I_0$	$Z_a = xZ_{L1} + \frac{3R_f}{2C_1 + C_0(1 + k_0)}$
Modo 2: V_{SE} $I_S + k_0 I_0$	$Z_a = xZ_{L1} + \frac{(a - a^2)Z_2 + (1 - a^2)Z_0 - 3a^2 R_f}{C_1 - C_0(1 + k_0)}$
Modo 3: V_{TE} $I_T + k_0 I_0$	$Z_a = xZ_{L1} + \frac{(a^2 - a)Z_2 + (1 - a)Z_0 - 3a R_f}{C_1 - C_0(1 + k_0)}$
Modo 4: V_{RS} $I_R - I_S$	$Z_a = xZ_{L1} + \frac{(a - a^2)}{3} (Z_A + xZ_{L1}) + \frac{(1 - a^2)(Z_0 + 3 R_f)}{3C_1}$
Modo 5: V_{ST} $I_S - I_T$	∞
Modo 6: V_{TR} $I_T - I_R$	$Z_a = xZ_{L1} - \frac{(a - a^2)}{3} (Z_A + xZ_{L1}) - \frac{(a - 1)(Z_0 + 3 R_f)}{3C_1}$

Cuadro 4-2: Respuesta de los seis modos de medición en caso de falla R-E

FALLA S-T

Modo 1: V_{RE} $I_R + k_0 I_0$	∞
Modo 2: V_{SE} $I_S + k_0 I_0$	$Z_a = xZ_{L1} + \frac{Z_2 - a^2 R_f}{(a - a^2) C_1}$
Modo 3: V_{TE} $I_T + k_0 I_0$	$Z_a = xZ_{L1} + \frac{Z_2 - a R_f}{(a^2 - a) C_1}$
Modo 4: V_{RS} $I_R - I_S$	$Z_a = xZ_{L1} + (a^2 - a) (Z_A + xZ_{L1}) - \frac{a}{C_1} R_f$
Modo 5: V_{ST} $I_S - I_T$	$Z_a = xZ_{L1} + \frac{R_f}{2C_1}$
Modo 6: V_{TR} $I_T - I_R$	$Z_a = xZ_{L1} + (a - a^2) (Z_A + xZ_{L1}) - \frac{a^2}{C_1} R_f$

Cuadro 4-3: Respuesta de los seis modos de medición en caso de falla S-T

FALLA S-T-E

Modo 1: V_{RE} $I_R + k_0 I_0$	$Z_a = xZ_{L1} + \frac{[3Z_0 + (R_f/2) + 2R_g]}{C_1 - C_0(1 + k_0)}$
Modo 2: V_{SE} $I_S + k_0 I_0$	$Z_a = xZ_{L1} + \frac{3R_g(a^2 R_f - Z_2) + (a^2 - a)(R_f/2)Z_0 + (a^2 - 1)(R_f/2)Z_2 + (3a^2 R_f^2/4)}{C_1[a^2(Z_2 + R_f/2) + (a^2 - a)(Z_0 + R_f/2 + 3R_g)] - C_0(1 + k_0)(Z_2 + R_f/2)}$
Modo 3: V_{TE} $I_T + k_0 I_0$	$Z_a = xZ_{L1} + \frac{3R_g(a R_f - Z_2) + (a - a^2)(R_f/2)Z_0 + (a - 1)(R_f/2)Z_2 + (3a R_f^2/4)}{C_1[a(Z_2 + R_f/2) + (a - a^2)(Z_0 + R_f/2 + 3R_g)] - C_0(1 + k_0)(Z_2 + R_f/2)}$
Modo 4: V_{RS}	$Z_a = xZ_{L1} + \frac{[3Z_2 + (1 - a^2)R_f](Z_0 + R_f/2 + 3R_g) + (1 - a^2)(Z_2 + R_f/2)R_f/2}{C_1[(a - a^2)(Z_0 + R_f/2 + 3R_g) + (1 - a^2)(Z_2 + R_f/2)]}$
Modo 5: V_{ST} $I_S - I_T$	$Z_a = xZ_{L1} + \frac{R_f}{2C_1}$
Modo 6: V_{TR} $I_T - I_R$	$Z_a = xZ_{L1} + \frac{[3Z_2 + (1 - a)R_f](Z_0 + R_f/2 + 3R_g) + (1 - a)(Z_2 + R_f/2)R_f/2}{C_1[(a^2 - a)(Z_0 + R_f/2 + 3R_g) + (1 - a)(Z_2 + R_f/2)]}$

Cuadro 4-4: Respuesta de los seis modos de medición en caso de falla R-S-E

FALLA R-S-T

Modo 1: V_{RE} $I_R + k_0 I_0$	$Z_a = xZ_{L1} + \frac{R_f}{C_1}$
Modo 2: V_{SE} $I_S + k_0 I_0$	$Z_a = xZ_{L1} + \frac{R_f}{C_1}$
Modo 3: V_{TE} $I_T + k_0 I_0$	$Z_a = xZ_{L1} + \frac{R_f}{C_1}$
Modo 4: V_{RS} $I_R - I_S$	$Z_a = xZ_{L1} + \frac{R_f}{C_1}$
Modo 5: V_{ST} $I_S - I_T$	$Z_a = xZ_{L1} + \frac{R_f}{C_1}$
Modo 6: V_{TR} $I_T - I_R$	$Z_a = xZ_{L1} + \frac{R_f}{C_1}$

Cuadro 4-5: Respuesta de los seis modos de medición en caso de falla R-S-T

Para todos los Modos y variantes de falla, puede observarse que lo previsto como "bien" en el Cuadro 4-1 realmente se cumple. Restan analizar las incógnitas de dicho Cuadro 4-1. No resulta difícil ver, analizando los Cuadros 4-2, 4-3, 4-4 y 4-5, que las impedancias medidas en todos los casos exceden largamente a la impedancia intercalada hasta la falla, pero en las Figuras 4-24 y 4-25 se pueden apreciar los esquemas fasoriales representativos de algunos de los casos, para poner en evidencia en forma gráfica los resultados.

En resumen, se puede decir que cada uno de los tipos de falla es medido correctamente por uno o más modos y que para cada uno de esos tipos de falla los otros modos miden una impedancia mayor que la impedancia hasta la falla. Claro está, en todos los casos aparece una componente, que podemos calificar de "indeseable", que se debe a la resistencia de falla.

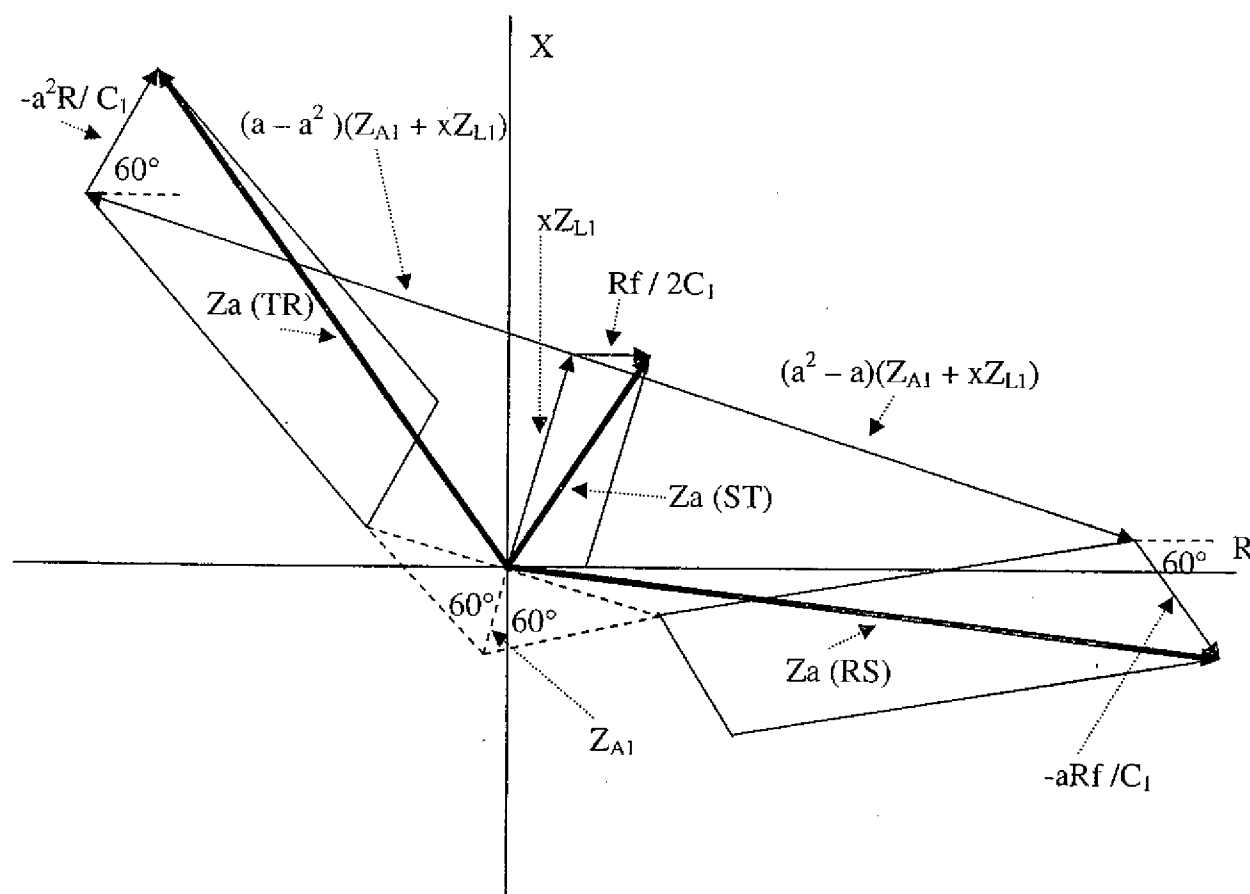


Fig. 4-24: Impedancias Aparentes presentadas en los Modos 4, 5 y 6 (RS-ST-TR) durante una falla S-T

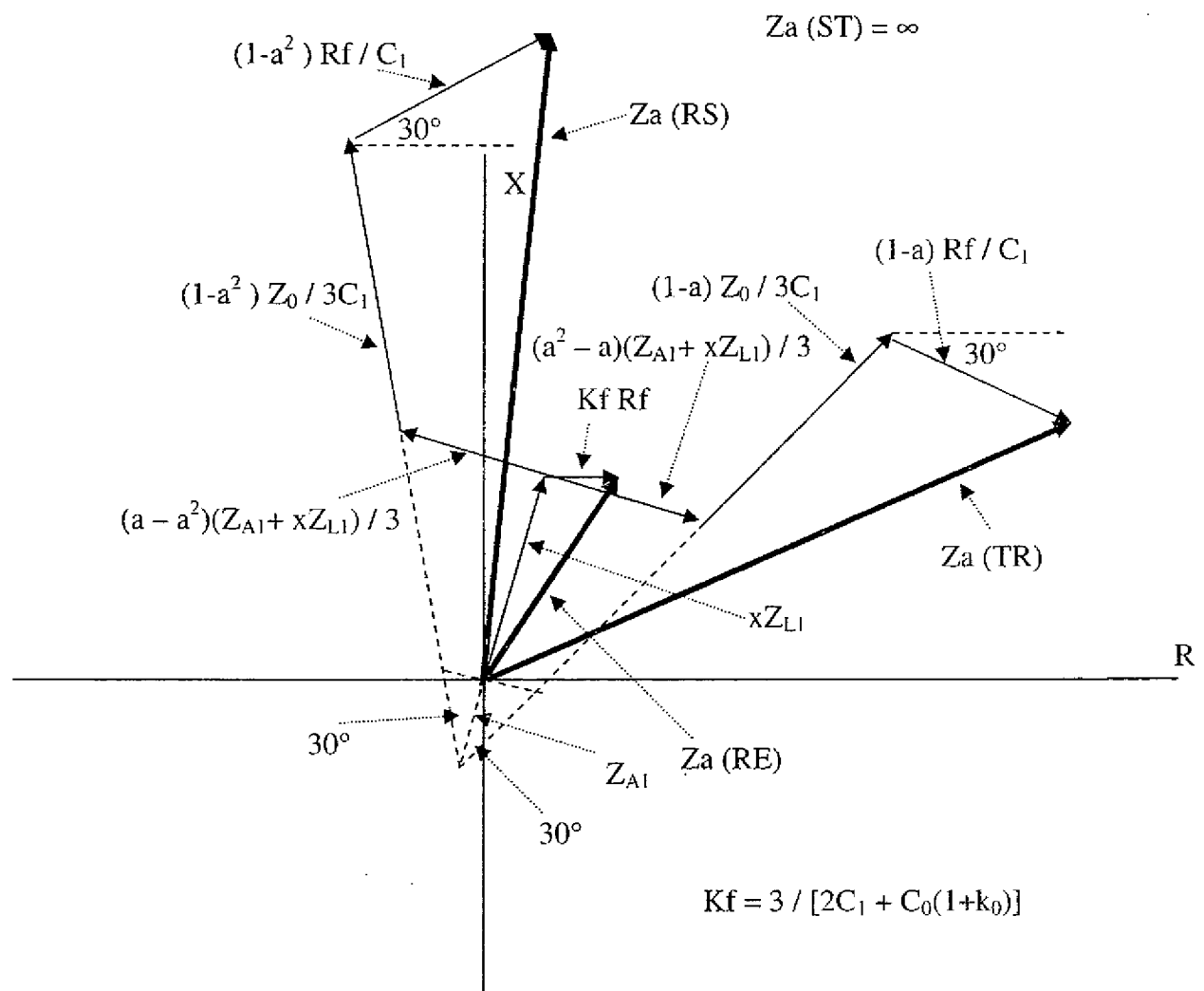


Fig. 4-25: Impedancias Aparentes presentadas en los Modos 1, 4, 5 y 6 (RE-RS-ST-TR) durante una falla R-E

Tampoco resulta difícil ver que aquellos modos que miden una impedancia mayor que la impedancia intercalada hasta la falla, contienen un exceso respecto a ésta que depende de la "impedancia de fuente", es decir, de la impedancia hacia atrás del relé, incluyendo la impedancia de la fuente Thévenin equivalente.

Ese es un dato de extraordinaria importancia, ya que para los Modos de medición correspondientes a fases "sanas" los lugares de impedancia aparente de falla se acercan tanto más al origen del diagrama de impedancias, cuanto menor sea la impedancia de fuente Z_A . Puesto que algunos relés tienen Características de Arranque (véase este concepto en el punto 4.10), puede suceder que las impedancias medidas mediante los modos de "fases sanas" caigan también dentro de esa característica de arranque. En esas condiciones, puede ocurrir que una falla de un determinado tipo, por ejemplo R-S, sea vista por la Unidad de Arranque como falla trifásica y seleccione las fases de corriente y tensión a aplicar a la Unidad de Medida en forma errónea. Dado que la Unidad de Medida tiene indefectiblemente

una característica mucho menos expandida que aquella de las Unidades de Arranque, verá la impedancia erróneamente medida fuera de su alcance. Si bien este problema es de suma gravedad en los Relés de Distancia con Sistema de Arranque y única Unidad de Medida (incluidos los relés digitales que procesan solamente el modo que corresponda al tipo de falla detectado), también es importante en los Relés de Distancia con múltiples Unidades de Medida, ya que puede dar lugar a que no se lleve a cabo un recierre automático programado solamente para fallas monofásicas, por haberse hecho una detección falsa de tipo de falla.

Con toda claridad, la selección de características de un Relé de Distancia debe hacerse con sumo cuidado, de modo de evitar que las impedancias medidas mediante Modos de "fases sanas" caigan dentro de esas características. Esto es especialmente recomendable cuanto menor es la impedancia hacia atrás del relé.

Recordemos que todo lo dicho en este punto está basado en valores obtenidos sin tener en consideración la corriente carga. Si se tiene en cuenta dicha corriente, la influencia de la resistencia de falla se verá modificada, en módulo y en fase, tanto en los Modos que miden "bien", como en los Modos de fases "sanas". En el caso de los Modos que miden "bien", la modificación da lugar a errores de sobrealcance o subalcance, según la PPT, y a la necesidad de adoptar características capaces de cubrir adecuadamente la resistencia de falla modificada. En los Modos de "fases sanas", la modificación no produce en general resultados prácticos dignos de ser tenidos en consideración.

4.9. Otras formas de medición de los Relés de Distancia

La forma de medición de los Relés de Distancia expuesta en el punto 4.8 se basa en la determinación de la impedancia de secuencia positiva intercalada entre la ubicación del relé y la falla. Eso incluye a los relés analógicos, electromecánicos o electrónicos, y a los relés digitales, cuyos algoritmos usuales serán descriptos en el Capítulo 7.

No obstante, algunos fabricantes han desarrollado formas distintas de medición para fallas fase a tierra:

- Compensación por corrientes de fases sanas
- Compensación de la tensión aplicada

4.9.1. Compensación por corrientes de fases sanas

Con esta modalidad de compensación se obtiene el valor de la "autoimpedancia compensada por efecto de la corriente de tierra" intercalada entre la ubicación del relé y la falla, más un término proporcional a la resistencia de falla.

Si observamos la ecuación matricial (4-21), vemos que para el caso de una falla fase R a tierra en el punto I, la tensión de dicha fase respecto a tierra en el punto k se puede escribir:

$$V_{RE} = X \cdot (Z_L - 2Z_m + Z_E) \cdot I_R + X \cdot (Z_M - 2Z_m + Z_E) \cdot I_S + X \cdot (Z_M - 2Z_m + Z_E) \cdot I_T + R_f \cdot I_f \quad (4-59)$$

Donde x representa la distancia a la falla y las impedancias están expresadas en valores unitarios.

Recordemos que denominamos:

Autoimpedancia compensada por efecto de la corriente por tierra:

$$Z_{LC} = Z_L - 2Z_m + Z_E \quad (4-60)$$

Impedancia mutua compensada por efecto de la corriente por tierra:

$$Z_{MC} = Z_M - 2Z_m + Z_E \quad (4-61)$$

Reemplazando resulta:

$$V_{RE} = x.Z_{LC}.I_R + x.Z_{MC}.(I_S + I_T) + R_f.I_f \quad (4-62)$$

Denominamos "corriente compensada por corrientes de fase sana" a la siguiente expresión:

$$I_{RC} = I_R + \frac{Z_{MC}}{Z_{LC}}.(I_S + I_T) \quad (4-63)$$

Resulta entonces:

$$\frac{V_{RE}}{I_{RC}} = x.Z_{LC} + R_f. \frac{I_f}{I_R + kc.(I_S + I_T)} \quad (4-64)$$

Con $kc = Z_{MC} / Z_{LC}$

Es decir, el cociente entre la tensión de la fase R y la corriente de la fase R compensada según la expresión (4-63) es igual a la Impedancia de Fase Compensada, más la resistencia de falla multiplicada por un factor que es igual al cociente entre la corriente por la falla y la corriente de la fase R compensada.

Esa forma de medición es la que han adoptado algunos fabricantes para determinar la distancia de fallas fase a tierra.

Es claro que las impedancias de secuencia y las impedancias de fase están relacionadas por la transformación de la ecuación (4-25), cuya inversa es también válida. Aplicando la misma, resulta:

$$Z_{MC} = (Z_{L0} - Z_{L1}) / 3 \quad (4-65)$$

y

$$Z_{LC} = Z_{L0} / 3 + 2Z_{L1} / 3 \quad (4-66)$$

La autoimpedancia de fase de la línea compensada por efecto de la corriente de tierra puede ser vista como representativa de la impedancia del lazo de falla.

Es claro que la comparación con la característica del relé debe realizarse en el mismo plano.

4.9.2. Compensación de la tensión aplicada

Con esta forma de compensación, la determinación de la ubicación de una falla fase a tierra se lleva a cabo a través de la impedancia de secuencia cero.

La compensación de tensión que se aplica es:

$$V_{REC} = V_{RE} - (I_R - I_0) \cdot D \cdot Z_{L1} \quad (4-67)$$

Donde **D** es la distancia límite de la zona de protección.

La tensión de la fase R en la ubicación del relé en el caso de falla fase R a tierra es:

$$V_{RE} = x Z_{L1} \cdot I_1 + x Z_{L2} \cdot I_2 + x Z_{L0} \cdot I_0 + R_f \cdot I_f \quad (4-68)$$

Todas las corrientes son las que se miden en la ubicación del relé.

Reemplazando (4-68) en (4-67), resulta:

$$V_{REC} = x Z_{L1} \cdot I_1 + x Z_{L2} \cdot I_2 + x Z_{L0} \cdot I_0 - (I_R - I_0) \cdot D \cdot Z_{L1} + R_f \cdot I_f \quad (4-69)$$

O lo que es lo mismo:

$$V_{REC} = x Z_{L1} \cdot (I_1 + I_2) + x Z_{L0} \cdot I_0 - (I_1 + I_2) \cdot D \cdot Z_{L1} + R_f \cdot I_f \quad (4-70)$$

Dividiendo por I_0 :

$$V_{REC} / I_0 = x Z_{L1} \cdot (I_1 + I_2) / I_0 + x Z_{L0} - (I_1 + I_2) / I_0 \cdot D \cdot Z_{L1} + R_f \cdot I_f / I_0 \quad (4-71)$$

Obsérvese que cuando x es igual a **D** resulta:

$$V_{REC} / I_0 = D Z_{L0} + R_f \cdot I_f / I_0 \quad (4-72)$$

Sintéticamente se puede decir que cuando la falla se encuentra en el punto límite de alcance, la relación entre la tensión compensada y la corriente de secuencia cero es igual a la impedancia de secuencia cero hasta ese punto, más un término

proporcional a la resistencia de falla. Cuando la falla está más allá del punto límite la impedancia medida de esa forma se incrementa y viceversa.

Para eliminar la influencia de la resistencia de falla, la comparación se lleva a cabo mediante una característica de reactancia (recta paralela al eje de resistencia pasante por $D X_{L0}$). Dado que en buena parte de los casos la corriente por la falla y la corriente de secuencia cero en la ubicación del relé están muy aproximadamente en fase, esta forma de eliminación de la influencia de la resistencia de falla es eficaz.

4.10. Relés de Distancia con una Unidad de Medida y Relés de Distancia con múltiples Unidades de Medida

Dado que las tensiones y corrientes a aplicar para cada tipo de falla, V_{ap} y I_{ap} , son distintas en cada uno de ellos, hay dos soluciones básicas posibles:

- Relés de Distancia con una sola Unidad de Medida, alimentada con la tensión y la corriente adecuadas para el tipo de falla que se ha producido, seleccionadas mediante un sistema especial de detección de tipo de falla.
- Relés de Distancia con múltiples Unidades de Medida, cada una de ellas alimentadas con la tensión y la corriente adecuadas para el tipo de falla a la que está dedicada la unidad en cuestión.

4.10.1. Relés de Distancia con una sola Unidad de Medida

Cuando se trata de dispositivos analógicos, el empleo de una única Unidad de Medida se hace solamente cuando se trata de relés electromagnéticos, ya que requiere indefectiblemente sistemas de conmutación con partes móviles, para la selección de corrientes y tensiones. En esas condiciones, no se justifica tal tipo de solución en relés de tecnología electrónica analógica, con los que se busca una mayor velocidad de respuesta, evitando el uso de partes sujetas a movimiento.

La selección de tensiones y corrientes a aplicar a la única Unidad de Medida se realiza por medio de dispositivos de medición más rudimentarios que dicha Unidad de Medida. En los casos más simples, son tres o cuatro dispositivos de Sobrecorriente, pero en las aplicaciones en líneas de transmisión y subtransmisión se suelen usar tres dispositivos con característica distanciométrica y un dispositivo de sobrecorriente de detección de falla a tierra. Esas características distanciométricas para la conmutación a menudo son tan simples como una circunferencia con centro en el origen, pero las condiciones del sistema de potencia pueden determinar la necesidad de características algo más complejas.

Los dispositivos de selección del tipo de falla también cumplen la función de "arranque" del Relé de Distancia" y por ello se los suele llamar Unidades de Arranque. Es decir, están encargados en primer término de determinar la existencia de falla y luego de seleccionar las tensiones y corrientes para el tipo de falla que han detectado.

La conmutación de tensiones y corrientes adecuadas para alimentar a la Unidad de Medida es llevada a cabo por un sistema lógico de dispositivos de atracción de armadura de múltiples contactos, cuya señal SI-No de alimentación a sus respectivas armaduras proviene de las Unidades de Arranque.

En general, esta solución para Relés de Distancia electromagnéticos fue preferida por los fabricantes de protecciones de Europa Continental, mientras que los fabricantes de USA y del Reino Unido prefirieron para sus relés electromagnéticos la solución con múltiples Unidades de Medida.

Los relés con única Unidad de Medida son menos voluminosos que los de múltiples Unidades de Medida, pero el sistema de conmutación los hacen complejos y algo más lentos.

4.10.2. Relés de Distancia con múltiples Unidades de Medida

Conceptualmente, los Relés de Distancia con múltiples Unidades de Medida son sencillos, ya que contienen seis unidades, cada una de ellas dedicada a tipos específicos de fallas. Tres de ellas están asignadas a fallas monofásicas a tierra, aunque también miden bien fallas bifásicas con contacto a tierra y fallas trifásicas. Las otras tres están asignadas a fallas bifásicas, aunque también miden bien las fallas bifásicas con contacto a tierra y las fallas trifásicas.

En síntesis, cada unidad corresponde a cada uno de los Modos de Medición vistos.

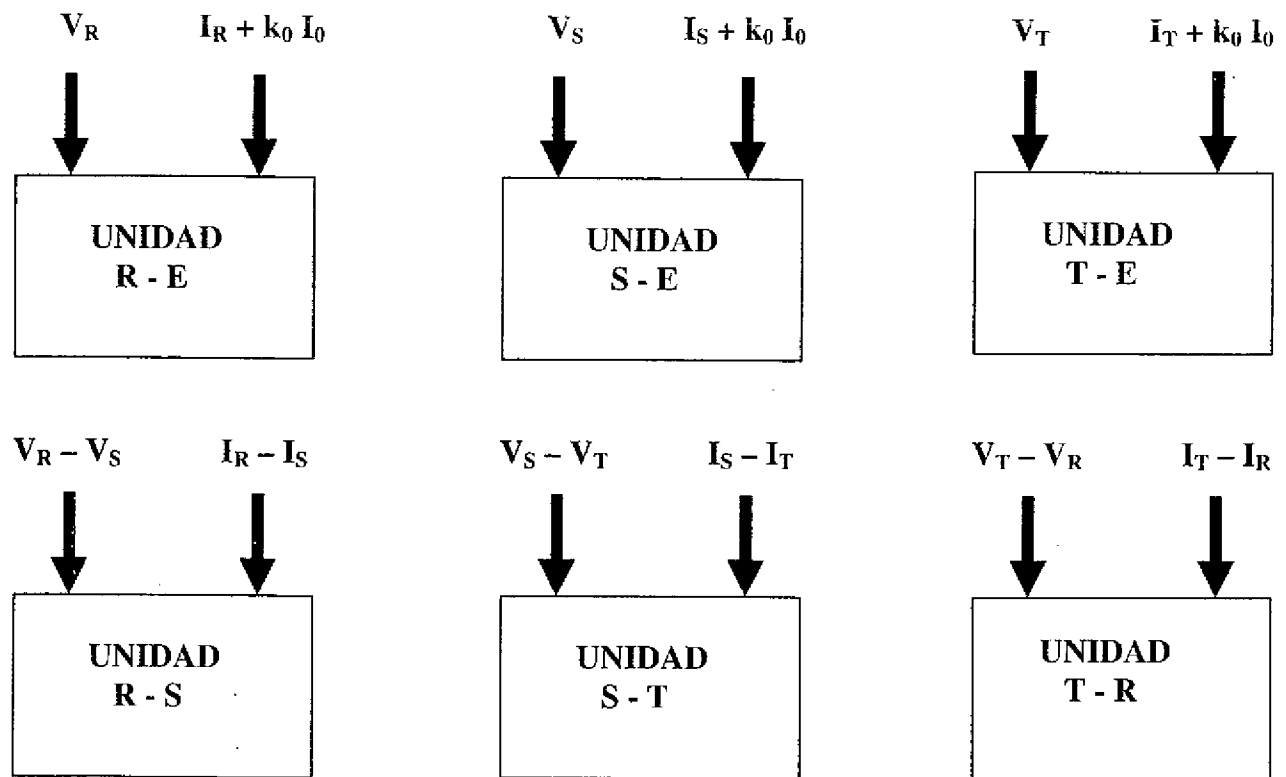
En la Fig. 4-26 se muestra en forma esquemática la diferencia entre relés de múltiples Unidades de medida y relés de única Unidad de Medida, en lo que se refiere a la utilización de tensiones y corrientes.

Dentro de los relés de tecnología electromagnética existe también una variante con dos Unidades de Medida: Una para fallas a tierra y otras para fallas sin contacto a tierra. Un sistema de arranque, más simple que el del caso del punto 4.10.1, realiza también en este caso la correspondiente selección.

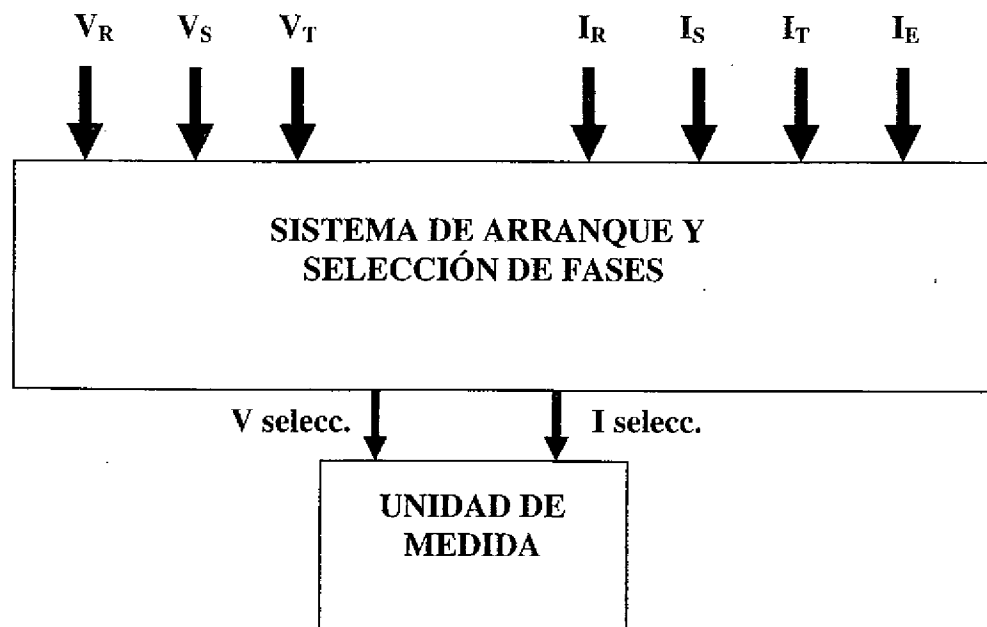
4.10.3. El caso de los Relés de Distancia digitales

Muchos Relés de Distancia digitales tienen cierta similitud con los relés analógicos de única Unidad de Medida, ya que el procesamiento para medir la Impedancia Aparente hasta la falla se realiza luego que se determina el tipo de falla y se seleccionan las tensiones y corrientes adecuadas para procesar. Sin embargo, como esas magnitudes han sido previamente convertidas a valores numéricos, no hacen falta sistemas de conmutación con partes móviles.

Otros Relés de Distancia digitales miden la Impedancia Aparente hasta la falla con los seis modos usuales. Con ello pueden obtener alguna información y confirmación adicional.



a) Esquema de Relé de Distancia con múltiples Unidades de Medida



b) Esquema de Relé de Distancia con Sistema de Selección de Fases y única Unidad de Medida

Fig. 4-26: Esquemas de distintos principios de funcionamiento de Relés de Distancia

4.11. Escalonamiento de Tiempos de los Relés de Distancia

Es claro que, en la búsqueda de una protección que sea selectiva sin recurrir a la temporización, sería deseable que los Relés de Distancia tuviesen un alcance exactamente igual al que corresponde a la totalidad de la longitud de la línea protegida. En esas condiciones, toda falla que se produjese en la línea sería despejada instantáneamente y, recíprocamente, toda falla que no estuviese en la línea protegida no provocaría el accionamiento del relé.

Lamentablemente, la medición que realizan los relés no es exacta. Existen errores en más y en menos que pueden dar lugar respectivamente a "subalcances" y "sobrealcances". En el primer caso, el relé detecta ciertas fallas más allá de su límite de protección. En el segundo caso, el relé no detecta ciertas fallas dentro de la zona que le corresponde proteger.

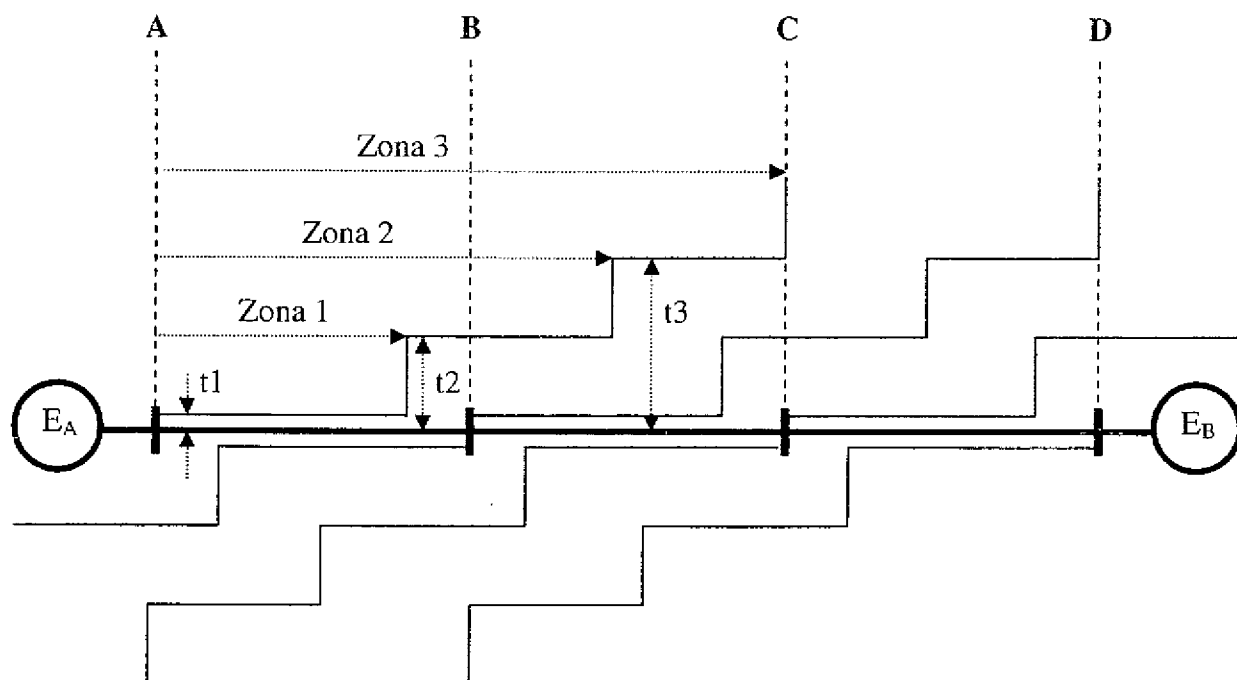
Para resolver esos problemas, evitando la pérdida de selectividad y garantizando al mismo tiempo que las fallas en la zona protegida sean despejadas, los Relés de Distancia poseen dos o más Zonas de Protección.

La Primera Zona cubre un cierto porcentaje de la línea, por ejemplo el 80% desde la ubicación del relé, y es de accionamiento instantáneo. La Segunda Zona cubre con un cierto exceso el tramo restante, en el caso del ejemplo el 20% remoto, y su accionamiento es temporizado. Como es absolutamente usual que la Segunda Zona sirva también de Respaldo Remoto de la Primera Zona del relé que le sigue hacia adelante, el exceso por sobre el 20% se regula teniendo en cuenta esa condición de respaldo.

También es usual la utilización de una Tercera Zona, cuyo objeto es completar el respaldo que realiza la Segunda Zona, y no es poco común encontrar relés de hasta cuatro o más Zonas.

El cubrimiento de todas las Zonas se selecciona considerando márgenes de seguridad respecto a su alcance teórico comprendidos entre 10% y el 20%, según la exactitud de medición esperada y la exactitud que puedan tener los cálculos de regulación. La temporización de las Zonas siguientes a la Primera Zona tiene en cuenta el Intervalo Selectivo necesario, determinado en forma similar al caso de las Protecciones de Sobrecorriente. En la Fig. 4-27 se muestra un escalonamiento de tiempos de Relés de Distancia de tres Zonas, con un margen de seguridad del 20% y un Intervalo Selectivo de 0,4 segundos.

Es claro que si un relé tiene más de una Zona de Protección, debe poseer más de una característica en cada Modo de Medición; es decir, debe tener tantas características como Zonas de Protección. En la Fig. 4-28 a) a c) pueden verse características multizonales de diversos tipos de Relés de Distancia. Hacemos notar que lo que aquí hemos denominado Zona, otras publicaciones lo denominan Escalón, Etapa, etc.



$$\text{Zona 1} = 0,8 Z_{AB}$$

$$\text{Zona 2} = 0,8 (Z_{AB} + 0,8 Z_{BC})$$

$$\text{Zona 3} = 0,8 [Z_{AB} + 0,8 (Z_{BC} + 0,8 Z_{CD})]$$

$$t_1 = \text{instantáneo}$$

$$t_2 = 0,4 \text{ seg.}$$

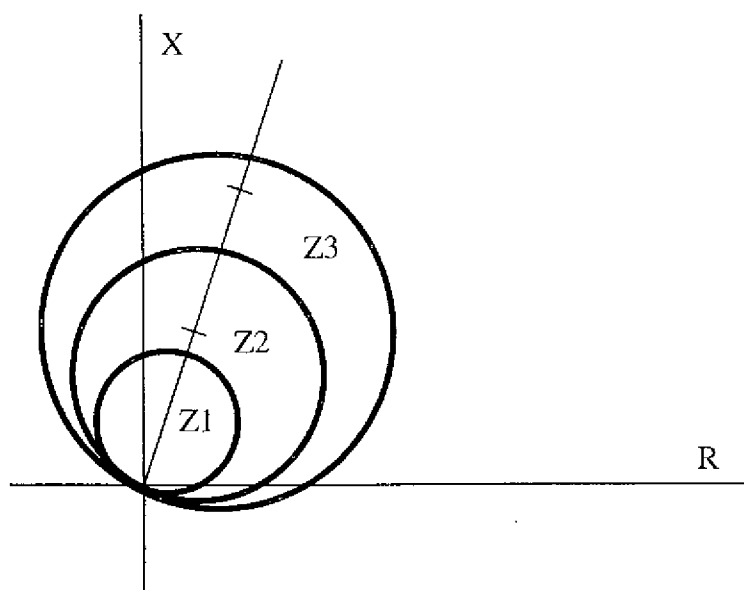
$$t_3 = 0,8 \text{ seg.}$$

Obsérvese que se trata de un escalonamiento teórico, ya que el alcance de la Zona 3 no tiene ningún margen de seguridad para cubrir como respaldo remoto la línea vecina siguiente. Puede resultar necesario extender la Zona 3 o adoptar una Zona 4.

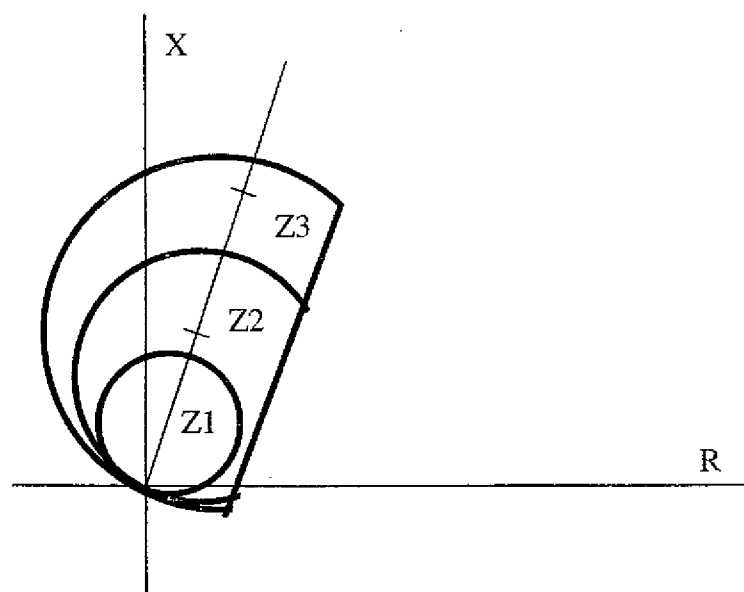
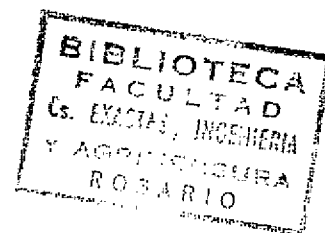
Fig. 4-27: Escalonamiento de tiempos teórico de los Relés de Distancia

Veamos que la solución descrita no es la ideal, ya que cierta proporción de las fallas, por ejemplo el 40% si el margen de seguridad es del 20%, dará lugar a accionamientos temporizados desde uno de los extremos, aunque todos los relés midan correctamente y ninguno deba trabajar en condición de Respaldo Remoto. La única posibilidad de evitar accionamientos temporizados en las Protecciones Distanciométricas es asociar a cada sistema un Sistema de Teleprotección.

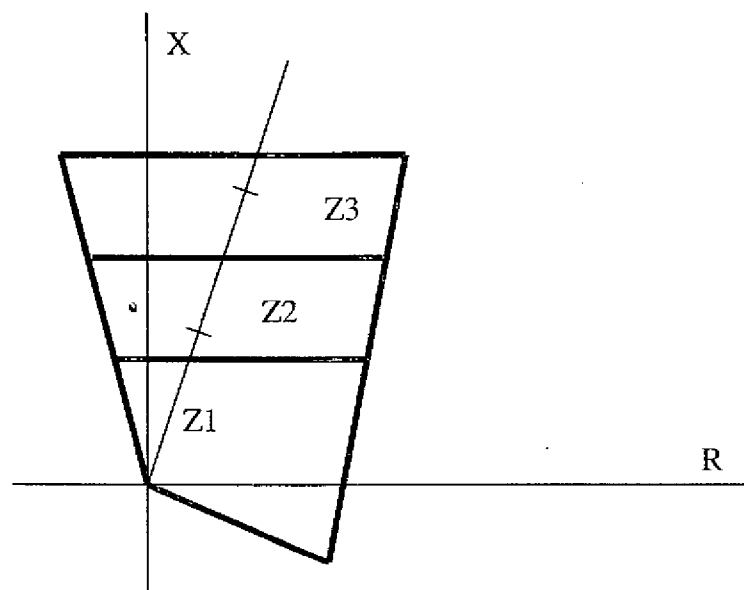
Existen distintas variantes de Sistemas de Teleprotección asociados a los Sistemas de Protección de Distancia, las que serán descritas en el Capítulo 5, pero todas ellas tienen en común la necesidad de transmitir señales lógicas entre los extremos de las líneas. Esas señales más precisamente son señales de estado y por medio de ellas cada relé transmite al relé del otro extremo el sentido en el cual detectó la falla, o la autorización directa de apertura del interruptor o un bloqueo. Los medios de comunicación de las señales también pueden variar: Onda Portadora, Radioenlace, Hilo Piloto o Fibra Óptica son soluciones difundidas.



a) Característica de Admitancia de tres Zonas



b) Característica de Admitancia con Blindaje de tres Zonas



c) Característica Cuadrilateral de tres Zonas

Fig. 4-28: Algunos ejemplos de características multizonales

4.12. La comparación entre la Impedancia Aparente y la Característica en un Relé de Distancia

Recordemos que se denomina Característica de un Relé de Distancia al conjunto de relaciones complejas de las tensiones y corrientes de entrada que constituyen el límite de accionamiento o puntos de equilibrio del relé. Claro está que este concepto se aplica a cada Modo de medición.

Es decir, dado un Modo de medición y la Característica del relé, se trata de determinar si la impedancia medida cae fuera o dentro de la Característica.

Pero veamos que el valor del módulo del límite de comparación depende del ángulo eléctrico de la impedancia medida, salvo que la Característica sea tan simple como una circunferencia con centro en el origen (Fig. 4-2). Por esa razón, el relé debería llevar a cabo una comparación simultánea de módulo y ángulo de fase.

Esa comparación simultánea es en la práctica no realizable en dispositivos electromecánicos o electrónicos analógicos. En los relés digitales pueden programarse algoritmos capaces de llevarlas a cabo, pero no son sencillos.

Por la razón apuntada, tanto en los relés analógicos, electromecánicos o electrónicos, como en los relés digitales se prefirieron métodos basados en funciones de comparación simples que aquí denominamos Comparadores.

Hay dos tipos de Comparadores que se pueden usar, uno u otro:

- Comparadores de Fase
- Comparadores de Amplitud

Ambos tipos de Comparadores comparan dos señales sinusoidales, de frecuencia fundamental del sistema, y por lo tanto representables mediante fasores (vectores complejos). En los dispositivos analógicos las señales a comparar son combinaciones de ondas analógicas de corriente y ondas de tensión, proporcionales a las obtenidas a través de los Transformadores de Corriente y los Transformadores de Tensión. En los relés digitales son los fasores representativos de esas mismas corrientes y tensiones, obtenidos luego del proceso de filtrado y la conversión a valores numéricos. De ese modo, lo que describimos de aquí en adelante vale en forma independiente de la forma en la que se lleve a cabo la comparación.

Denominemos a las señales a comparar:

$$S_1 = |S_1| \angle S_1 \quad (4-73)$$

$$S_2 = |S_2| \angle S_2 \quad (4-74)$$

Es decir, con un módulo y fase.

Realizar una comparación de fase de esas dos señales significa determinar si:

$$2\pi - \beta_1 \leq \delta \leq \beta_2 \quad (4-75)$$

Donde:

β_1 y β_2 son los ángulos de comparación y

$$\delta = \angle \underline{S_1} - \angle \underline{S_2} \quad (4-76)$$

Realizar una comparación de módulo de esas dos señales significa determinar si:

$$|S_1| \leq K_c |S_2| \quad (4-77)$$

Con K_c constante real de comparación.

En la Fig. 4-29 están esquematizados ambos tipos de comparación en el plano complejo $S = S_1 / S_2$.

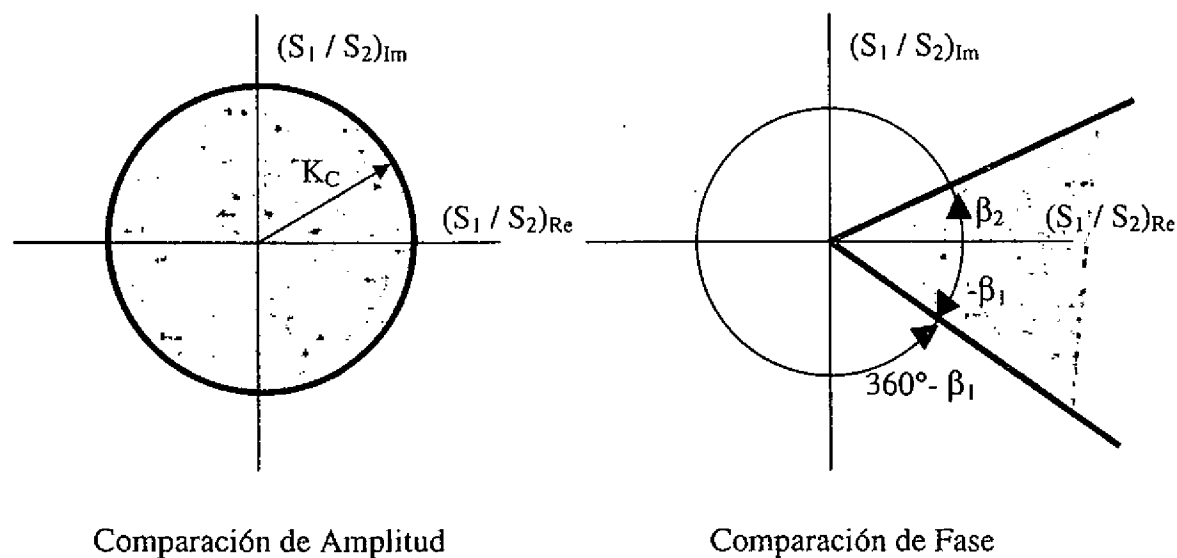


Fig. 4-29: Características de Comparación de Amplitud y Comparación de Fase en el plano complejo de señales "S"

En ese plano, la comparación de fase resulta en una característica constituida por dos semirrectas concurrentes en el origen, que forman ángulos respecto al eje real β_1 y β_2 . La comparación de módulos resulta en una característica constituida por una circunferencia con centro en el origen y radio Kc .

Si suponemos que la señal S_1 es la tensión aplicada al relé y la señal S_2 es la corriente aplicada al relé, el plano S es el plano de Impedancia aparente Za . Pero un Relé de Distancia necesita en general características más complejas que semirrectas concurrentes en el origen o circunferencias con centro en el origen. De ese modo, las dos señales a comparar en cualquiera de los dos métodos no pueden ser tan simples.

La casi totalidad de las características usuales de los Relés de Distancia están compuestas por sectores de circunferencias y/o líneas rectas, ubicadas en distintas posiciones del plano de impedancias, tal como hemos visto en las Figuras 4-28 a) a f). Algunas pocas excepciones están dadas por características elípticas, pero no son de uso común y la explicación de su forma de obtención puede encontrarse en los manuales respectivos.

Nos referiremos entonces a la forma de obtención de características formadas por sectores de circunferencias y rectas.

Para lograr circunferencias o líneas rectas convenientemente ubicadas en el plano de impedancia aparente, usando Comparadores de Fase o Comparadores de Amplitud, es necesario dar a las señales S_1 y S_2 formas compuestas de tensión y corriente aplicadas al relé, de la forma:

$$S_1 = K_1 \cdot V_{ap} + Z_{M1} \cdot I_{ap} \quad (4-78)$$

$$S_2 = K_2 \cdot V_{ap} + Z_{M2} \cdot I_{ap} \quad (4-79)$$

Donde K_1 , K_2 , Z_{M1} y Z_{M2} son constantes de diseño, en general complejas, es decir, que modifican el módulo y la fase de la señal respectiva tomada de la red.

De aquí en más se demuestra que es posible obtener líneas rectas o circunferencias comparando las señales de esa forma, pero debemos aclarar que lo nuestro es una demostración totalmente general, a partir de la cual se puede llegar a cada uno de los casos particulares que aparecen demostrados individualmente en la mayor parte de los libros y manuales de fabricantes.

La forma más adecuada de entender conceptualmente el problema, tanto para el análisis de características ya diseñadas como para la síntesis de nuevas características, es realizar el estudio de las transformaciones entre dos planos complejos. Esos planos son los siguientes:

$$S = S_1 / S_2 \quad \text{y} \quad Za = V_{ap} / I_{ap} \quad (4-80)$$

Haciendo el cociente de las expresiones (4-78) y (4-79) y dividiendo numerador y denominador por **lap**, resulta:

$$S = \frac{K_1 \cdot Vap/lap + Z_{M1}}{K_2 \cdot Vap/lap + Z_{M2}} \quad (4-81)$$

Es decir:

$$S = \frac{K_1 \cdot Za + Z_{M1}}{K_2 \cdot Za + Z_{M2}} \quad (4-82)$$

Despejando la Impedancia Aparente **Za**:

$$Za = \frac{-Z_{M2} \cdot S + Z_{M1}}{K_2 \cdot S - K_1} \quad (4-83)$$

Haciendo el cociente de los polinomios del mismo orden del numerador y el denominador, resulta:

$$Za = \frac{-Z_{M2}}{K_2} + \frac{Z_{M1} - Z_{M2} \cdot (K_1/K_2)}{K_2 \cdot [S - (K_1/K_2)]} \quad (4-84)$$

La ecuación (4-70) constituye una transformación entre planos complejos, del tipo:

$$Za = A + \frac{B}{S + C} \quad (4-85)$$

C da lugar a una traslación de **S**.

$\frac{1}{S + C}$ es una inversión.

B produce una expansión o contracción y una rotación.

A da lugar a otra traslación.

Veamos ahora el empleo de ambos tipos de comparador.

4.12.1. Comparadores de Fase

En primer lugar, consideremos la transformación de una recta pasante por el origen del plano complejo **S**.

La traslación **C** produce en un plano **S'** una recta desplazada, tal como se ve en la Fig. 4-30.

La inversión $1/(S+C) = 1/S'$ convierte a esa recta desplazada en una circunferencia pasante por el origen en el plano **Z''**. Como puntos singulares de esa circunferencia podemos identificar el origen, que es la inversión del punto infinito de la recta, y el punto más alejado del origen, que es la inversión del punto más cercano al origen de la recta desplazada.

La expansión o contracción y rotación dada por **B** implica en el plano **Z' = B · Z''** una nueva circunferencia también pasante por el origen, aunque expandida o contraída según el módulo de **B** y con cada uno de sus puntos rotados según el ángulo de fase de **B**.

Al aplicar la traslación **A**, se obtiene en el plano **Za = A + Z'** una circunferencia que no pasará en general por el origen, pero que mantiene el radio de la anterior.

Analicemos algunos casos particulares.

Si **C = 0** o si su argumento coincide con el ángulo β de la recta (por lo tanto la recta en el plano **S'** sigue pasando por el origen), la inversión da lugar en el plano **Z''** a otra recta pasante por el origen. La transformación dada por **B** y la transformación dada por **A** dan finalmente lugar a otra recta.

Si recordamos que:

$$A = -Z_{M2} / K_2$$

$$B = [Z_{M1} - Z_{M2} \cdot (K_1 / K_2)] / K_2$$

$$C = -K_1 / K_2$$

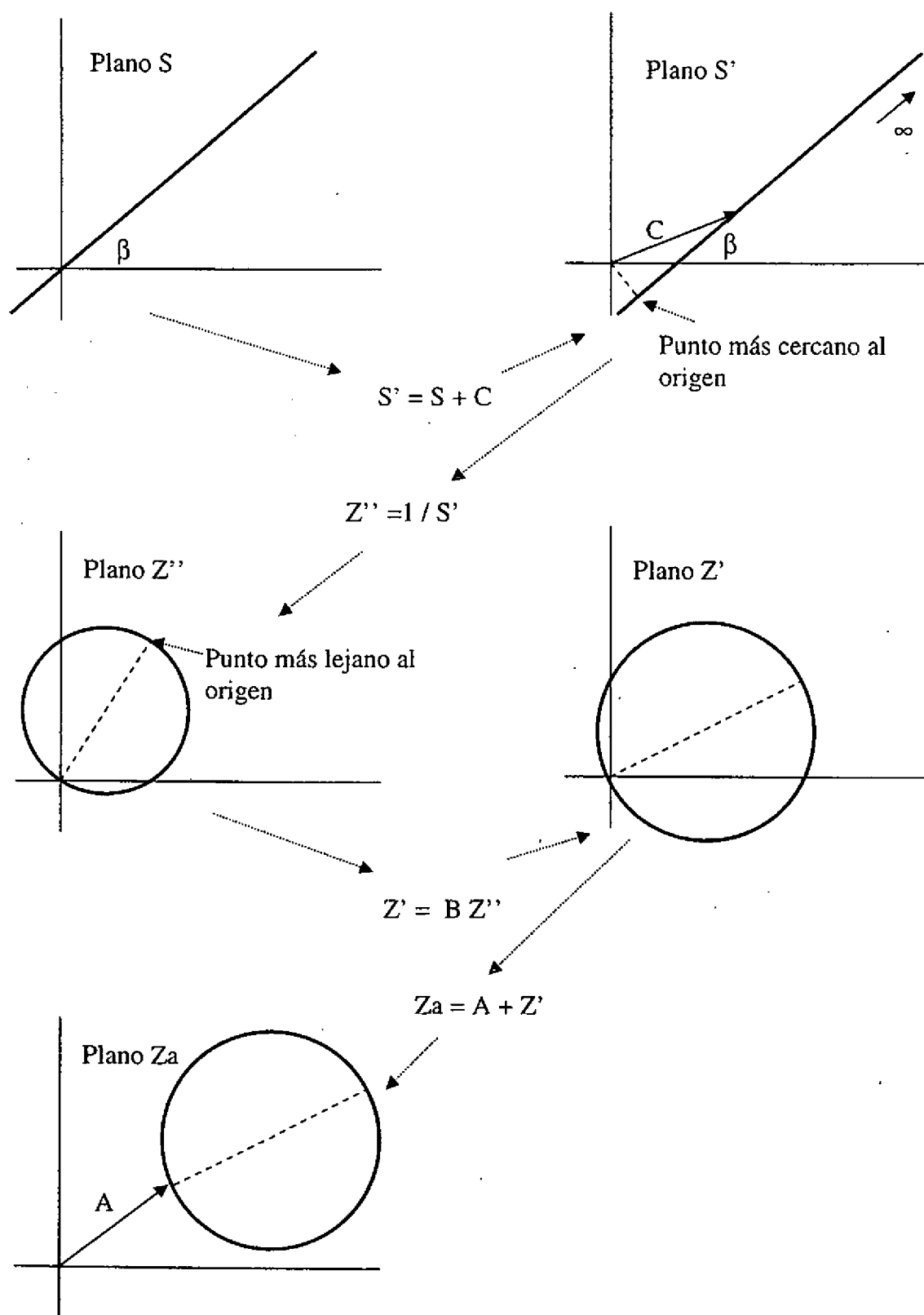


Fig. 4-30: Serie de transformaciones dadas por el Comparador de Fase

Podemos preguntarnos si eligiendo adecuadamente las constantes complejas K_1 , K_2 , Z_{M1} y Z_{M2} , además del ángulo de comparación β , se puede diseñar una característica a nuestra conveniencia. Efectivamente es posible, con la ventaja que hay varios grados de libertad. Ello se debe a que una circunferencia queda determinada por su radio y por la posición de su centro, lo que constituye un total de tres valores, mientras que disponemos de cinco valores de diseño a elección (cuatro módulos y cinco ángulos). Un buen diseño es aquel que se hace eligiendo esos valores tan simples como sea posible. Algunos ejemplos que mostraremos más adelante permitirán aclarar lo dicho.

Dijimos que una circunferencia queda determinada por su radio (un valor real) y la posición de su centro (módulo y ángulo o coordenadas cartesianas). Siguiendo detalladamente las transformaciones descriptas se llega a las expresiones (4-90), (4-91), (4-92), (4-93) y (4-94). En ellas:

$$Z_{M1} = |Z_{M1}| \angle \theta_1 \quad (4-86)$$

$$Z_{M2} = |Z_{M2}| \angle \theta_2 \quad (4-87)$$

$$K_1 = |K_1| \angle \alpha_1 \quad (4-88)$$

$$K_2 = |K_2| \angle \alpha_2 \quad (4-89)$$

Para las coordenadas del centro de la circunferencia resulta:

$$U_c = \frac{|Z_{M1}/K_1| \sin(\beta + \alpha_2 - \theta_1) + |Z_{M2}/K_2| \sin(\beta + \theta_2 - \alpha_1)}{2 \cos(\pi/2 - \beta + \alpha_1 - \alpha_2)} \quad (4-90)$$

$$V_c = \frac{|Z_{M1}/K_1| \cos(\beta + \alpha_2 - \theta_1) + |Z_{M2}/K_2| \cos(\beta + \theta_2 - \alpha_1)}{2 \cos(\pi/2 - \beta + \alpha_1 - \alpha_2)} \quad (4-91)$$

Si el centro de la circunferencia se da en coordenadas polares, el módulo del vector que determina el centro y su argumento resultan respectivamente:

$$|P_c| = \frac{\sqrt{|Z_{M1}/2K_1|^2 + |Z_{M2}/2K_2|^2 - 0,5 |Z_{M1}/K_1| \cdot |Z_{M2}/K_2| \cos(2\beta + \alpha_2 - \alpha_1 + \theta_2 - \theta_1)}}{\cos(\pi/2 - \beta + \alpha_1 - \alpha_2)} \quad (4-92)$$

$$\angle P_c = \arccos \frac{|Z_{M1}/2K_1| \sin(\beta + \alpha_2 - \theta_1) + |Z_{M2}/K_2| \sin(\beta + \theta_2 - \alpha_1)}{2 \sqrt{|Z_{M1}/2K_1|^2 + |Z_{M2}/2K_2|^2 - 0,5 |Z_{M1}/K_1| \cdot |Z_{M2}/K_2| \cos(2\beta + \alpha_2 - \alpha_1 + \theta_2 - \theta_1)}}$$
(4-93)

y para su radio:

$$r = \frac{\sqrt{|Z_{M1}/2K_1|^2 + |Z_{M2}/2K_2|^2 - 0,5 |Z_{M1}/K_1| \cdot |Z_{M2}/K_2| \cos(\theta_1 - \theta_2 - \alpha_1 + \alpha_2)}}{\cos(\pi/2 - \beta + \alpha_1 - \alpha_2)}$$
(4-94)

Como veremos poco más adelante, estas expresiones se simplifican bastante aplicando algunos criterios prácticos de diseño, pero por ahora seguiremos analizándola en su forma general, ya que ello tiene algunas aplicaciones particulares, incluyendo el análisis de los denominados Relés de Admitancia Polarizados por Fase Sana o por Memoria.

A partir de las expresiones (4-83) y (4-84), es sencillo observar que la circunferencia pasa por los puntos:

$$Z = -Z_{M1} / K_1 \quad \text{y} \quad Z = -Z_{M2} / K_2$$
(4-95)

que son respectivamente los puntos transformados del origen y del punto infinito de la recta de comparación S , cuya pendiente es β .

La Fig. 4-31 muestra la construcción gráfica, realizada a partir de las expresiones del radio y del centro de la circunferencia.

Haciendo K_1 o K_2 igual a cero, se obtiene una recta en lugar de una circunferencia. Consideremos en particular K_2 igual a cero. La ecuación de la recta en el plano Za es:

$$Za = \frac{Z_{M2} \cdot S - Z_{M1}}{K_1}$$
(4-96)

La Fig. 4-32 muestra la construcción gráfica, realizada a partir de esta expresión.

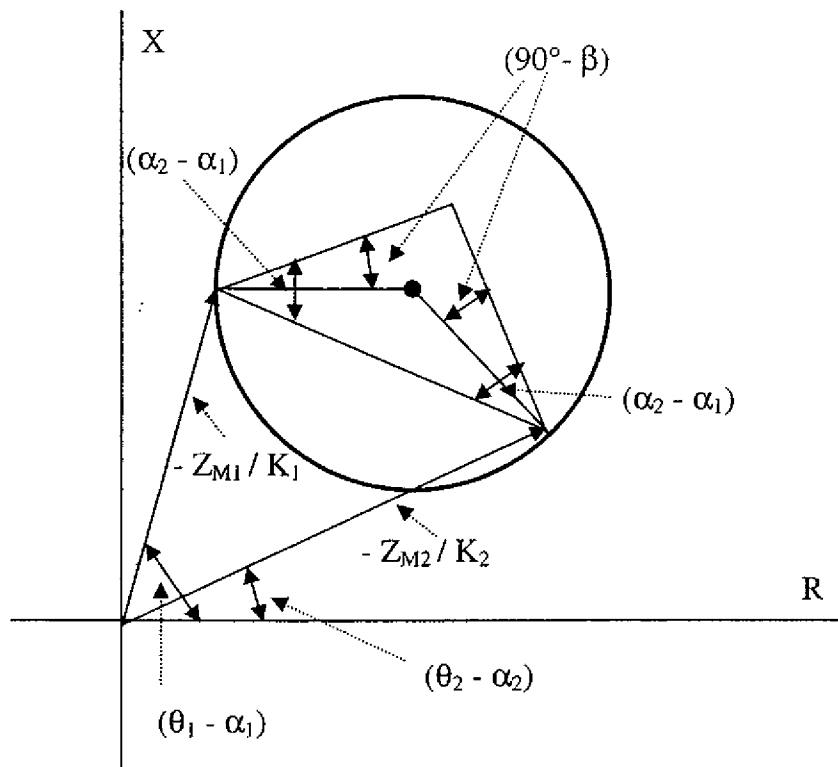


Fig. 4-31: Construcción gráfica de la circunferencia a partir de las expresiones del radio y del centro

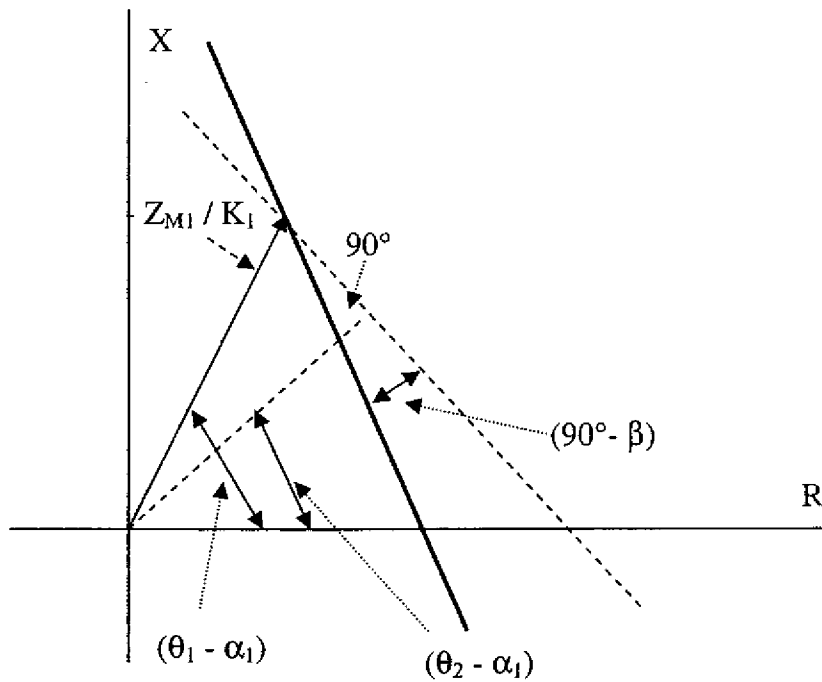


Fig. 4-32: Construcción gráfica de la recta a partir de la ecuación (4-96)

Es posible ver que la recta en el plano Za pasa por el punto $Z = -Z_{M1} / K_1$ y su pendiente es $(\beta + \theta_2 - \alpha_1)$.

Hasta aquí se ha expuesto la transformación a partir de una recta en el plano S , cuya pendiente es β . Eso implica que la suma de los ángulos de comparación son tales que $\beta_1 + \beta_2 = \pi$. Aunque esta forma de comparación es la más generalizada, en algunas aplicaciones se recurre a ángulos de comparación cuya suma es distinta de π . En ese caso, en lugar de una recta de pendiente β en el plano S hay dos semirrectas concurrentes en el origen. El resultado son arcos de dos circunferencias, una que resulta de reemplazar en las expresiones (4-92), (4-93) y (4-94) β por β_2 y otra que resulta de reemplazar en las mismas expresiones β por $(2\pi - \beta_1)$. Pero esas dos circunferencias tienen en común los puntos dados por $Z = -Z_{M1} / K_1$ y $Z = -Z_{M2} / K_2$.

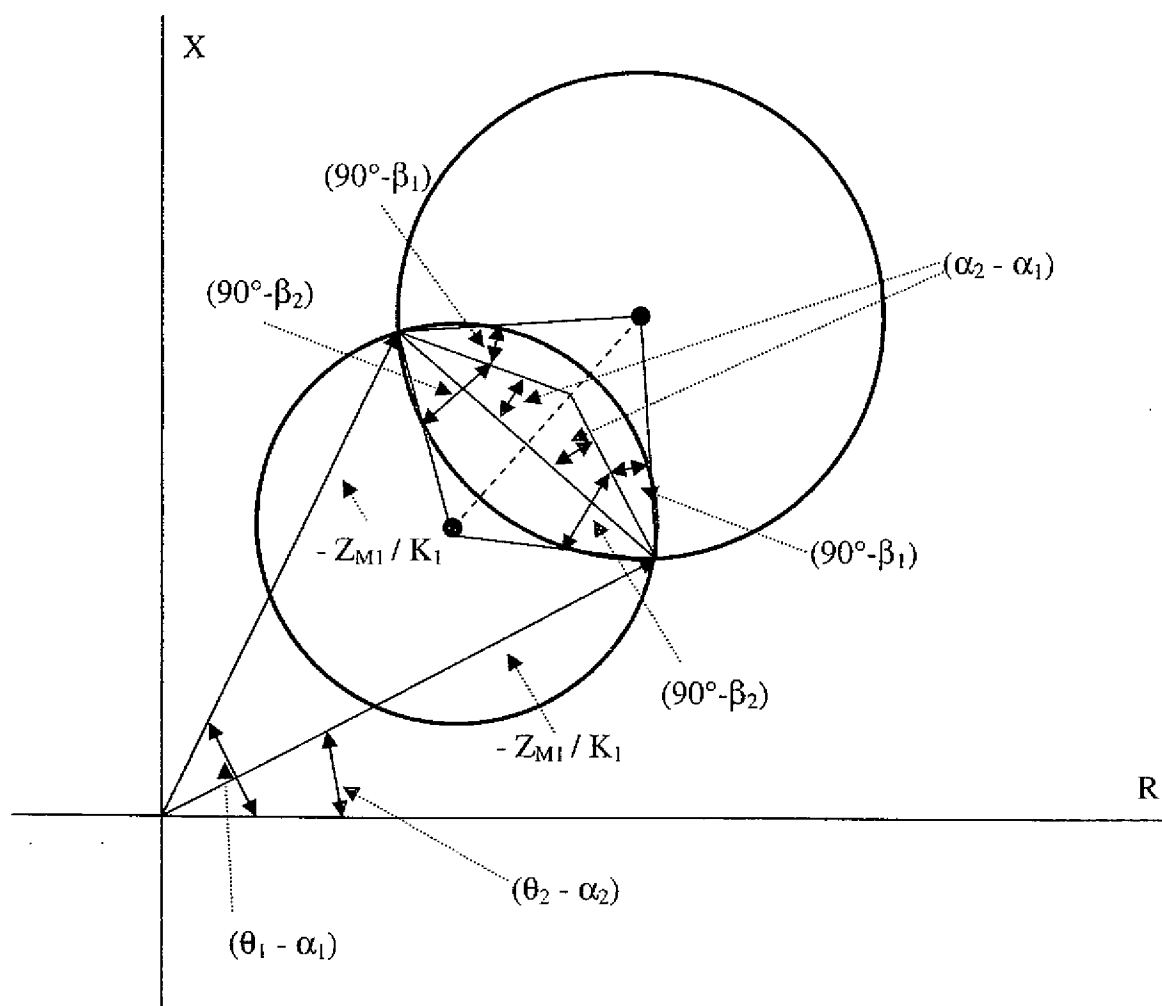


Fig. 4-33: Construcción gráfica para Comparación de Fase con dos semirrectas con ángulos β_2 y $(360^\circ - \beta_1)$

En la Fig. 4-33 se puede observar la construcción de la característica que corresponde a los ángulos de comparación β_2 y β_1 .

Claro que las circunferencias corresponden a la transformación de las rectas completas de pendientes β_2 y β_1 . En realidad, dado que lo que se transforma son dos semirrectas concurrentes en el origen, es necesario determinar cuales dos de los cuatro arcos de circunferencias son los realmente válidos. Se puede demostrar los mismos dependen del argumento de la traslación $C = -K_1 / K_2$. Las variantes se pueden ver en la Fig. 4-34. El concepto es el siguiente: Si el barrido de la semirrecta entre el origen trasladado y el punto infinito en el plano S' se hace en sentido horario, luego de la inversión el barrido entre los puntos transformados de cero e infinito se hace en sentido horario, y viceversa.

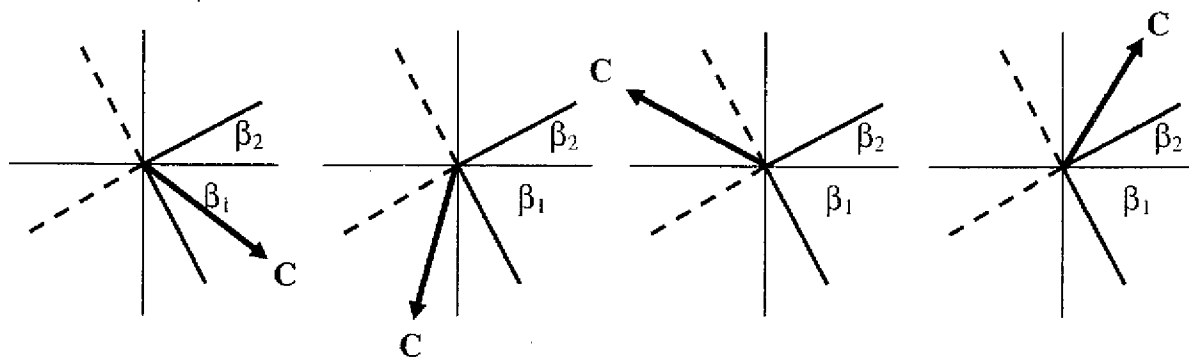


Fig. 4-34: Las cuatro variantes de la posición de la traslación $C = -K_1 / K_2$ que determinan los arcos de circunferencias o las semirrectas válidas en el plano Z_a

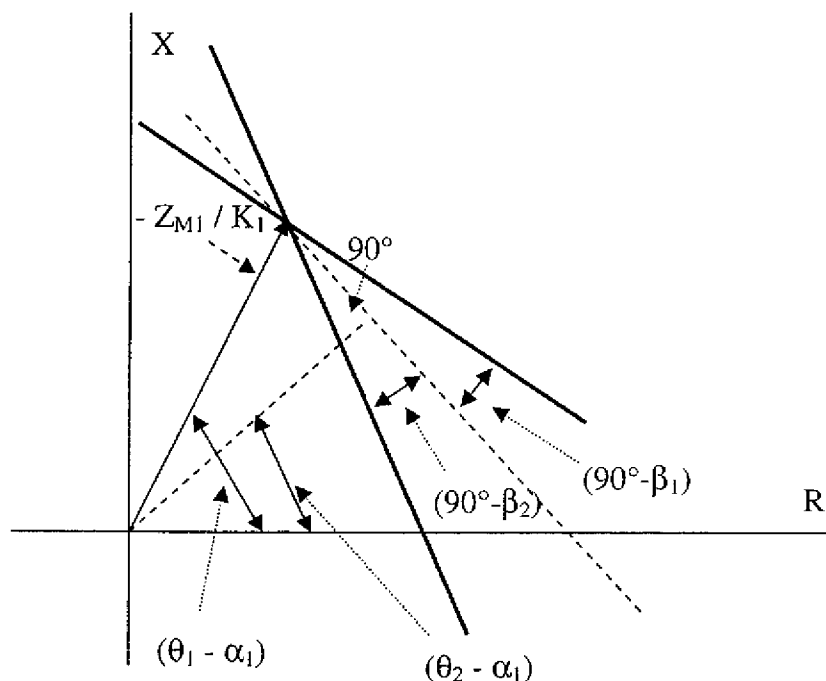


Fig. 4-35: Construcción gráfica de las rectas para Comparación de Fase con dos Ángulos: β_2 y $(360^\circ - \beta_1)$

Cuando se trata de rectas en lugar de circunferencias en el plano Z_a , el resultado es similar, ya que los dos ángulos de comparación dan lugar a dos semirrectas, tal como se observa en la Fig. 4-35.

Veamos ahora el problema simplificado, tal como se aplica en muchos Relés de Distancia. Es bastante común que se adopte:

$$\beta_2 = \beta_1 = \pi/2 \text{ (comparador de } \pm 90^\circ)$$

$$\alpha_1 = \alpha_2 = 0 \text{ (constantes } K_1 \text{ y } K_2 \text{ reales, negativas o positivas)}$$

$$\theta_1 = \theta \text{ o } \theta + 180^\circ, \theta_2 = \theta \text{ o } \theta + 180^\circ$$

En ese caso, las coordenadas del vector complejo que determina el centro y la expresión del radio se simplifican notoriamente:

$$P_c = - (Z_{M1}/2K_1 + Z_{M2}/2K_2) \quad (4-97)$$

$$\angle P_c = \theta \quad (4-98)$$

$$r = (|Z_{M1}/2K_1 - Z_{M2}/2K_2|) \quad (4-99)$$

Estas tres ecuaciones, sumamente simples, permiten resolver la mayor parte de las características de los Relés de Distancia, como veremos en algunos ejemplos del Apéndice 4-A2.

4.12.2. Comparadores de Amplitud

Consideremos la transformación de una circunferencia con centro en el origen del plano complejo S .

La traslación C produce en un plano S' una circunferencia desplazada, tal como se ve en la Fig. 4-36

La inversión $1/(S+C) = 1/S'$ convierte a esa circunferencia desplazada en otra circunferencia desplazada del origen en el plano Z'' . Como puntos singulares de esta circunferencia podemos identificar el punto más cercano al origen, que es la inversión del punto más lejano al origen de la circunferencia en el plano S' , y el punto más alejado del origen, que es la inversión del punto más cercano al origen de la circunferencia en el plano S' .

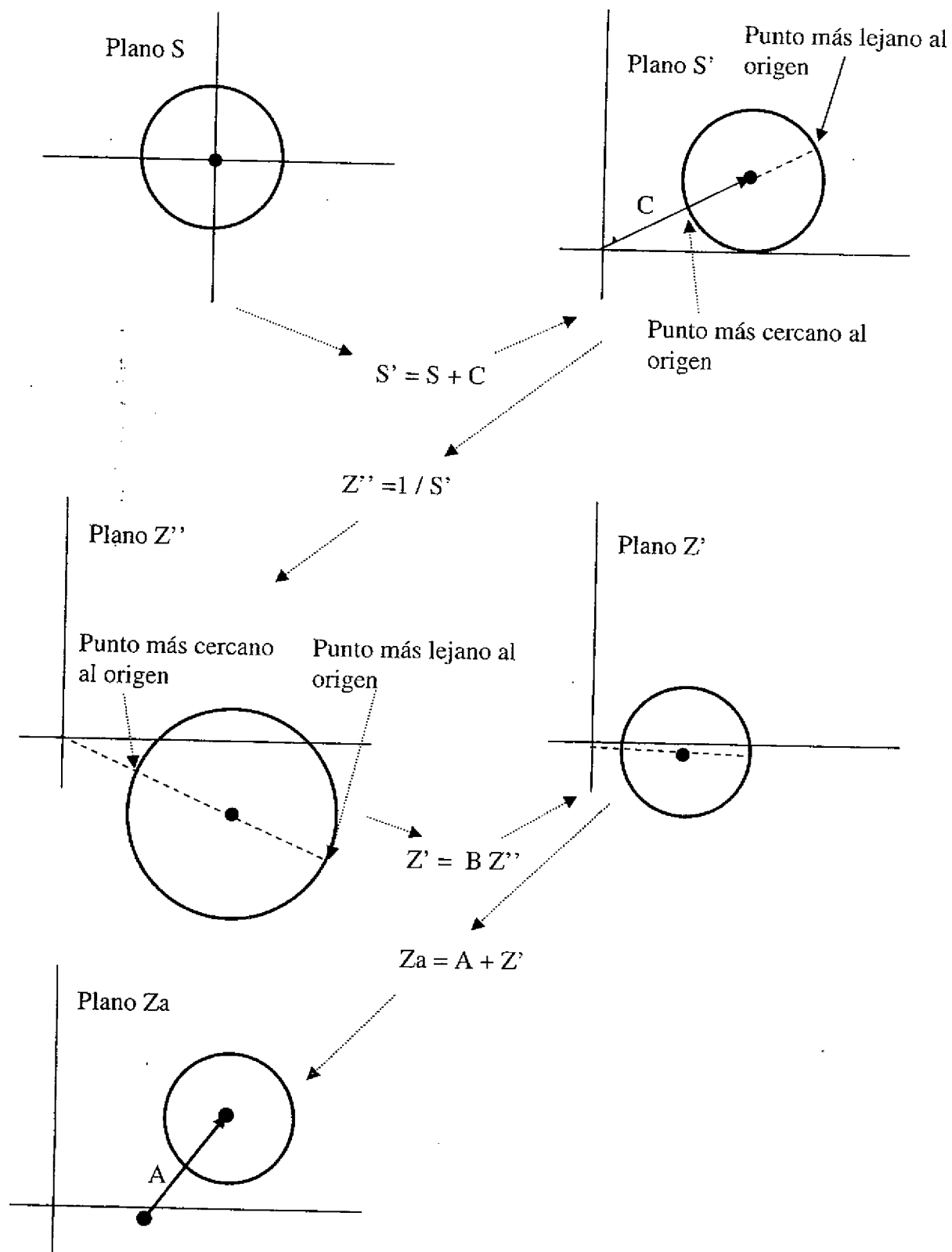


Fig. 4-36: Serie de transformaciones dadas por el Comparador de Amplitud

La expansión o contracción y rotación dada por **B** lugar en el plano $Z' = B \cdot Z''$ a una nueva circunferencia tampoco en general pasante por el origen, aunque expandida o contraída según el módulo de **B** y con cada uno de sus puntos rotados según el ángulo de **B**.

Al aplicar la traslación **A**, se obtiene en el plano $Z_a = Z'$ una circunferencia que no pasará en general por el origen, pero que mantiene el radio de la anterior.

Analicemos un caso particular.

Cuando el módulo de la traslación $C = -K_1/K_2$ es igual al radio **Kc**, la circunferencia trasladada pasa por el origen. La inversión de una circunferencia pasante por el origen da lugar a una recta desplazada del origen, tal que su punto más cercano al mismo corresponde a la transformación del punto más lejano al origen de la circunferencia en el plano **S'**. Las transformaciones dadas por **B** y **A** finalmente dan por resultado otra recta en general no pasante por el origen.

También en este caso, eligiendo adecuadamente las constantes complejas **K₁**, **K₂**, **Z_{M1}** y **Z_{M2}**, además del valor de la constante de comparación **Kc**, se puede diseñar una característica a conveniencia, con la ventaja que hay también varios grados de libertad. Ello se debe a que una circunferencia queda determinada por su radio y por la posición de su centro, lo que constituye un total de tres valores, mientras que disponemos de cinco valores de diseño a elección (cuatro módulos y cuatro ángulos y la constante de comparación). Un buen diseño es aquel que se hace eligiendo esos valores tan simples como sea posible. Algunos ejemplos que mostraremos más en el Apéndice 4-2 permitirán aclarar lo dicho.

Dijimos que una circunferencia queda determinada por su radio (un valor real) y la posición de su centro (módulo y ángulo de fase o coordenadas cartesianas). Siguiendo detalladamente las transformaciones descriptas se llega a las expresiones generales del radio de la circunferencia y las coordenadas del centro de la misma. Sin embargo, dado que en todas las aplicaciones prácticas de los Comparadores de Amplitud se recurre a simplificaciones, aquí solamente expondremos las fórmulas que contienen esas simplificaciones:

$$\alpha_1 = \alpha_2 = 0 \quad (\text{constantes } K_1 \text{ y } K_2 \text{ reales, negativas o positivas})$$

$$\theta_1 = \theta \text{ o } \theta + 180^\circ, \quad \theta_2 = \theta \text{ o } \theta + 180^\circ$$

$$Kc = 1 \quad (\text{una constante distinta de 1 puede ser resuelta modificando } K_1 \text{ y } Z_{M1} \text{ o } K_2 \text{ y } Z_{M2})$$

Entonces:

$$Pc = - \frac{K_1 Z_{M1} - K_2 Z_{M2}}{K_1^2 - K_2^2} \quad (4-100)$$

$$\angle Pc = \theta \quad (4-101)$$

$$r = \frac{|K_1 Z_{M2} - K_2 Z_{M1}|}{K_1^2 - K_2^2} \quad (4-102)$$

4.13. Direccionalidad de los Relés de Distancia

4.13.1. Aspectos generales

En primer lugar definiremos la "direccionalidad" de un relé de distancia, como su capacidad de diferenciar entre las fallas que se ubican en el sentido denominado "hacia adelante" y aquéllas que se ubican en el sentido denominado "hacia atrás".

No desconocen los especialistas que la pérdida de su direccionalidad es uno de los principales problemas que aquejan a la protección distanciométrica, fundamentalmente cuando aparecen condiciones de falla complejas, tales como fallas evolutivas, fallas en redes con compensación capacitiva serie, etc.

El tratamiento convencional que se suele dar al estudio de la direccionalidad es en muchas ocasiones bastante confuso, de modo que cuando se presentan accionamientos indeseados, es común recurrir a ensayos con fallas reales, para detectar los problemas que condujeron a los mismos. La tecnología digital ha permitido mejorar y ampliar los ensayos de forma diversa. Una de ellas es aprovechar las muestras digitalizadas de fallas reales, realizar un procesamiento analógico / digital e inyectar las ondas de tensiones y corrientes al relé en estudio. Otra forma, que permite variar ampliamente las condiciones de falla, es obtener las muestras digitales mediante programas computacionales capaces de generar transitorios de ondas de falla, tales como el EMTP, para luego continuar con un proceso similar al anterior.

Sin embargo, a pesar de estas facilidades, no es sencillo de detectar cada una de las posibilidades de pérdida de direccionalidad y mucho menos corregirlas adecuadamente, si no se conocen profundamente las formas en que se implementan las características direccionales en los relés bajo estudio. Si no se tienen en cuenta esos conceptos teóricos, el avance en los ensayos se realiza por el método de prueba y error, con el riesgo de no tener en cuenta condiciones de falla o de configuración de la red, por considerarlas de nula influencia para la pérdida de direccionalidad y que sin embargo en la realidad pueden ser determinantes.

En este punto se expone una herramienta teórica para el estudio de la direccionalidad de los relés de distancia, válida tanto para el estado estacionario como para el estado transitorio. Entendemos que esta herramienta, además de mejorar los conceptos y los estudios teóricos, permite también encausar el modelado numérico de los relés. De este modo, se pueden diversificar en mayor medida las fallas simuladas y, lo que es más importante, estudiar tendencias. En efecto, los ensayos con relés reales, aunque indispensables, no permiten apreciar cuan lejos o

cerca de un accionamiento incorrecto estuvo un relé que accionó correctamente frente a una falla simulada.

4.13.2. La representación de las características en el plano de impedancia

Es bastante común que el conjunto de la característica de un relé de distancia se represente en un mismo plano, incluyendo los alcances en el sentido de reactancia y en el sentido de resistencia, además de la característica direccional, tal como se muestra en la Fig. 4-37.

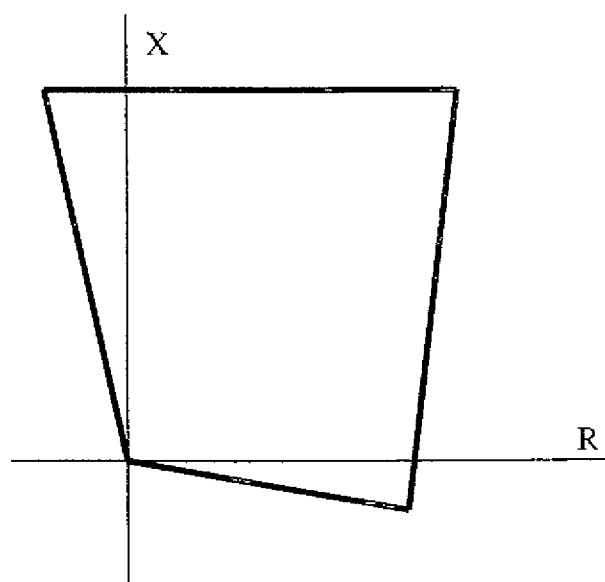


Fig. 4-37: Ejemplo de representación convencional de la característica de un Relé de Distancia

En primer lugar, observemos que si se habla de reactancia, resistencia e impedancia, se deben considerar estrictamente los estados estacionarios.

Pero además deben quedar perfectamente definidos los ejes. Es común definir al eje horizontal como eje de resistencias y al eje vertical como eje de reactancias. Esto es una simplificación cuyo verdadero significado debe quedar claro. En efecto, el verdadero sentido de eje horizontal es: "parte real del cociente entre la tensión aplicada y la corriente aplicada" a la unidad correspondiente del relé en cuestión; el sentido para el eje vertical es: "parte imaginaria de dicho cociente". Si por ejemplo se considera la unidad para fallas entre fases S y T, la impedancia de secuencia positiva hasta la falla queda determinada por el cociente entre las siguientes magnitudes:

$$V_{AP} = V_S - V_T \quad (4-103)$$

$$I_{AP} = I_S - I_T \quad (4-104)$$

Si se considera la unidad para fallas fase R a tierra, el cociente debe realizarse entre:

$$V_{AP} = V_R \quad (4-105)$$

$$I_{AP} = I_R + k_0 I_0 \quad (4-106)$$

Con:

V_{AP} : Tensión aplicada a la unidad

I_{AP} : Corriente aplicada a la unidad

$$k_0 = [(Z_{L0} - Z_{L1}) / Z_{L1}] \quad (4-107)$$

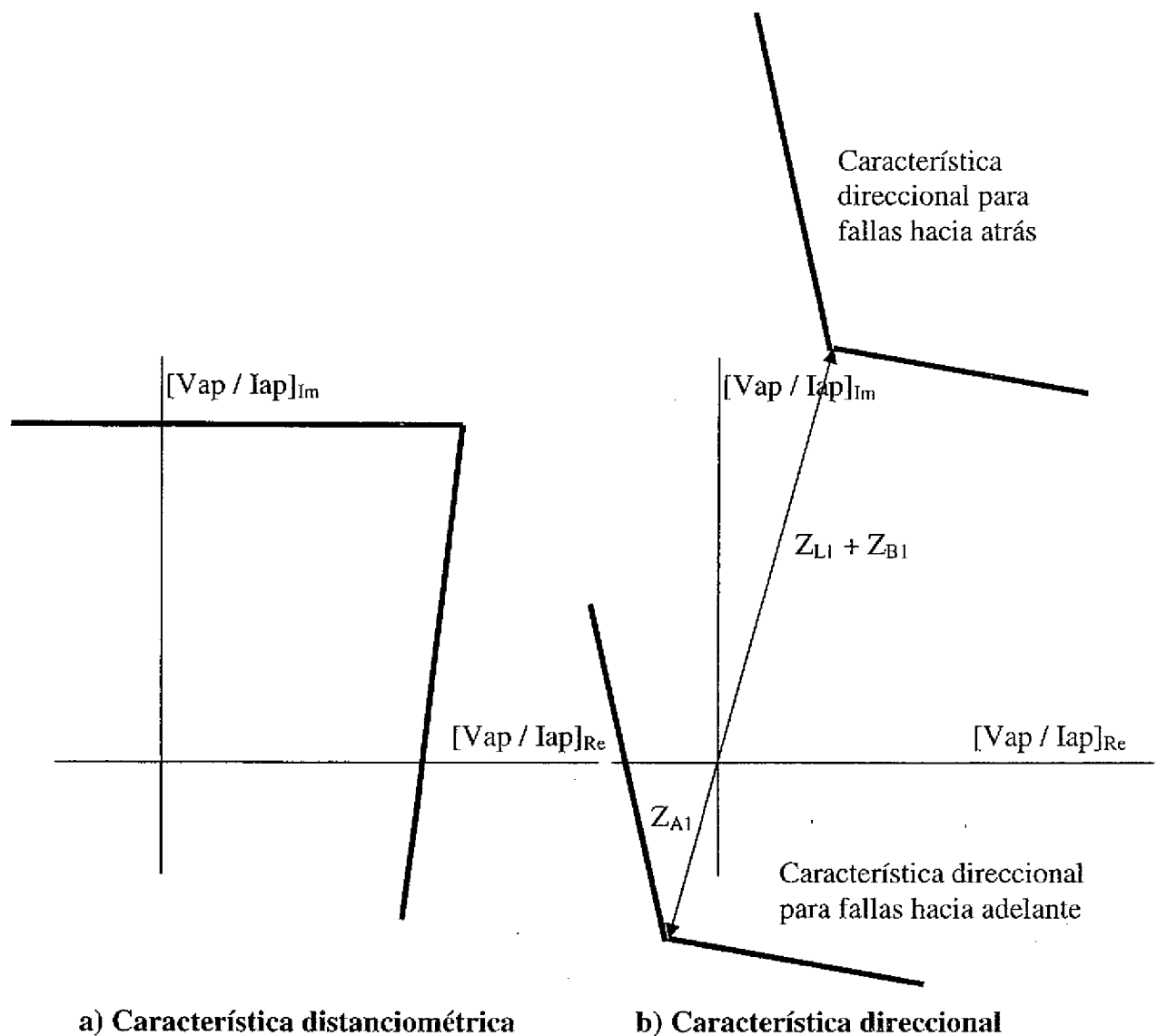


Fig. 4-38: Característica distanciométrica y característica direccional de un Relé de Distancia

En ese plano, que denominamos de Impedancia Aparente, es correcto representar la característica distanciométrica propiamente dicha y la Impedancia Aparente que cada falla presenta a la unidad en cuestión (Fig. 4-38).

Pero para representar la característica direccional hay que sustituir las semirrectas convergentes en el origen, por semirrectas ubicadas como en la Fig. 4-38. Esas características direccionales, una válida para fallas hacia delante y otra válida para fallas hacia atrás, surgen como una particularización de los resultados expuestos en el artículo de la Ref. [39] y en la publicación de la Ref. [178], que fueron dedicados en parte a las características de los relés de admitancia polarizados por fase sana. En efecto, las características direccionales no son más que el caso particular de circunferencias con radio infinito, que se obtienen eliminando la corriente de una de las señales a comparar en un comparador de fase.

Sin embargo, la interpretación de estas características para fallas hacia atrás y para fallas hacia delante es muy dificultosa, de modo que aquí se propone una forma distinta de analizar la direccionalidad.

Para ello haremos uso de un plano que denominamos de Impedancia Virtual, cuyos ejes horizontal y vertical son respectivamente las partes real e imaginaria del cociente de tensiones y corrientes aplicadas a cada unidad direccional.

Por ejemplo, supongamos que la unidad direccional para fallas R a tierra (R-E) usa la tensión en cuadratura V_{TR} para comparar en ángulo con la corriente $I_R + k_0 I_0$.

En ese caso, los ejes en el plano de Impedancia Virtual quedan determinados por las partes real e imaginaria del cociente:

$$\frac{K_R V_{TS}}{I_R + k_0 I_0} \quad (4-108)$$

Donde K_R es una constante compleja con ángulo 90° .

En esas condiciones es posible representar la característica direccional como semirrectas pasantes por el origen. Por ejemplo como se muestra en la Fig. 4-39. También se puede representar una Impedancia Virtual, definida como el cociente de las magnitudes en cuestión, que se presentan al relé durante una falla.

Para usar el ejemplo propuesto:

$$Z_V = \frac{K_R V_{TS}}{I_R + k_0 I_0} \quad (4-109)$$

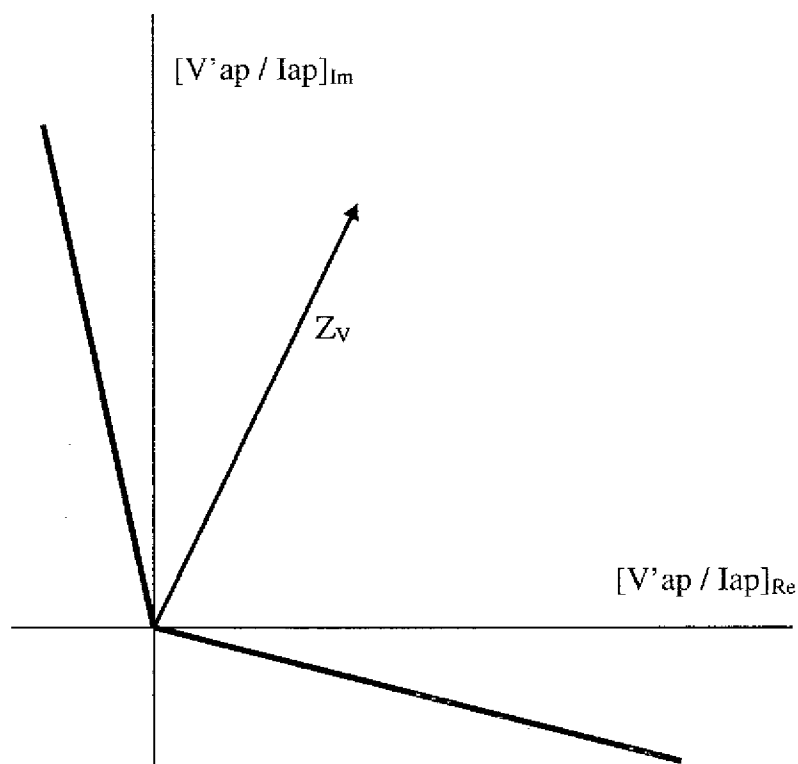


Fig. 4-39: Ejemplo de característica direccional e Impedancia Virtual en el Plano de Impedancia Virtual

V'_{ap} : Tensión de polarización aplicada al relé

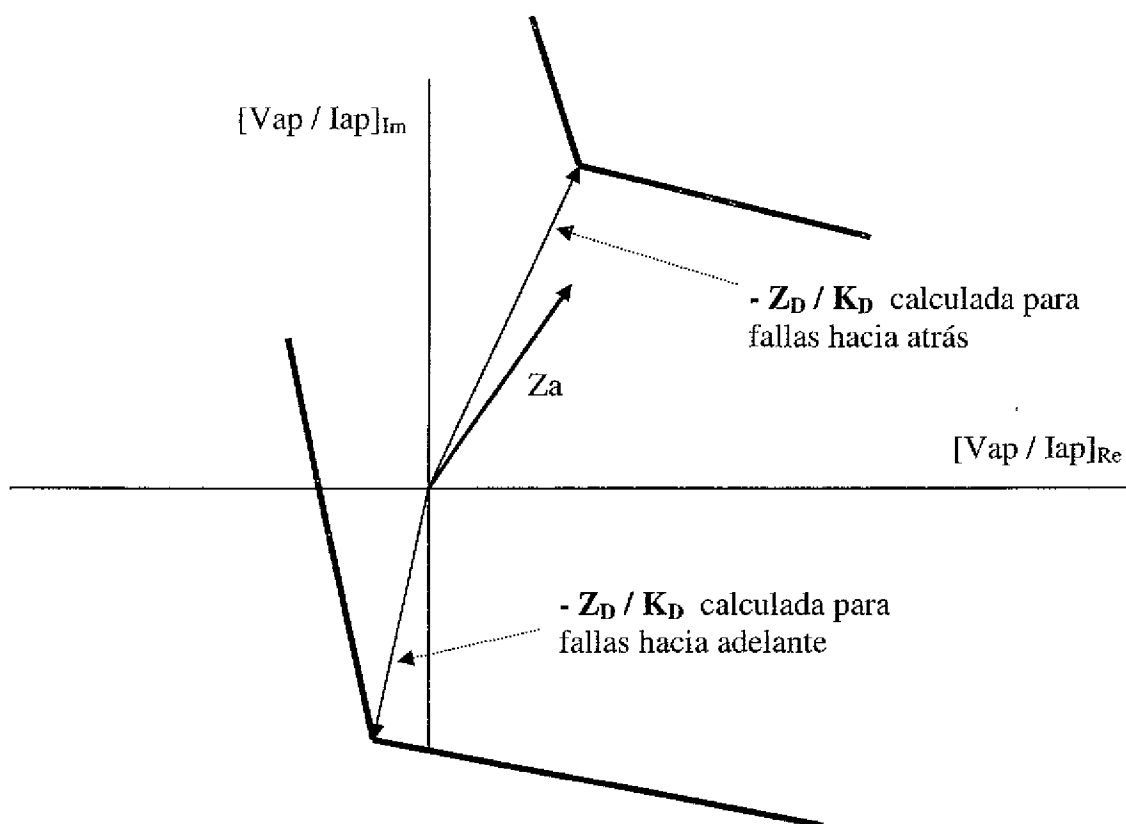


Fig. 4-40: Ubicación de las características direccionales válidas para fallas hacia adelante y para fallas hacia atrás en el Plano de Impedancia Aparente en función de Z_D y K_D

Si se recuerda que la Impedancia Aparente es:

$$Z_a = \frac{V_R}{I_R + k_0 I_0} \quad (4-110)$$

La pregunta que es posible plantear es si entre Z_v y Z_a existe alguna relación funcional.

Efectivamente, existe tal relación. En la Ref. [178] se demuestra que la relación es del tipo:

$$K_D Z_a + Z_D = Z_v \quad (4-111)$$

Donde K_D y Z_D son constantes que dependen de los parámetros de la red, incluyendo las condiciones de carga, de la ubicación de la falla y de la resistencia de falla, en el caso más general. Esta es la verdadera clave del tratamiento del problema de la direccionalidad y permite dibujar la característica direccional en el plano de Impedancia Aparente, a condición de dibujarla como en la Fig. 4-40.

Pero permite también dibujar la característica direccional en el Plano de Impedancia Virtual y la Impedancia Virtual que presentan las fallas, como se ve en la Fig. 4-41 (a) y (b).

Es evidente que los dos planos están relacionados por la transformación (4-111).

La verdadera utilidad de trabajar en el plano de Impedancia Virtual quedará en evidencia cuando analicemos el comportamiento transitorio de los relés de distancia, incluyendo la respuesta transitoria de la direccionalidad.

Pero antes de eso debemos ver con mayor precisión a las constantes K_D y Z_D .

Este tratamiento debe realizarse por tipo de falla y por tipo de polarización. Nosotros consideraremos las siguientes variantes:

1. Modo R-E; Polarización V_{ST} (Cuadratura)
2. Modo R-E; Polarización V_1 (Secuencia Positiva)
3. Modo S-T; Polarización V_R (Cuadratura)
4. Modo S-T; Polarización V_{SR} (30°)
5. Modo R-E; Polarización por Memoria
6. Modo S-T; polarización por Memoria

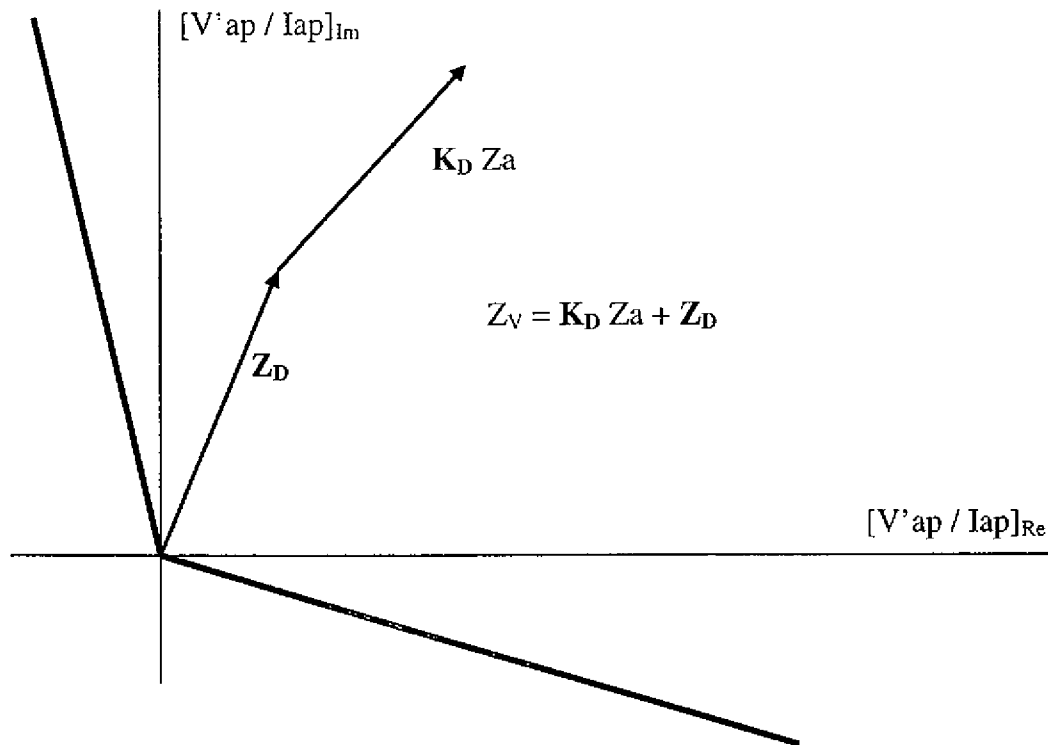


Fig. 4-41 (a): Impedancia Virtual de falla y característica direccional en el Plano de Impedancia Virtual en función K_D y Z_D

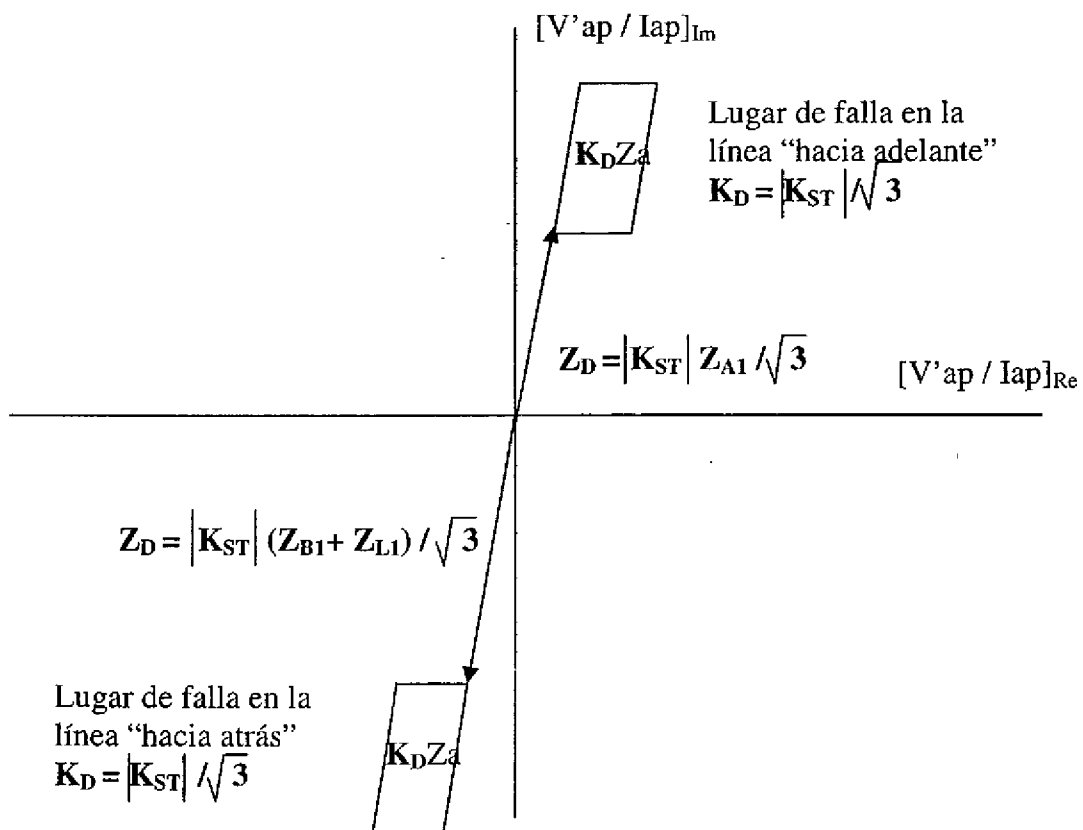


Fig. 4-41 (b): Lugares de falla en el Plano de Impedancia Virtual – Fallas “hacia delante” y fallas “hacia atrás” – Caso particular: Fallas bifásicas sin contacto a tierra; relés polarizados por V_R girada 90° ; corriente de carga previa nula

4.13.3. Modo R-E. Polarización en Cuadratura

Falla R-E

Observemos la Fig. 4-23 (a). La misma representa a la disposición de las redes de secuencia necesaria para estudiar las fallas R-E. En el Apéndice 4-3 se demuestra que las constantes K_D y Z_D , en el caso que la tensión de referencia usada para la direccionalidad sea V_{ST} , con argumento K_R igual a 90° , son respectivamente:

$$K_D = \sqrt{3} |K_R| \quad (4-112)$$

$$Z_D = \frac{\sqrt{3} |K_R| (2 C Z_{A2} + C_0 Z_{A0})}{(I_C / I_{0T}) + (Z_{L0} / Z_{L1}) C_0 + 2C} \quad (4-113)$$

4.13.4. Modo R-E. Polarización por Tensión de Secuencia Positiva

Falla R-E

En el Apéndice 4-3 se demuestra que las constantes K_D y Z_D , en el caso que la tensión de referencia usada para la direccionalidad sea V_I , con $K_R=1$, son respectivamente:

$$K_D = 1 \quad (4-114)$$

$$Z_D = \frac{C Z_{A2} + C_0 Z_{A0}}{(I_C / I_{0T}) + (Z_{L0} / Z_{L1}) C_0 + 2C} \quad (4-115)$$

4.13.5. Modo S-T. Polarización en Cuadratura

Falla S-T

También en el Apéndice 4-A3 se demuestra, usando las redes de secuencia conectadas como en la Fig. 4-43, que las constantes K_D y Z_D , en el caso que la tensión de referencia usada para la direccionalidad sea V_R , con ángulo de K_{ST} igual a -90° , son respectivamente:

$$K_D = \frac{|K_{ST}|}{\sqrt{3}} \quad (4-116)$$

$$Z_D = \frac{|K_{ST}| (2 C Z_{A2})}{\sqrt{3} [(I_C / I_{1T}) + 2C]} \quad (4-117)$$

4.13.6. Modo S-T. Polarización a 30°

Falla S-T

En el Apéndice 4-A3 se demuestra, usando las redes de secuencia conectadas como en la Fig. 4-23 (b), que las constantes K_D y Z_D , en el caso que la tensión de referencia usada para la direccionalidad sea V_{SR} , con ángulo de K_R igual a 60° , son respectivamente:

$$K_D = |K_{ST}| \quad (4-118)$$

$$Z_D = \frac{|K_{ST}| (\sqrt{3} a^2 j C Z_{A2})}{[(I_C / I_{1T}) + 2C]} \quad (4-119)$$

4.13.7. Modo R-E. Polarización por Memoria

Falla Trifásica

En primer lugar hay que aclarar el significado y la necesidad de lo que se denomina "Polarización por Memoria".

Esto se relaciona con las fallas trifásicas cercanas, en las cuales las tensiones de las tres fases que alimentan al relé llegan a valores tan bajos que afectan su sensibilidad direccional. Por ello es usual, si se quiere que el relé permanezca sensible con este tipo de falla, dotarlo de una memoria (analógica o digital según el caso) que permita aplicar a los elementos direccionales la tensión de la fase en cuestión que existía inmediatamente antes de la falla.

Es normal que no se aplique toda la tensión previa a la falla, sino que el porcentaje de polarización sea reducido y solo lo suficiente como para asegurar la sensibilidad.

Suele apelarse a la polarización por fase o fases sanas en caso de fallas monofásicas y bifásicas, y a polarización por memoria cuando la falla se detecta trifásica. Otra alternativa usada es aplicar simultáneamente las dos polarizaciones, con un pequeño porcentaje de polarización por memoria y un porcentaje elevado de polarización por fase sana.

Como tensión de memoria es posible usar la misma tensión de la fase en falla, o usar la tensión usada para polarizar con fase sana. En este último caso, la constante que determina el porcentaje de polarización por memoria es multiplicada por la constante compleja usada para la polarización por fase sana. Por ejemplo, si para la polarización por fase sana se usa la tensión en cuadratura, K_R tiene argumento igual a 90° ; si la misma tensión se usa para la polarización por memoria, la constante K_{ME} , que es real y determina el porcentaje de polarización, debe multiplicarse por aquélla para lograr el desfasaje adecuado.

Es claro que lo dicho no es necesario si se usa para polarizar por memoria la tensión de la misma fase R.

Dado que la polarización por memoria tiene efecto solo para fallas trifásicas, las constantes K_D y Z_D se estudian solo para tal tipo de falla.

En el apéndice 4-A3 se demuestra que en el caso que:

$V_{ME} = V_R^*$ (el asterisco significa antes de la falla)

$$K_D = A K_{ME} \quad (4-120)$$

$$Z_D = A K_{ME} Z_{AI} \quad (4-121)$$

$$V_{ME} = V_{ST}^*$$

$$K_D = \sqrt{3} A |K_R| K_{ME} \quad (4-122)$$

$$Z_D = \sqrt{3} A |K_R| K_{ME} Z_{AI} \quad (4-123)$$

Con:

$$\mathbf{A} = \frac{[(\mathbf{E}_B/\mathbf{E}_A)Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}]}{(Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1})} \quad (4-124)$$

4.13.8. Modo S-T. Polarización por Memoria

Falla Trifásica

Con consideraciones enteramente similares a las del punto 4.13.7, resulta:

Con $V_{ME} = V_{ST}^*$

$$\mathbf{K}_D = \mathbf{A} \mathbf{K}_{ME} \quad (4-125)$$

$$\mathbf{Z}_D = \mathbf{A} \mathbf{K}_{ME} Z_{A1} \quad (4-126)$$

Con $V_{ME} = V_R^*$

$$\mathbf{K}_D = \frac{1}{\sqrt{3}} \mathbf{A} |\mathbf{K}_{SR}| \mathbf{K}_{ME} \quad (4-127)$$

$$\mathbf{Z}_D = \frac{1}{\sqrt{3}} \mathbf{A} |\mathbf{K}_{SR}| \mathbf{K}_{ME} Z_{A1} \quad (4-128)$$

4.13.9. Representaciones en el Plano de Impedancia Virtual

Ahora, en lo que denominamos Plano de Impedancia Virtual, que sabemos que está relacionado con el Plano de Impedancia Aparente, podemos representar los lugares de falla para distintas ubicaciones y resistencias de la misma. Debe quedar claro, no obstante, que estas representaciones corresponden a una determinada condición de funcionamiento del sistema, de modo que para otras condiciones hay que rehacer las respectivas representaciones.

Por ejemplo, en la Fig. 4-41 (b) se representan en el Plano de Impedancia Virtual, fallas bifásicas hacia adelante y hacia atrás, con corriente de carga previa a la falla nula.

Consideremos las fallas hacia atrás de la ubicación del relé. La ventaja de usar el Plano de Impedancia Virtual es que permite usar exactamente las mismas fórmulas, simplemente considerando cuales son en este caso las impedancias Z_A , Z_L y Z_B emplear en las mismas. Z_A pasa a ser $Z_B + Z_L$; Z_L pasa a ser la de la línea que está inmediatamente detrás del relé y Z_B pasa a ser la de la impedancia restante hacia atrás del relé.

Inclusive las fórmulas se pueden emplear cuando hay compensación capacitiva serie, pero al respecto haremos consideraciones más adelante.

4.14. Características de los Relés de Admitancia Polarizados por Fase Sana y por Memoria

Los Relés de Admitancia Polarizados por Fase Sana o por Memoria combinan, como todo Relé de Admitancia, la función distanciométrica con la función de direccionalidad.

Con todo rigor, las Características Direccionales que tratamos en el punto anterior, pueden admitirse como un caso particular de las Características de Admitancia Polarizadas por Fase Sana o por Memoria. Efectivamente, las rectas pueden considerarse circunferencias de radio infinito.

En este punto analizaremos las Características de Admitancia Polarizadas por Fase Sana y por Memoria, justificando primero su necesidad y describiendo luego su respuesta.

Para obtener mediante comparadores de fase características constituidas por circunferencias en el plano de impedancia, es necesario que las señales a comparar sean del tipo:

$$S_1 = K_1 \cdot V_{ap} + Z_{M1} \cdot I_{ap} \quad (4-129)$$

$$S_2 = K_2 \cdot V_{ap} + Z_{M2} \cdot I_{ap} \quad (4-130)$$

Para que esas circunferencias pasen por el origen, constituyendo lo que se denomina Característica de Admitancia (Fig. 4-42) las señales deben tener la forma:

$$S_1 = -K_M \cdot V_{ap} + Z_M \cdot I_{ap} \quad (4-131)$$

$$S_2 = K_N \cdot V_{ap} \quad (4-132)$$

Es decir:

$$K_1 = -K_M \quad ; \quad Z_{M1} = Z_M \quad ; \quad K_2 = K_N \quad ; \quad Z_{M2} = 0$$

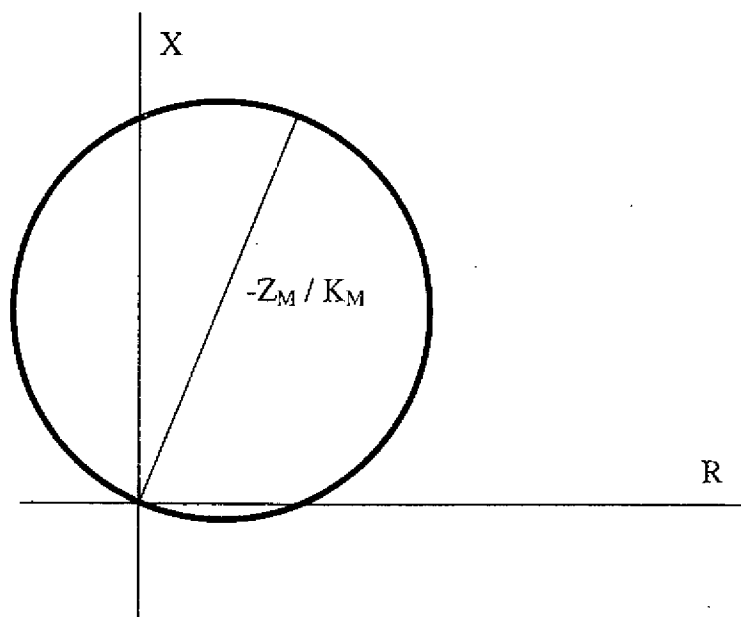


Fig. 4-42: Característica de Admitancia

Esto tiene la desventaja que cuando se produce una falla muy cercana a la ubicación del relé, y por lo tanto la tensión de la o de las fases falladas cae a valores muy próximos a cero, al relé le desaparece prácticamente una de las señales a comparar. Por ejemplo, se dice que un Relé de Admitancia tiene Sensibilidad Direccional de 1%, cuando requiere que la tensión de fase o fases falladas no caigan por debajo del 1% de la tensión nominal para detectar si la falla está hacia adelante o hacia atrás.

Esto puede ser aceptado en algunos relés simples, que protegen redes que no requieran de sus protecciones la máxima Seguridad posible. En ese caso, es normal que se provea accionamiento cuando el relé pierde Sensibilidad Direccional, de modo que el relé accionará toda vez que la falla sea muy cercana, aunque esté hacia atrás.

En la mayor parte de los casos eso es inaceptable y es necesario recurrir a otras formas de solución.

Para la protección contra fallas asimétricas, es decir fallas que no sean trifásicas, se recurre a lo que se conoce como "polarización por fase sana". Las señales a comparar cuando se trata de obtener una característica derivada de la de la Fig. 4-42, adquieren la siguiente forma:

$$S_1 = -K_M \cdot V_{ap} + Z_M \cdot I_{ap} \quad (4-133)$$

$$S_2 = K_N \cdot V_{ap} + K_{PO} \cdot V_{nf} \quad (4-134)$$

Donde:

V_{nf}: Tensión de una fase no afectada por la falla o que involucre la tensión de una fase no afectada por la falla

K_{PO}: Constante de diseño del relé, compleja, con ángulo tal que desplaza a **V_{nf}** en un ángulo igual y de sentido contrario al que existe entre **V_{nf}** y **V_{ap}** en condiciones simétricas (realmente una falla asimétrica produce desplazamientos asimétricos en la estrella de tensiones).

Esto es lo que se conoce como "polarización por fase sana". Es claro que cuando la tensión de fase o de fases falladas cae a cero, la señal **S₂** mantendrá un valor capaz de posibilitar la comparación.

Sin embargo, es claro también que la forma de la característica no será en este caso igual a la que resulta sin la señal adicional de polarización.

El problema a resolver consiste en determinar la forma de la característica resultante cuando se adiciona tal señal. Tal como se dijo en el punto anterior, al tratar la direccionalidad, la clave del análisis parte de la siguiente premisa:

$$K_D Z_a + Z_D = Z_V$$

Puesto que:

$$Z_V = \frac{K_{po} V_{nf}}{I_{ap}} \quad (4-135)$$

Y

$$Z_a = \frac{V_{ap}}{I_{ap}} \quad (4-136)$$

Entonces:

$$K_{po} V_{nf} = K_D \cdot V_{ap} + Z_D \cdot I_{ap} \quad (4-137)$$

Debe quedar claro, desde ya, aunque luego quedará demostrado, que **K_D** y **Z_D** dependen del propio sistema de potencia y no del relé. En general varían con los

parámetros de la red, el flujo de potencia previo a la falla y el tipo de falla. En algunos casos particulares, dependen también de la ubicación de la falla en la red y de la resistencia de falla.

Las señales (4-132) y (4-133) se pueden entonces describir:

$$S_1 = -K_M \cdot V_{ap} + Z_M \cdot I_{ap} \quad (4-138)$$

$$S_2 = K_N \cdot V_{ap} + K_D \cdot V_{ap} + Z_D \cdot I_{ap} \quad (4-139)$$

O bien:

$$S_1 = -K_M \cdot V_{ap} + Z_M \cdot I_{ap} \quad (4-140)$$

$$S_2 = (K_N + K_D) \cdot V_{ap} + Z_D \cdot I_{ap} \quad (4-141)$$

Esas dos señales son formalmente idénticas a las señales (4-78) y (4-79) del punto 4.12, de modo que la característica resultante se puede representar por el método analítico o por el método gráfico, ambos expuestos en ese punto, a condición que K_D y Z_D no dependan de la ubicación de la falla. Veremos luego que eso se cumple para todas las fallas entre fases, para las fallas a tierra alimentadas desde un solo extremo y para las fallas a tierra alimentadas desde ambos extremos, pero en este caso solamente si $C_0 = C_1$.

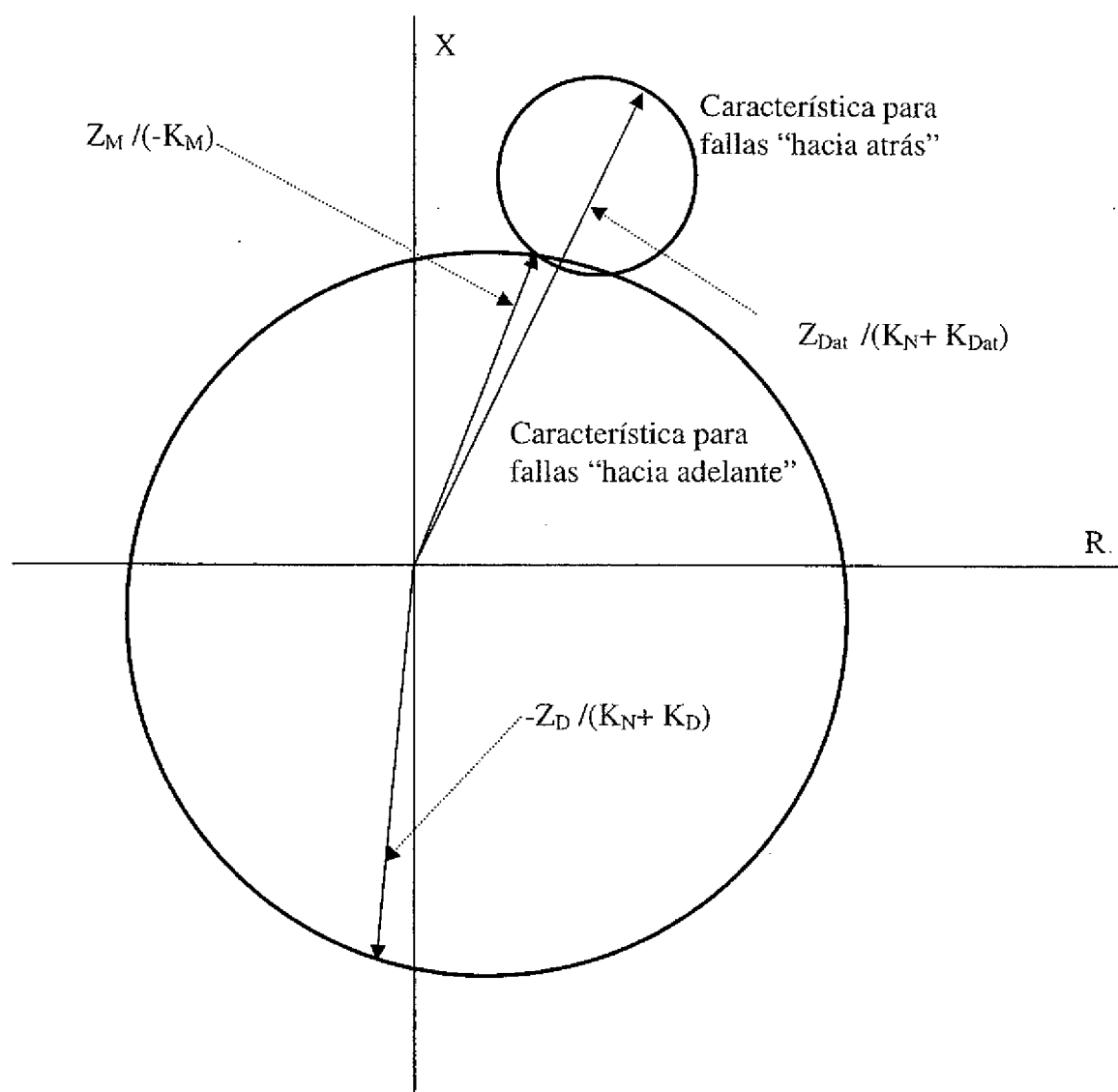
Exceptuando entonces el caso más general de las fallas a tierra, las características que resultan en el plano de impedancia aparente, cuando las señales se comparan en un comparador de fase de $\pm 90^\circ$, son circunferencias como las de la Fig. 4-43.

Esas circunferencias pasan por los puntos:

$$Z_M/(-K_M) \quad \text{y} \quad Z_D/(K_N + K_D) \quad (4-142)$$

Ahora el asunto consiste en determinar la expresión de Z_D y K_D para los distintos modos de medición y formas de polarización. Por tratarse de los casos más sencillos, comenzaremos con las unidades para fallas entre fases.

Dado que es posible (y de hecho muchos relés lo aplican) hacer $K_N = 0$, en lo que sigue adoptaremos ese criterio, ya que la modificación de las características cuando a la señal S_2 se le adiciona una componente de fase fallada es muy sencilla.



Z_{Dat} : Z_D calculada para fallas "hacia atrás"
 K_{Dat} : K_D calculada para fallas "hacia atrás"

Fig. 4-43: Idea general de las Características de Admitancia Polarizadas por Fase Sana (hay una característica para fallas "hacia adelante" y una característica para fallas "hacia atrás")

4.14.1. Unidad para fallas entre fases S y T; polarización con V_R (Cuadratura)

$$K_{po} V_{nf} = -j |K_{ST}| V_R \quad (4-143)$$

En primer lugar consideraremos el caso en el que no hay corriente de carga previa. Si recurrimos a las expresiones (4-116) y (4-117), se puede observar que resulta:

$$K_D = \frac{|K_{ST}|}{\sqrt{3}} \quad (4-144)$$

$$Z_D = \frac{|K_{ST}| Z_{A2}}{\sqrt{3}} \quad (4-145)$$

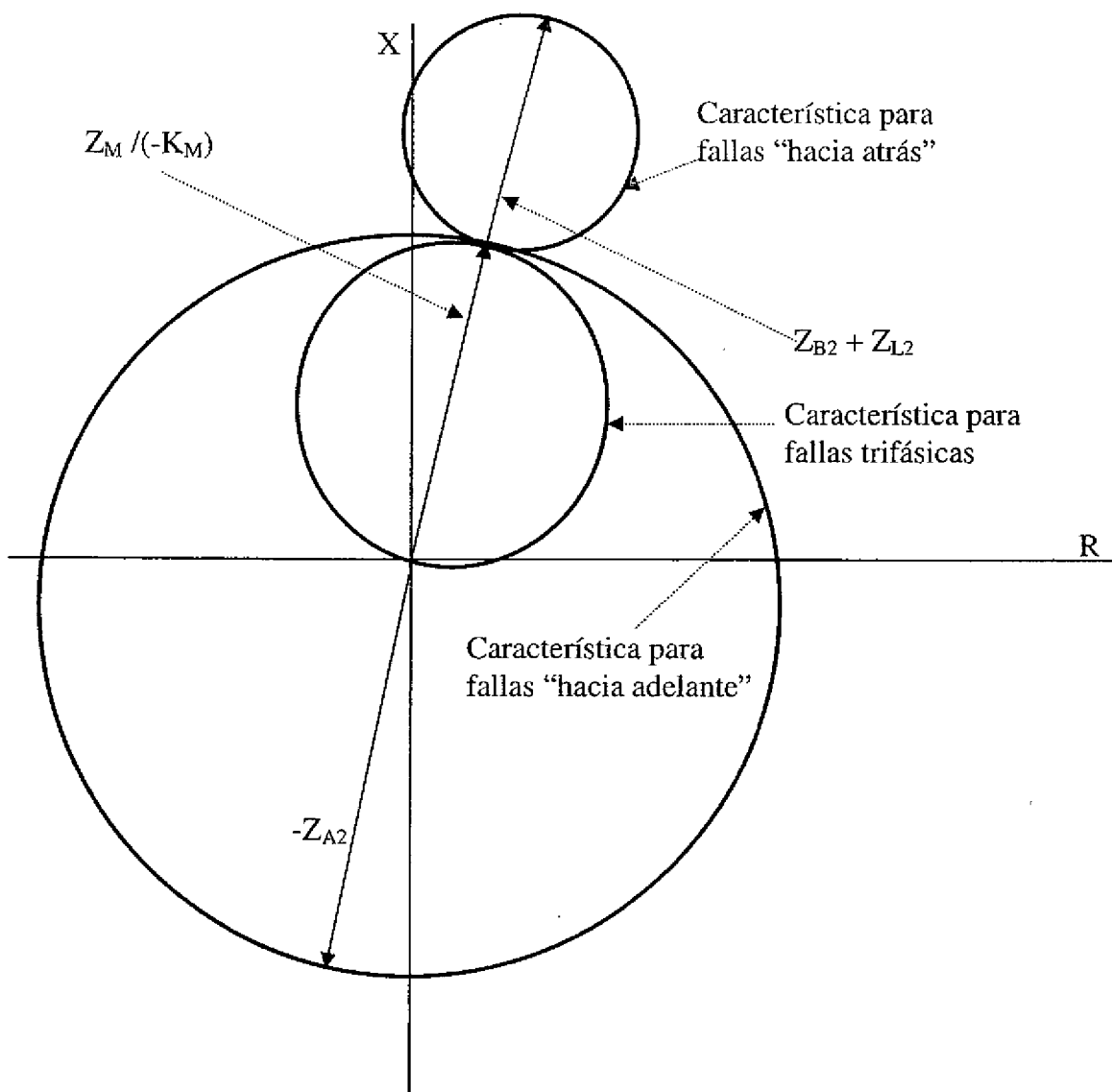


Fig. 4-44: Características de Admitancia Polarizadas por Fase Sana – Unidad para fallas S-T – Polarización en Cuadratura – Sin carga

Obsérvese en la Fig. 4-44 la representación de la característica que corresponde a fallas hacia adelante del relé. En rigor, cuando la falla se ubica hacia atrás, las relaciones (4-144) y (4-145) son distintas, ya que dependen de la configuración del sistema. No es difícil comprobar que en ese caso las constantes son:

$$K_D = \frac{|K_{ST}|}{\sqrt{3}} \quad (4-146)$$

$$Z_D = \frac{-|K_{ST}|(Z_{B2} + Z_{L2})}{\sqrt{3}} \quad (4-147)$$

En la misma figura está representada la característica para fallas hacia atrás.

Las conclusiones son:

- El relé mantiene la direccionalidad, ya que la incursión de la característica en el tercero y cuarto cuadrante del plano de impedancia tiene sólo validez académica. En rigor, cuando la falla es hacia atrás, la característica válida es la ubicada en el primer cuadrante y está totalmente alejada del origen.
- Una ventaja adicional de la polarización por fase sana es que la característica tiene mayor tolerancia a la resistencia de falla que una característica de admitancia del mismo alcance pero no polarizada por fase sana.
- Para cualquier condición simétrica, tales como fallas trifásicas o bien oscilaciones de potencia, las igualdades (4-144), (4-145), (4-146) y (4-147) ya no tienen validez. En efecto, la relación entre la tensión de fase averiada que corresponde al modo de medición y la tensión de polarización seleccionada es fija y no depende de la corriente. Por ello, la característica es la indicada en la misma Fig. 4-44

Hasta ahora hemos considerado la respuesta cuando no hay corriente de carga. Esa condición se da cuando las FEM equivalentes de ambos extremos son iguales en módulo y fase. Es decir, cuando:

$$E_A = E_B \quad (4-148)$$

Cuando difieren en módulo y/o fase, existe corriente de carga y las expresiones válidas son:

$$K_D = \frac{|K_{ST}|}{\sqrt{3}} \quad (4-149)$$

$$Z_D = \frac{|K_{ST}| (2 C Z_{A2})}{\sqrt{3} [(I_C / I_{IT}) + 2C]} \quad (4-150)$$

Observando estas expresiones, parecería ser que Z_D depende no solamente de las condiciones de carga, dadas por I_C , sino también de la ubicación de la falla, dada por C , y por la resistencia de falla, presente por la relación (I_C / I_{IT}) . La solución analítica del problema a partir de estas expresiones resulta entonces extremadamente compleja y podría esperarse que la característica resultante no fuese una circunferencia.

Sin embargo, en el Apéndice 4-A3 se demuestra que:

$$K_{po} V_{nf} = K_D \cdot V_{ap} + Z_D \cdot I_{ap} = K'_D \cdot V_{ap} + Z'_D \cdot I_{ap} \quad (4-151)$$

Particularmente, para el modo para fallas entre fases S y T y polarización por tensión V_R :

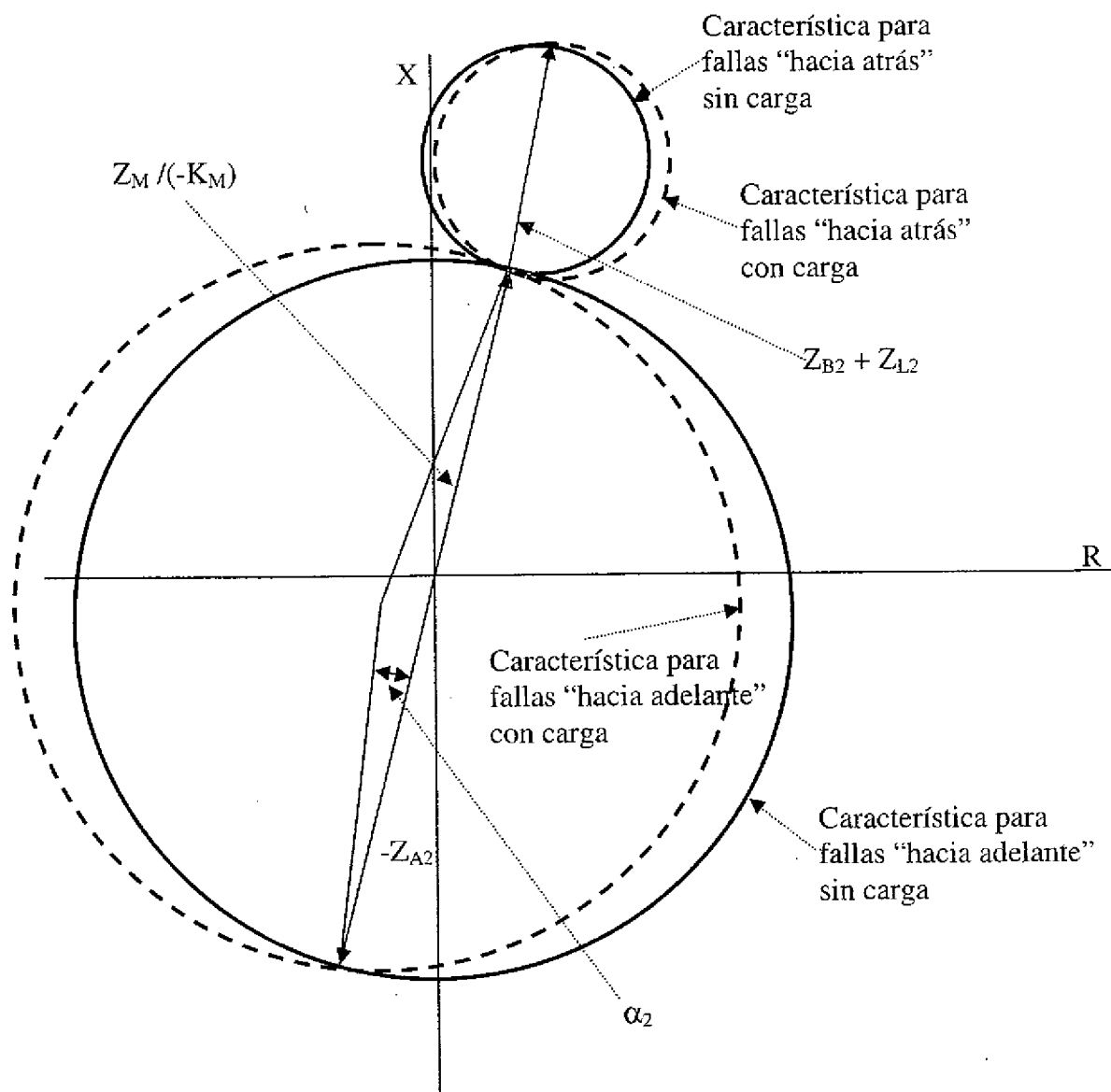
$$K'_D = \frac{|K_{ST}| [(E_B/E_A) Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}]}{\sqrt{3} (Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1})} \quad (4-152)$$

$$Z'_D = \frac{|K_{ST}| [(E_B/E_A) Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}]}{\sqrt{3} (Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1})} \cdot Z_{A1} \quad (4-153)$$

Esto tiene una extraordinaria importancia, ya que implica que la relación entre la tensión de polarización y la tensión de fases falladas y las corrientes de fases falladas, no depende más que de los parámetros del sistema y de las condiciones de carga. No depende ni de la ubicación de la falla ni de la resistencia de falla. Es importante ver lo expuesto en el Apéndice 4-A3, para entender cabalmente el sentido de esta aparente contradicción.

Por lo tanto, dada una condición de carga del sistema, la característica será también una circunferencia, tal como se observa en la Fig. 4-45. Claro que ella no coincide

con la circunferencia que corresponde a carga nula y que para cada estado de carga corresponde una circunferencia distinta.



Unidad para fallas S-T; polarización a 90°

$$\alpha_2 = \text{ángulo de } [(E_B / E_A) Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}] / [Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}]$$

Fig. 4-45: Características de Admitancia Polarizadas por Fase Sana – Unidad para fallas S-T – Polarización en Cuadratura – sin carga y con carga

4.14.2. Unidad para fallas entre fases S y T; polarización con V_{SR} (30°)

$$K_{po} V_{nf} = -a^2 |K_{ST}| V_{SR} \quad (4-154)$$

También ahora, en primer lugar consideraremos el caso en el que no hay corriente de carga previa. Si recurrimos a las expresiones (4-118) y (4-119), se puede observar que resulta:

$$K_D = |K_{ST}| \quad (4-155)$$

$$Z_D = \frac{|K_{ST}| (\sqrt{3} a^2 j Z_{A2})}{2} \quad (4-156)$$

Cuando existe corriente de carga:

$$K_D = |K_{ST}| \quad (4-157)$$

$$Z_D = \frac{|K_{ST}| (\sqrt{3} a^2 j C Z_{A2})}{[(I_C / I_{IT}) + 2C]} \quad (4-158)$$

Con consideraciones similares al caso de la polarización con tensión V_R :

$$K'_D = \frac{|K_{ST}| \{ [(E_B/E_A) Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}] - [1 - (E_A/E_B)] Z_{A1} \}}{(Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1})} \quad (4-159)$$

$$Z'_D = \frac{|K_{ST}| \sqrt{3} a^2 j [(E_B/E_A) Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}]}{2 (Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1})} Z_{A1} \quad (4-160)$$

4.14.3. Unidad para fallas entre fase R y Tierra; polarización con V_{ST}

$$K_{po} V_{nf} = j |K_R| V_{ST} \quad (4-161)$$

Nuevamente, en primer lugar consideraremos el caso en el que no hay corriente de carga previa. Si recurrimos a las expresiones (4-112) y (4-113), se puede observar que resulta:

$$K_D = \sqrt{3} |K_R| \quad (4-162)$$

$$Z_D = \frac{\sqrt{3} |K_R| (2 C Z_{A2} + C_0 Z_{A0})}{(Z_{L0} / Z_{L1}) C_0 + 2C} \quad (4-163)$$

Dividiendo por C resulta

$$Z_D = \frac{\sqrt{3} |K_R| [2 Z_{A2} + (C_0/C) Z_{A0}]}{(Z_{L0} / Z_{L1}) (C_0/C) + 2} \quad (4-164)$$

Obsérvese que la única posibilidad que Z_D sea un valor constante, independiente de la posición de la falla, es que:

$$(C_0/C) = 1 \quad (4-165)$$

Es decir, que la corriente de secuencia cero total por la falla, para cualquier ubicación de la falla, se reparta por el extremo correspondiente al relé y el extremo remoto, igual que como se reparte la corriente de secuencia positiva. Esto puede suceder solamente en casos muy particulares, debido a que la corriente de secuencia cero encuentra caminos por las impedancias de secuencia cero de los transformadores instalados en diversas estaciones, como se puede apreciar en la Fig. 4-46. Para los casos particulares mencionados, las características para fallas hacia adelante y hacia atrás se pueden ver en la Fig. 4-47.

Para todos los demás casos:

$$(C_0/C) = f(x)$$

(4-166)

Recordemos: $C = C_1 = C_2$

Es decir, la relación es función de la distancia desde el relé a la falla.

En la Fig. 4-48 está representada la variación de esa relación, para distintas ubicaciones de la falla en el ejemplo de la Fig. 4-46. La representación de la característica resultante, puede considerarse como la composición de todas las circunferencias que corresponden a las distintas posiciones de la falla, tal como se observa en la Fig. 4-49.

Si se consideran también las condiciones de carga, la solución analítica del problema se complica sobremanera. Sin embargo, no modifica sustancialmente el concepto y no agrega datos de interés práctico.

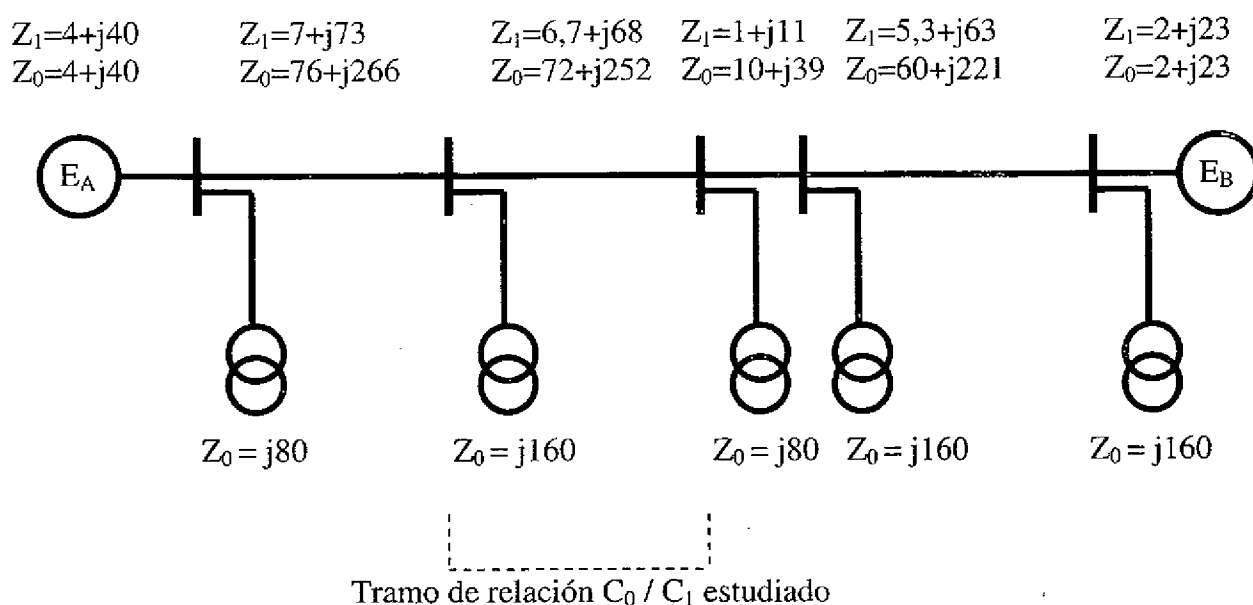


Fig. 4-46: Ejemplo de variación de la relación (C_0 / C_1) para fallas en distintas ubicaciones en una línea de un sector de un sistema de 500kV

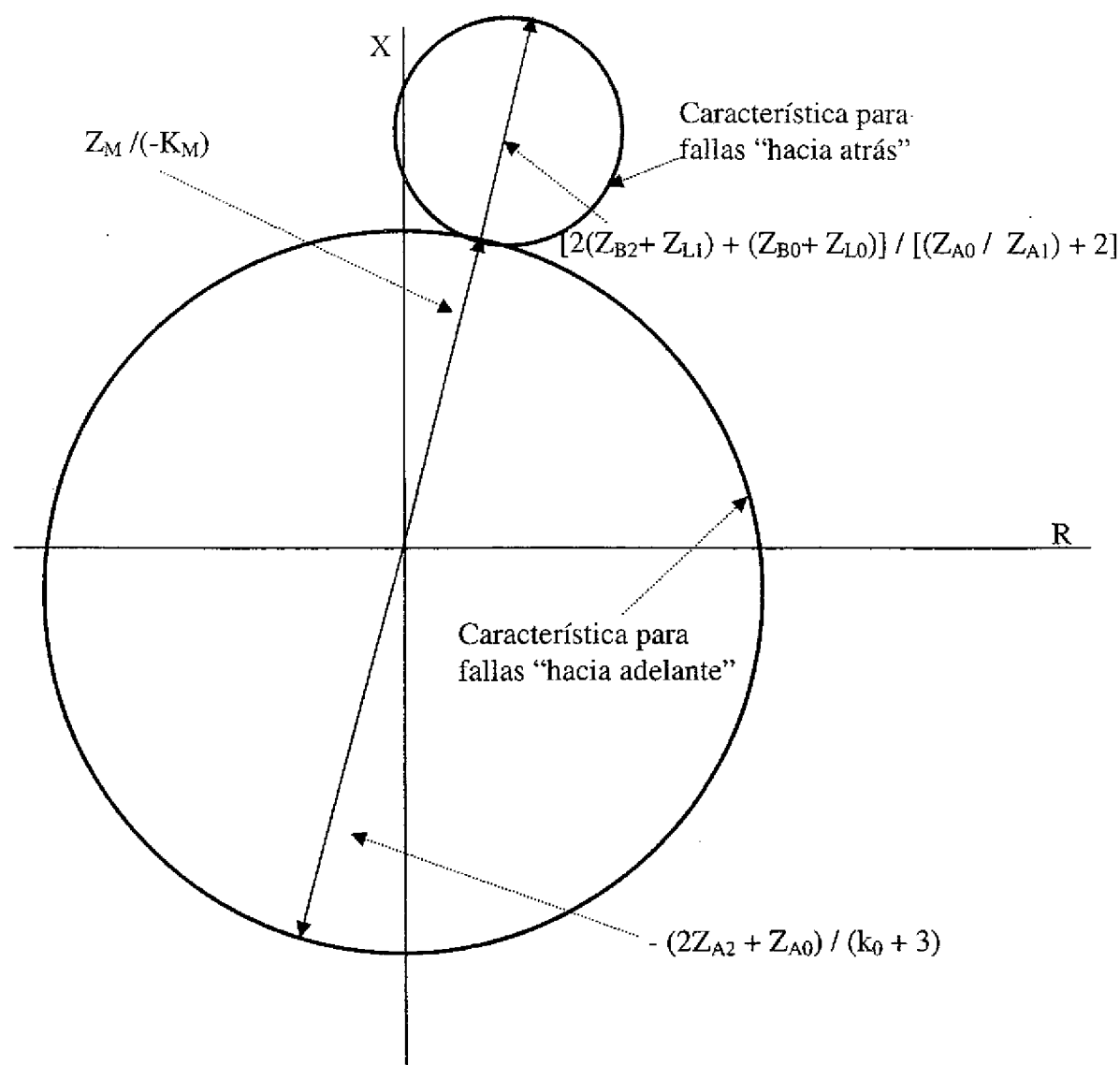


Fig. 4-47: Características de Admitancia Polarizadas por Fase Sana – Unidad para fallas R-E– Polarización en Cuadratura – Sin carga – Caso particular $(C_0 / C_1) = 1$ para cualquier ubicación de la falla

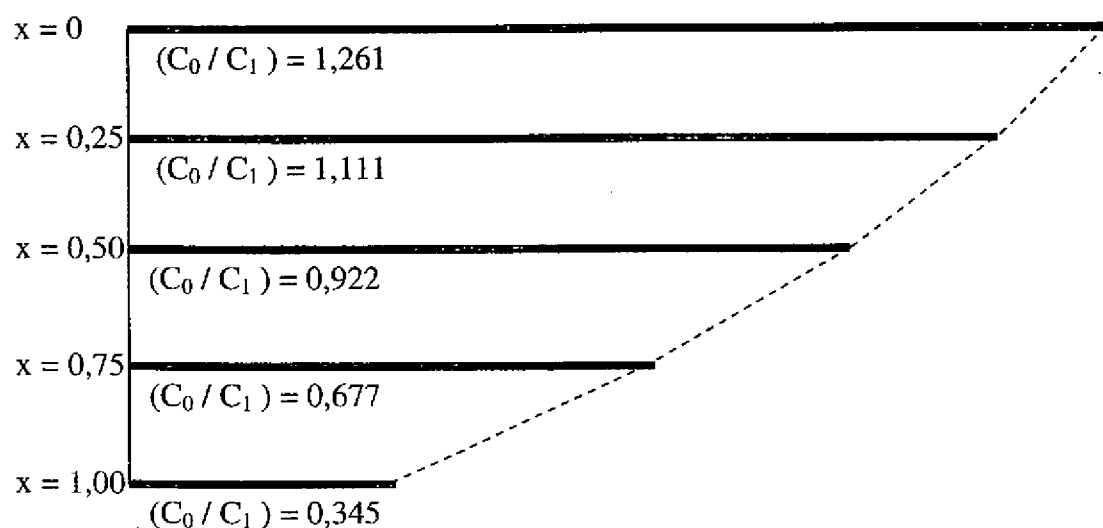


Fig. 4-48: Variación de la relación (C_0 / C_1) en función de la distancia a la falla en el caso del ejemplo de la Fig. 4-46

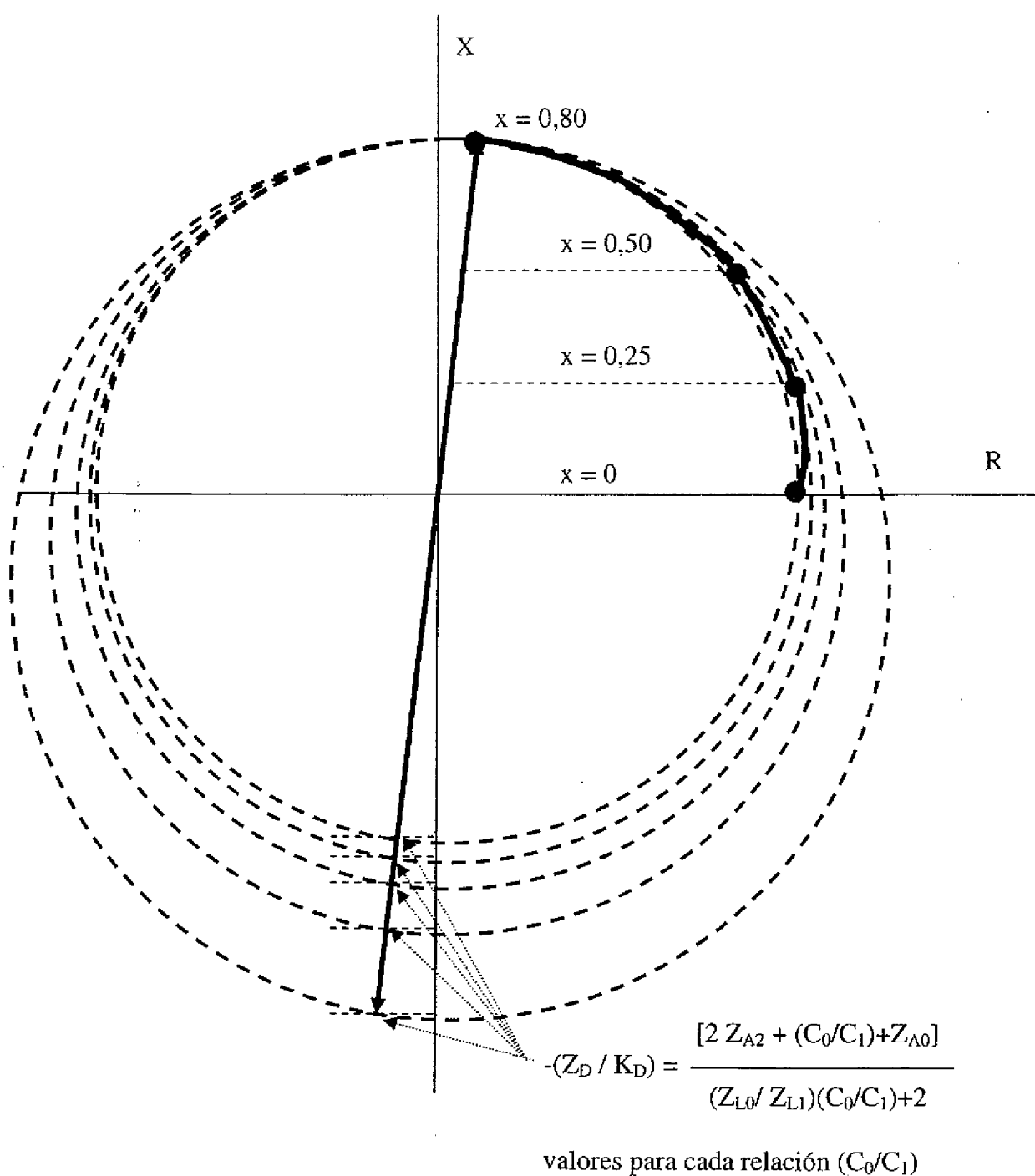


Fig. 4-49: Característica de Admitancia Polarizada por Fase Sana resultante para fallas “hacia adelante” - Unidad para fallas R-E - Polarización en cuadratura - Sin carga - Valores de la relación (C_0/C_1) correspondientes al ejemplo de las Figuras 4-46 y 4-48

4.14.4. Unidad para fallas entre fase R y Tierra; polarización por Memoria

Falla trifásica

El resultado es el mismo dado en las ecuaciones (4-120) a (4-124):

$V_{ME} = V_R^*$ (el asterisco significa antes de la falla)

$$K_D = A K_{ME} \quad (4-120)$$

$$Z_D = A K_{ME} Z_{A1} \quad (4-121)$$

$V_{ME} = V_{ST}^*$

$$K_D = \sqrt{3} A |K_R| K_{ME} \quad (4-122)$$

$$Z_D = \sqrt{3} A |K_R| K_{ME} Z_{A1} \quad (4-123)$$

Con:

$$A = \frac{[(E_B/E_A)Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}]}{(Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1})} \quad (4-124)$$

4.14.5. Unidad para fallas entre fases S y T; polarización por Memoria

Falla Trifásica

El resultado es el mismo dado en las ecuaciones (4-125) a (4-128):

Con $V_{ME} = V_{ST}^*$

$$K_D = A K_{ME} \quad (4-125)$$

$$Z_D = A K_{ME} Z_{A1} \quad (4-126)$$

Con $V_{ME} = V_R^*$

$$K_D = \frac{1}{\sqrt{3}} A |K_{SR}| K_{ME} \quad (4-127)$$

$$Z_D = \frac{1}{\sqrt{3}} A |K_{SR}| K_{ME} Z_{A1} \quad (4-128)$$

APÉNDICE 4.A1. Deducción de las corrientes y tensiones a aplicar según el modo de medición

4.A1.1. Modo 1: falla R-E (fase R a tierra)

Tomando corrientes y tensiones en la ubicación del relé - ver Fig. 4-23 (a):

$$V_{RE} = V_1 + V_2 + V_0 \quad (4-A1-1)$$

$$V_{RE} = I_1 xZ_{L1} + I_2 xZ_{L2} + I_0 xZ_{L0} + I_f R_f \quad (4-A1-2)$$

Pero:

$$xZ_{L1} = xZ_{L2} \quad (4-A1-3)$$

Sumando y restando $I_1 xZ_{L0}$:

$$V_{RE} = I_1 xZ_{L1} + I_2 xZ_{L1} + I_0 xZ_{L1} - I_0 xZ_{L1} + I_0 xZ_{L0} + 3I_{0T} R_f \quad (4-A1-4)$$

$$I_{RE} = I_1 + I_2 + I_0 \quad (4-A1-5)$$

Entonces:

$$V_{RE} = I_R xZ_{L1} - I_0 xZ_{L1} + I_0 xZ_{L0} + 3I_{0T} R_f \quad (4-A1-6)$$

Con:

$$I_f = 3I_{0T} \quad (4-A1-7)$$

$$V_{RE} = I_R xZ_{L1} - I_0 (xZ_{L1} + xZ_{L0})(xZ_{L1} / xZ_{L1}) + I_f R_f \quad (4-A1-8)$$

$$V_{RE} = xZ_{L1} [I_R + I_0 (xZ_{L0} - xZ_{L1})(1 / xZ_{L1})] + I_f R_f \quad (4-A1-9)$$

Haciendo:

$$(xZ_{L0} - xZ_{L1})(1 / xZ_{L1}) = (Z_{L0} - Z_{L1})(1 / Z_{L1}) = k_0 \quad (4-A1-10)$$

$$V_{RE} / (I_R + k_0 I_0) = xZ_{L1} + I_f R_f / (I_R + k_0 I_0) \quad (4-A1-11)$$

4.A1.2. Modo 5: falla S-T (entre fases S y T)

Tomando corrientes y tensiones en la ubicación del relé - ver Fig. 4-23 (b):

$$V_1 - I_1 xZ_{L1} = (I_{1T} - I_{2T}) R_f / 2 - I_2 xZ_{L2} + V_2 \quad (4-A1-12)$$

$$V_1 - V_2 = (I_{1T} - I_{2T}) R_f / 2 - I_2 xZ_{L2} + I_1 xZ_{L1} \quad (4-A1-13)$$

$$V_S - V_T = (V_1 - V_2)(a^2 - a) \quad (4-A1-14)$$

$$I_S - I_T = (I_1 - I_2)(a^2 - a) \quad (4-A1-15)$$

$$\frac{V_S - V_T}{I_S - I_T} = \frac{V_1 - V_2}{I_1 - I_2} = xZ_{L1} + \frac{(I_{1t} - I_{2t}) R_f / 2}{I_1 - I_2} \quad (4-A1-16)$$

$$I_{St} - I_{Tt} = (I_{1t} - I_{2t})(a^2 - a) \quad (4-A1-17)$$

$$I_{St} - I_{Tt} = 2I_{St} = 2I_f \quad (4-A1-18)$$

$$\frac{V_S - V_T}{I_S - I_T} = \frac{V_1 - V_2}{I_1 - I_2} = xZ_{L1} + \frac{I_f R_f}{I_S - I_T} \quad (4-A1-19)$$

APÉNDICE 4.A2. Ejemplos de obtención de características en los Relés de Distancia

4.A2.1. Introducción

En el desarrollo del punto 4.12 se ha visto la aplicación del principio de Comparación de Fase y del principio de Comparación de Amplitud para la obtención de características aptas para la Protección de Distancia. Para ello, las señales que deben compararse son composiciones de la tensión y corriente, seleccionadas según el Modo de Medición que se deba llevar a cabo.

Se ha visto también que las características que se pueden obtener en el Plano de Impedancia mediante estos principios son circunferencias, sectores de circunferencias, líneas rectas o semirrectas. Debidamente compuestas mediante lógicas "Y" y "O", constituyen la mayor parte de las características usuales de los Relés de Distancia.

Dado que las composiciones de corriente y tensión que dan lugar a las señales a comparar hacen uso de constantes de diseño complejas, es decir, caracterizadas por módulo y ángulo, y que además en el caso de los comparadores de fase se utilizan ángulos de comparación que se pueden seleccionar, el diseñador tiene varios grados de libertad para elegir esos parámetros. Desde el punto de vista de ingeniería, los mismos deben ser tan simples como sea posible. Por ejemplo, si la constante que se deba aplicar a una tensión puede ser real o compleja, lo mejor es que sea real, ya que en la implementación práctica significa que no hay que prever una rotación de la tensión. Esta idea es importante en los relés analógicos, pero no deja de tener aplicación en los relés digitales, en tanto constantes sencillas significan economía de procesamiento y mayor velocidad de respuesta.

4.A2.2. Característica de Admitancia o "Mho"

La característica a obtener se muestra en la Fig. 4-A2-1. Es una circunferencia pasante por el origen, en la que diámetro coincide con el alcance previsto para la correspondiente Zona Z_Z del relé y cuyo ángulo θ_L coincide con el ángulo de impedancia de la línea.

Haciendo uso de un Comparador de Fase de $\pm 90^\circ$, las constantes a aplicar en las ecuaciones (4-78) y (4-79) pueden seleccionarse de la siguiente forma:

$$K_1 = -K$$

$$Z_{M1} = |Z_M| / \theta_L$$

Tal que:

$$|Z_M / K| = |Z_Z|$$

K_2 puede tener cualquier valor real positivo, particularmente 1

$$Z_{M1} = 0$$

De ese modo, las señales a comparar quedan constituidas de la siguiente manera:

$$S_1 = -K V + Z_M I$$

$$S_2 = V$$

El resultado se puede verificar mediante las ecuaciones (4-97) a (4-99) o mediante la construcción gráfica de la Fig. 4-31.

4.A2.3. Característica de Reactancia

La característica que se pretende obtener se muestra en la Fig. 4-A2-2. Es una recta paralela al eje de resistencias y a una distancia X_Z del mismo.

Haciendo uso de un Comparador de Fase de $\pm 90^\circ$, las constantes a aplicar en las ecuaciones (4-78) y (4-79) pueden seleccionarse de la siguiente forma:

$$K_1 = K$$

$$Z_{M1} = -|Z_M| \angle 90^\circ$$

Tal que:

$$|Z_M / K| = X_Z$$

$$K_2 = 0$$

Z_{M1} puede tener cualquier valor imaginario negativo, particularmente $-j1$

De ese modo, las señales a comparar quedan constituidas de la siguiente manera:

$$S_1 = K V - Z_M I$$

$$S_2 = -jI$$

El resultado se puede verificar mediante la ecuación 4-96 o mediante la construcción gráfica de la Fig. 4-32.

4.A2.4. Característica de Blindaje

Se pretende obtener la característica que se muestra en la Fig. 4-A2-3. Es una recta que forma con el eje de resistencias un ángulo θ_R y que lo corta a una distancia R

Se puede usar un Comparador de Fase con la siguiente respuesta:

Acciona si el ángulo entre las señales es mayor o igual a $\beta_2 = \theta_R$ y menor o igual a $180^\circ + \theta_R$ (tomados en igual sentido).

En ese caso, las constantes de las señales a comparar deben ser:

$$K_1 = K$$

$$Z_{M1} = -|Z_M| \angle 0^\circ$$

Tal que:

$$|Z_M / K| = R_R$$

$$K_2 = 0$$

Z_{M1} puede tener cualquier valor real positivo, particularmente 1

De ese modo, las señales a comparar quedan constituidas de la siguiente manera:

$$S_1 = K V - Z_M I$$

$$S_2 = I$$

Obsérvese en término de transformaciones, que se trata de una traslación de una recta en el plano S , con pendiente θ_R , hasta una recta con la misma pendiente en el plano Z , siendo la traslación $-Z_M / K = R_R$. Eso se puede verificar a partir de la ecuación (4-83).

El mismo resultado se puede obtener con un Comparador de Fase simétrico de $\pm 90^\circ$, a condición de girar convenientemente las dos señales.

Ese giro debe ser de $90^\circ - \theta_R$. Es claro que en este caso las constantes deben ser todas complejas.

Otra alternativa más sencilla, usando también un Comparador de Fase simétrico de $\pm 90^\circ$, consiste en comparar las siguientes señales:

$$S_1 = -K V + Z_M I$$

$$S_2 = I$$

Pero ahora deben ser:

$$K_1 = K$$

$$Z_{M1} = -|Z_M| \angle -\theta_R$$

Tal que:

$$\left| Z_M / K \right| = R_R \cos \theta_R$$

$$K_2 = 0$$

Z_{M1} puede tener cualquier valor de módulo, particularmente 1, pero su ángulo debe ser $-\theta_R$.

4.A2.5. Característica Direccional

La característica a obtener está constituida por dos semirrectas concurrentes en el origen en el plano Z , cuyos ángulos respecto al eje real son θ_A y θ_B , tal como se aprecia en la Fig. 4-A1-4.

Es posible el uso de un Comparador de Fase asimétrico, tal que emita señal si el ángulo entre las señales está comprendido entre θ_A y θ_B . En este caso, las señales a comparar se obtienen directamente de las tensión y la corriente, respectivamente. Es decir:

$$Z_{M1} = 0$$

K_1 cualquier valor real

Z_{M2} cualquier valor real

$$K_2 = 0$$

Pero también se puede usar un Comparador Simétrico, tal que la suma de sus dos ángulos iguales sea igual a $(\theta_A + \theta_B)$. En tal caso, ambas señales se deben rotar convenientemente en el mismo sentido, por lo que las constantes dejan de ser reales.

4.A2.6. Característica Lenticular

En la Fig. 4-A1-5 se puede ver una Característica Lenticular, usada como Característica de arranque en algunos relés electrónicos analógicos cuando se requiere limitar el alcance en el sentido del eje de resistencias, frente a impedancias de carga o de oscilaciones de potencia pronunciadas.

Se definen tres valores: Alcance hacia adelante Z_{AD} con ángulo θ_L ; alcance hacia atrás Z_{AT} con ángulo θ_L ; ángulo de comparación γ . El ángulo de comparación γ es el que determina la expansión de la característica en el sentido del eje de resistencias; por ejemplo, si γ fuese igual a 0° , la característica sería una

circunferencia. Cuanto mayor es ese ángulo, más estrecha es la intersección de las circunferencias.

A partir de la ecuaciones (4-92) a (4-94) o de la construcción gráfica de la Fig. 4-33, se puede deducir que una solución para las constantes de diseño y los ángulos de comparación es:

$$K_1 = -K$$

$$Z_{M1} = |Z_{M1}| \angle \theta_L$$

Tal que:

$$|Z_{M1} / K| = |Z_{AD}|$$

$$K_2 = K$$

$$Z_{M2} = |Z_{M2}| \angle \theta_L$$

Tal que:

$$|Z_{M2} / K| = |Z_{AT}|$$

Ángulos de comparación del comparador de fase simétrico:

$$\beta_2 = \beta_1 = 90^\circ - \gamma$$

De ese modo, las señales a comparar quedan constituidas de la siguiente manera:

$$S_1 = -K V + Z_{M1} I$$

$$S_2 = K V + Z_{M2} I$$

4.A2.7. Característica de Reactancia rotada

Una Característica de Reactancia rotada puede apreciarse en la Fig. 4-A1-6. Esta característica suele usarse para compensar la reactancia aparente de la resistencia de falla (ver punto 4.3), cuando el sentido de la carga es siempre el mismo. Puntos importantes de esta característica son: El alcance Z_Z con ángulo θ_L y el ángulo de compensación δ .

Esta característica puede obtenerse con las siguientes constantes de diseño y ángulos de comparación:

$$K_1 = -K$$

$$Z_{M1} = |Z_M| \angle \theta_L$$

Tal que:

$$|Z_M / K| = |Z_Z|$$

$$K_2 = 0$$

Z_{M1} puede tener cualquier valor real positivo, particularmente 1

De ese modo, las señales a comparar quedan constituidas de la siguiente manera:

$$S_1 = -K V + Z_M I$$

$$S_2 = I$$

Los ángulos de comparación debe ser:

$$\beta_1 = \delta$$

$$\beta_2 = 180^\circ - \delta$$

El criterio de comparación es:

$$\beta_2 \leq (\text{ángulo entre } S_1 \text{ y } S_2) \leq 360^\circ - \beta_1$$

Nota: Los ángulos tomados en sentido antihorario.

4.A2.8. Característica de Admitancia Desplazada

La Característica de Admitancia desplazada puede observarse en la Fig. 4-A1-7. Su objeto es lograr una mayor tolerancia a la resistencia de falla que la dada por una Característica de Admitancia normal. Un punto de interés es el alcance hacia adelante Z_Z con ángulo θ_L . Otro punto de interés es el definido por Z_{ZD} con ángulo θ_{LD} . En rigor, el problema se soluciona matemáticamente y luego se prosigue como en el ejemplo del punto 4.A2.2.

Se calcula el módulo de Z_{ZD} :

$$|Z_{ZD}| = |Z_Z| / \cos(\theta_L - \theta_{LD})$$

$$K_1 = -K$$

$$Z_{M1} = |Z_M| \angle \theta_{LD}$$

Tal que:

$$|Z_M / K| = |Z_{ZD}|$$

K_2 puede tener cualquier valor real positivo, particularmente 1

$$Z_{M1} = 0$$

De ese modo, las señales a comparar quedan constituidas de la siguiente manera:

$$S_1 = -K V + Z_M I$$

$$S_2 = V$$

4.A2.9. Característica de Mínima Impedancia

La Característica de Mínima Impedancia se muestra en la Fig. 4-A2-8 y es muy sencilla de obtener un Comparador de Amplitudes. Un valor de interés es el radio de la circunferencia:

$$\text{Radio} = |Z_A|$$

Si se forman las señales:

$$S_1 = K V$$

$$S_2 = Z_M I$$

Con K y Z_M reales y tal que:

$$K / Z_M = |Z_A|$$

y luego se comparan módulos con el siguiente criterio:

Accionamiento si:

$$|S_1| \leq |S_2|$$

se obtiene el resultado esperado.

4.A2.10. Característica de Mínima Impedancia Desplazada

Las Características de Mínima Impedancia se suelen usar como Características de Arranque de muchos Relés de Distancia bastante simples. Cuando el radio necesario para ellas es demasiado grande, de modo que las condiciones de carga o de oscilaciones de potencia pueden producir arranques indeseados, es necesario

achicar la circunferencia sin disminuir el alcance hacia delante. También puede resultar necesario ese achicamiento para evitar en los Relés de Conmutación el arranque por fases sanas, cuando la impedancia de fuente es reducida.

En los casos citados, pueden usarse relés que tengan la opción de reducir la característica de arranque, tal como se muestra en la Fig. 4-A2-9.

Se definen tres valores: Alcance hacia adelante Z_{AD} con ángulo θ_L ; alcance hacia atrás $Z_{AT} = 0,5 Z_{AD}$ con ángulo $(180^\circ - \theta_L)$.

Como los dispositivos empleados suelen ser los mismos, tanto para la circunferencia con centro en el origen como para la circunferencia desplazada, se recurre al Comparador de Amplitudes, pero ahora se forman las siguientes señales:

$$S_1 = -3V$$

$$S_2 = -V - 2Z_{AD}I$$

Es sencillo ver que con esas constantes se cumplen las condiciones dadas por las ecuaciones (4-100) a (4-102).

4.A2.11. Composición de Características

Todas las características desarrolladas en los ejemplos pueden componerse para obtener características distanciométricas direccionales adecuadas. Lo más común es que la lógica de composición sea tipo "Y", como en el caso de las Figuras 4-A2-10 y 4-A2-11. En algunos casos se hace una composición "O", como en la Fig. 4-A2-12.

Dadas las facilidades que ofrece la tecnología digital, que mediante una programación basada en software permite composiciones variadas y complejas, se suelen obtener características muy desarrolladas, como la mostrada en la Fig. 4-A2-13 y cuya utilidad se verá en el Cap. 6.

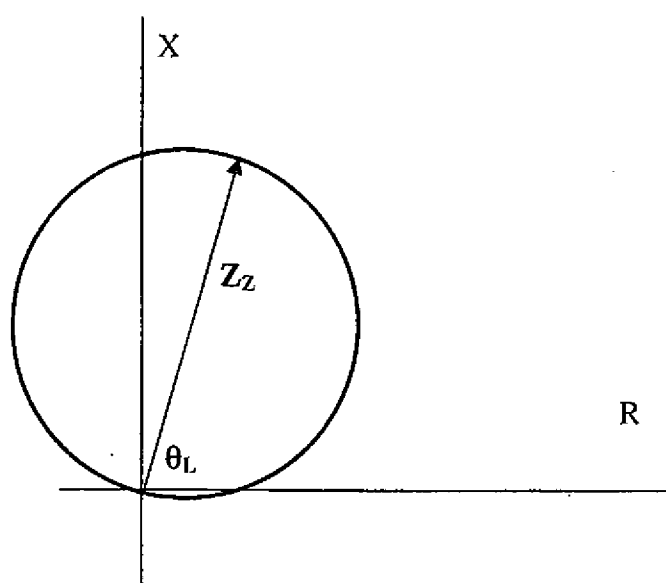


Fig. 4-A2-1: Característica de Admitancia
O "Mho"

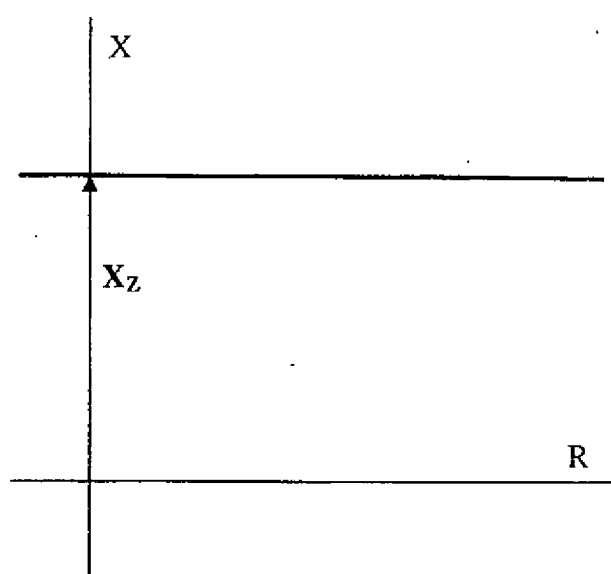


Fig. 4-A2-2: Característica de Reactancia

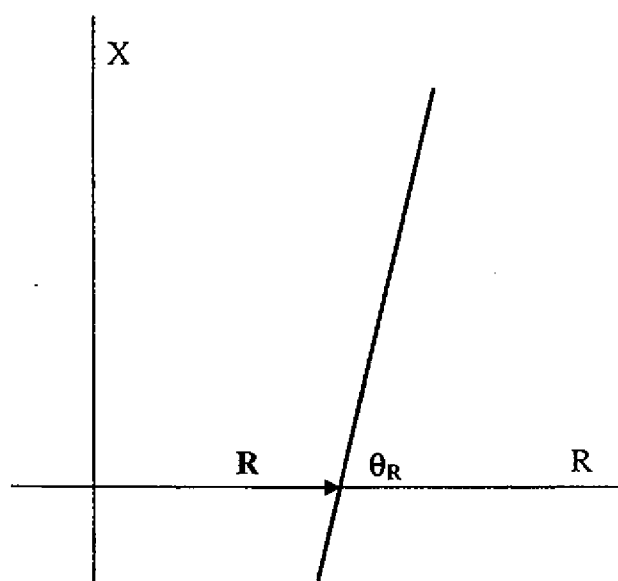


Fig. 4-A2-3: Característica de Blindaje

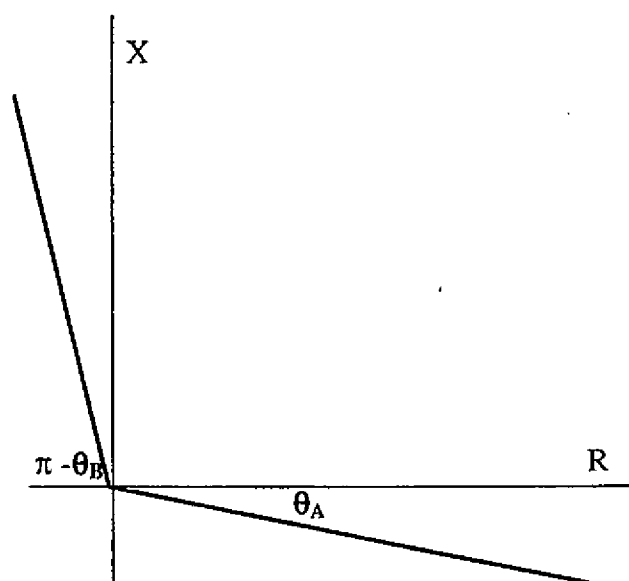


Fig. 4-A2-4: Característica Direccional

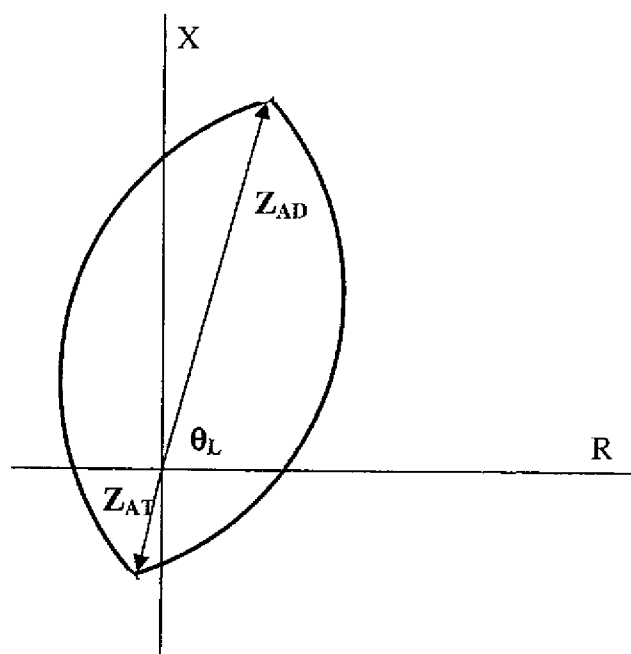


Fig. 4-A1-5: Característica Lenticular

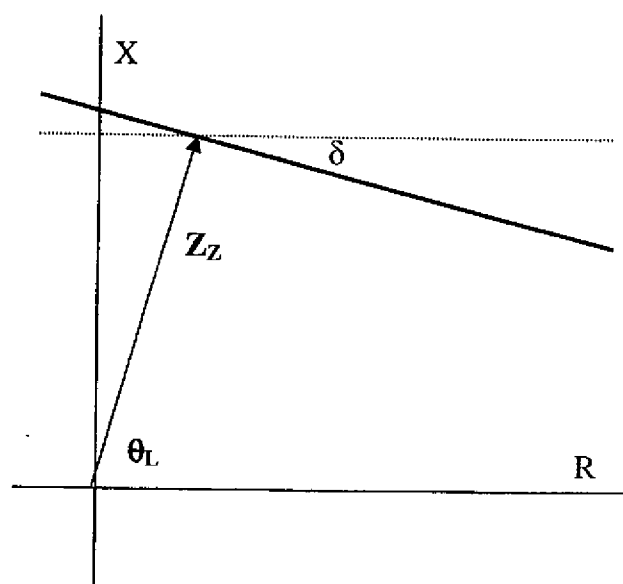


Fig. 4-A2-6: Característica de Reactancia Rotada

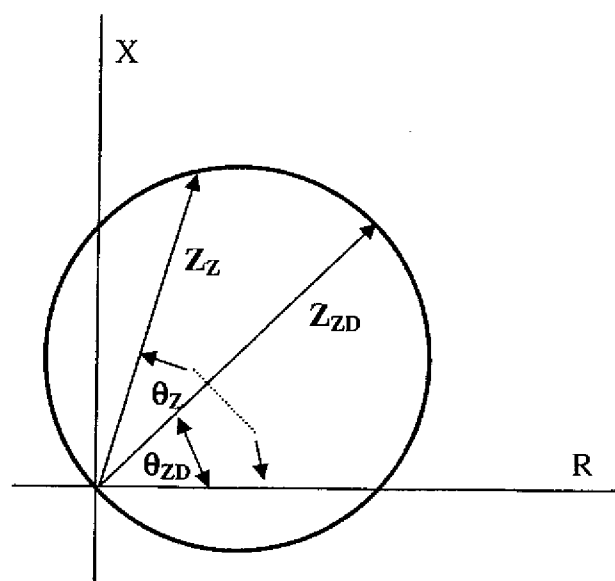


Fig. 4-A2-7: Característica de Admitancia Desplazada

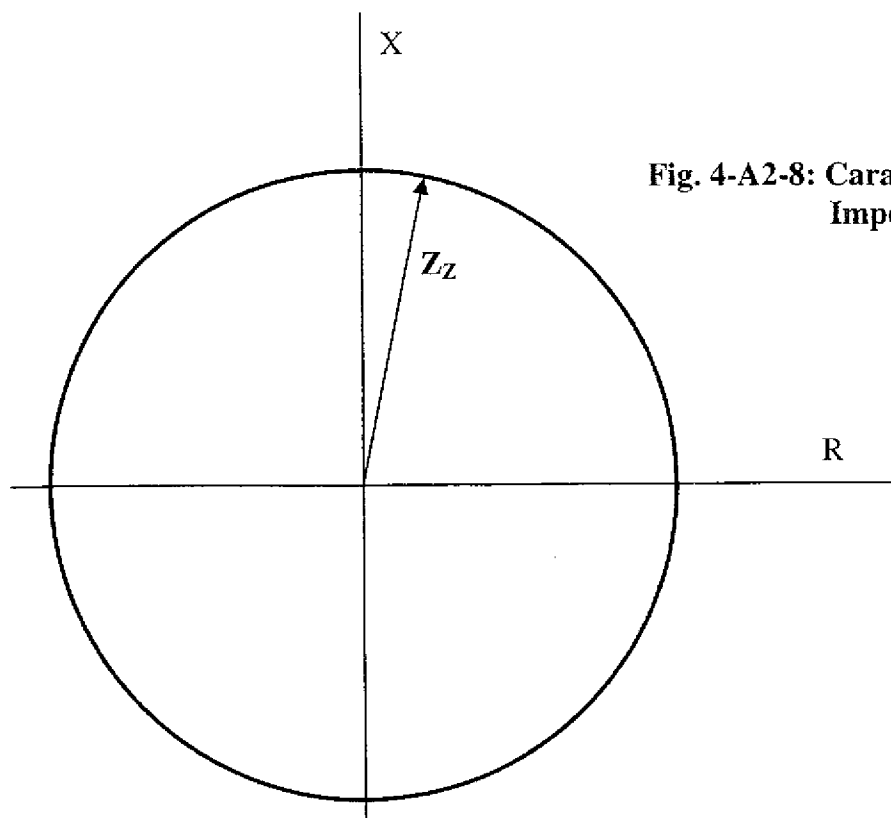


Fig. 4-A2-8: Característica de Mínima Impedancia

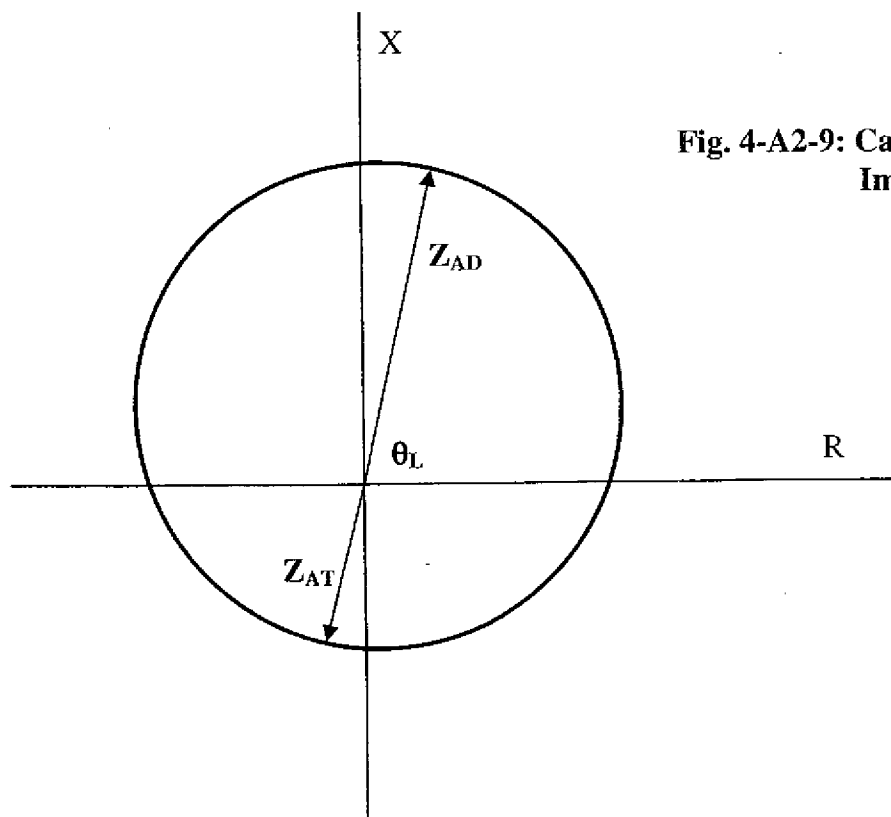
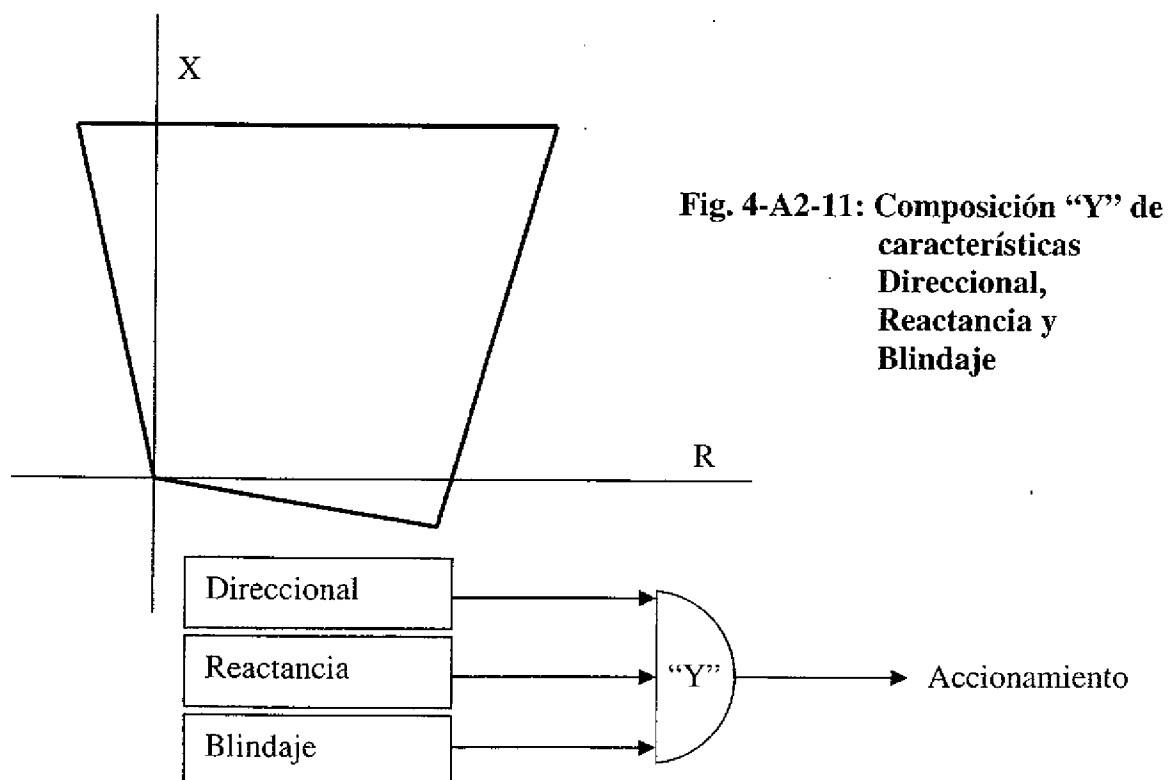
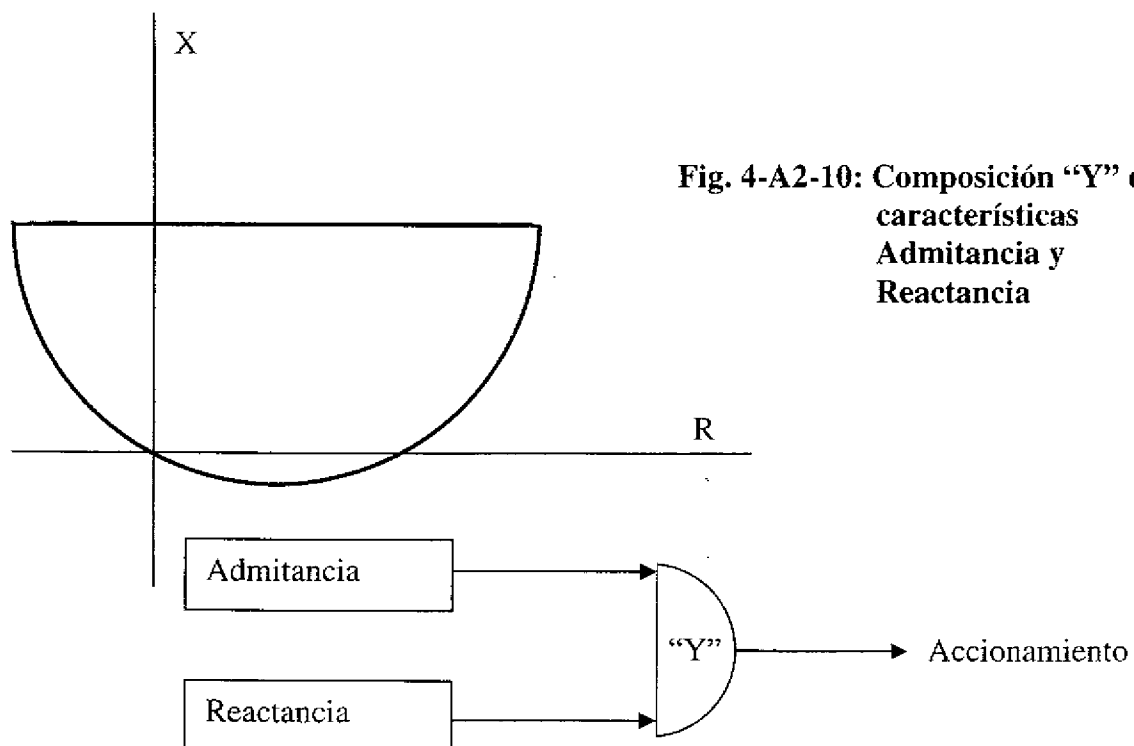


Fig. 4-A2-9: Característica de Mínima Impedancia Desplazada



Composición "Y" de características Admitancia y Reactancia

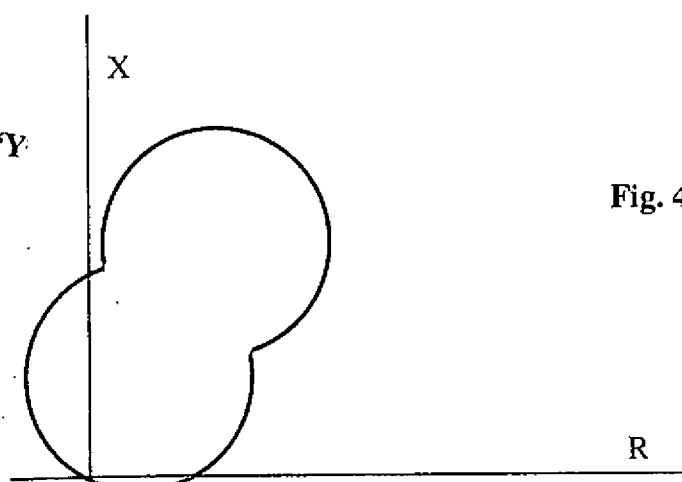
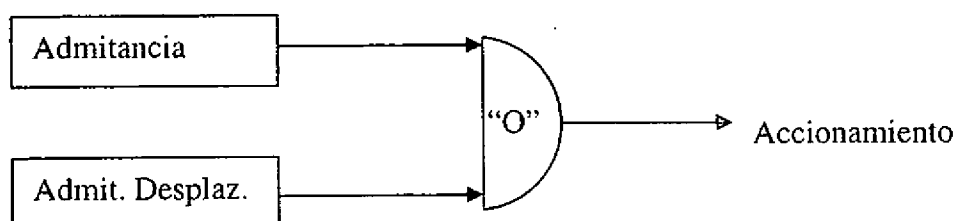


Fig. 4-A2-12: Composición "O" de características Admitancia y Admitancia Desplazada

Accionamiento



Composición "Y" de características Admitancia y Reactancia

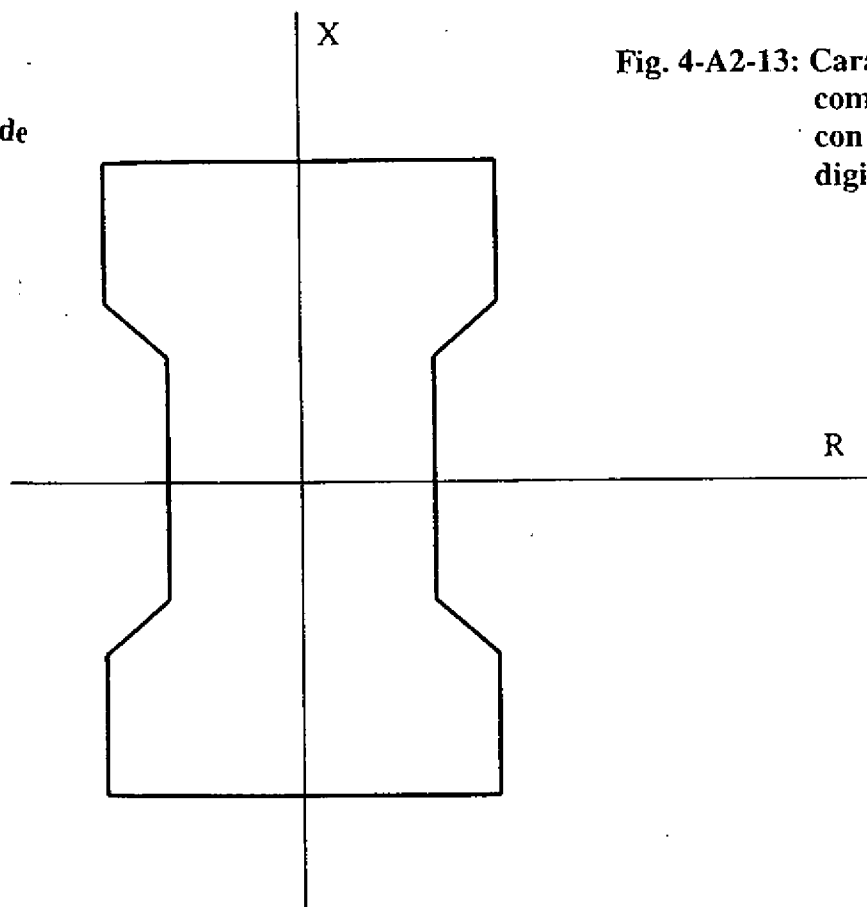
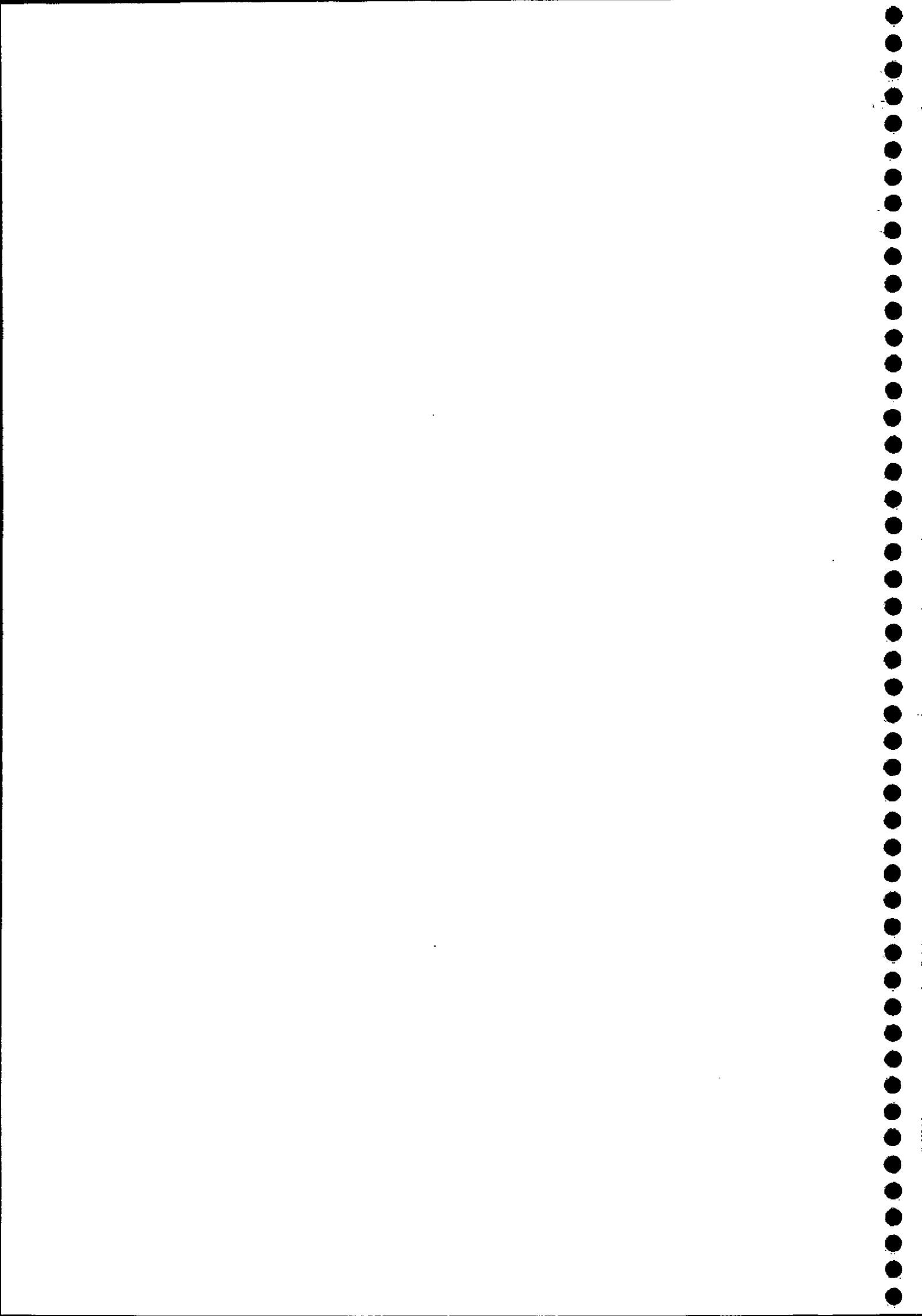


Fig. 4-A2-13: Característica compleja compuesta que se obtiene con modernos relés digitales

Accionamiento



APÉNDICE 4.A3. Deducción de K_D y Z_D para distintos casos de polarización

El concepto aplicado es el siguiente:

$$K_D Z_a + Z_D = Z_V \quad (4-A3-1)$$

Donde:

$$Z_V = \frac{V_{pol}}{I_{FF}} \quad (4-A3-2)$$

$$Z_a = \frac{V_{FF}}{I_{FF}} \quad (4-A3-3)$$

I_{FF} : Corriente o corrientes de fases falladas

V_{FF} : Tensión o tensiones de fases falladas

V_{pol} : Tensión o tensiones de polarización

Es siempre posible considerar:

$$V_{pol} = V_{FF} + V_{res} \quad (4-A3-4)$$

Entonces:

$$\frac{V_{pol}}{I_{FF}} = \frac{V_{FF}}{I_{FF}} + \frac{V_{res}}{I_{FF}} \quad (4-A3-5)$$

4.A3.1. Caso 1- Falla R-E; polarización: V_1 (tensión de sec. pos. de la fase R)

$$Z_V = \frac{V_1}{I_R + K_0 I_0} \quad (4-A3-6)$$

$$Z_a = \frac{V_R}{I_R + K_0 I_0} \quad (4-A3-7)$$

$$V_R = V_1 + V_2 + V_0 \quad (4-A3-8)$$

$$V_1 = V_R - (V_2 + V_0) \quad (4-A3-9)$$

$$\frac{V_1}{I_R + K_0 I_0} = \frac{V_R}{I_R + K_0 I_0} - \frac{V_2 + V_0}{I_R + K_0 I_0} \quad (4-A3-10)$$

$$V_2 = -I_2 Z_{A2} \quad (4-A3-11)$$

$$V_0 = -I_0 Z_{A0} \quad (4-A3-12)$$

$$I_R = I_C + I_1' + I_2 + I_0 \quad (4-A3-13)$$

$$I_1' = C_1 I_{0T} \quad (4-A3-14)$$

$$I_2 = C_2 I_{0T} \quad (4-A3-15)$$

$$I_0 = C_0 I_{0T} \quad (4-A3-16)$$

$$C = C_1 = C_2 = \frac{(1-x) Z_{L1} + Z_{B1}}{Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}} \quad (4-A3-17)$$

$$C_0 = \frac{(1-x) Z_{L0} + Z_{B0}}{Z_{A0} + Z_{L0} + Z_{B0}} \quad (4-A3-18)$$

$$Z_D = -\frac{V_2 + V_0}{I_R + K_0 I_0} = \frac{C Z_{A2} + C_0 Z_{A0}}{(I_C / I_{0T}) + 2C + (Z_{L0} / Z_{L1}) C_0} \quad (4-A3-19)$$

$$K_D = 1 \quad (4-A3-20)$$

4.A3.2. Caso 2- Falla R-E; polarización: $j K_R |V_{ST}|$

$$K_R V_{ST} = j |K_R| V_{ST} \quad (4-A3-21)$$

$$\begin{aligned} (1/\sqrt{3})(a - a^2) |K_R| (V_S - V_T) &= (1/\sqrt{3}) |K_R| (a - a^2) (a^2 - a) (V_1 - V_2) = \\ &= \sqrt{3} |K_R| (V_1 - V_2) \end{aligned} \quad (4-A3-22)$$

$$Z_a = \frac{V_R}{I_R + K_0 I_0} = \frac{V_1 + V_2 + V_0}{I_R + K_0 I_0} \quad (4-A3-23)$$

$$V_1 + V_2 + V_0 = V_1 - V_2 + 2V_2 + V_0 \quad (4-A3-24)$$

$$V_1 - V_2 = V_R - 2V_2 - V_0 \quad (4-A3-25)$$

$$\sqrt{3} |K_R| (V_1 - V_2) = \sqrt{3} |K_R| (V_R - 2V_2 - V_0) \quad (4-A3-26)$$

$$Z_V = \frac{\sqrt{3} |K_R| (V_1 - V_2)}{I_R + K_0 I_0} = \sqrt{3} |K_R| Z_a - \frac{\sqrt{3} |K_R| (2V_2 + V_0)}{I_R + K_0 I_0} \quad (4-A3-27)$$

$$Z_D = \frac{\sqrt{3} |K_R| (2C Z_{A2} + C_0 Z_{A0})}{(I_C / I_{0T}) + (Z_{L0} / Z_{L1}) C_0 + 2C} \quad (4-A3-28)$$

$$K_D = \sqrt{3} |K_R| \quad (4-A3-29)$$

4.A3.3. Caso 3- Falla S-T; polarización: $-j |K_{ST}| V_R$

$$Z_a = \frac{V_S - V_T}{I_S - I_T} \quad (4-A3-30)$$

$$V_S - V_T = (a^2 - a)(V_1 - V_2) \quad (4-A3-31)$$

$$V_R = V_1 + V_2 \quad (4-A3-32)$$

$$-jV_R = -j(V_1 + V_2) \quad (4-A3-33)$$

$$-j(V_1 + V_2) = -j(V_1 - V_2) - j2V_2 \quad (4-A3-34)$$

$$-j(a^2 - a)(V_1 + V_2) = -j(a^2 - a)(V_1 - V_2) - j(a^2 - a)2V_2 \quad (4-A3-35)$$

$$(a^2 - a)(V_1 + V_2)/\sqrt{3} = (a^2 - a)(V_1 - V_2)/\sqrt{3} + (a^2 - a)2V_2/\sqrt{3} \quad (4-A3-36)$$

$$K_D = \frac{|K_{ST}|}{\sqrt{3}} \quad (4-A3-37)$$

$$Z_D = \frac{|K_{ST}| 2 C Z_{A2}}{\sqrt{3} [(I_C / I_{1T}) + 2C]} \quad (4-A3-38)$$

La relación entre la Impedancia Virtual y la Impedancia Aparente admite también una forma alternativa, que permite en este caso explicitar la dependencia funcional de las constantes de las condiciones de carga. Es decir:

$$Z_V = K_D Z_a + Z_D = K'_D Z_a + Z'_D \quad (4-A3-39)$$

Veamos entonces las expresiones de K'_D y Z'_D .

Se demuestra sin dificultad que en la fase R, no afectada por la falla, es:

$$\frac{V_R}{E_A} = \frac{[(E_B/E_A)Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}]}{(Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1})} \quad (4-A3-40)$$

Entonces:

$$-j |K_{ST}| V_R = -j |K_{ST}| E_A \frac{[(E_B/E_A)Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}]}{(Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1})} \quad (4-A3-41)$$

Puesto que:

$$-j = (a^2 - a)/\sqrt{3} \quad (4-A3-42)$$

que:

$$E_A = E_1 \quad (4-A3-43)$$

y que:

$$E_2 = 0 \quad (4-A3-44)$$

dividiendo por la corriente aplicada ($I_S - I_T$) resulta:

$$-j |K_{ST}| \frac{V_R}{(I_S - I_T)} = -j |K_{ST}| \frac{(E_1 - E_2)[(E_B/E_A)Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}]}{(I_S - I_T)(Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1})} \quad (4-A3-45)$$

o lo que es lo mismo:

$$-j |K_{ST}| \frac{V_R}{(I_S - I_T)} = |K_{ST}| \frac{(E_S - E_T)[(E_B/E_A)Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}]}{\sqrt{3} (I_S - I_T)(Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1})} \quad (4-A3-46)$$

Observemos que la relación:

$$(E_S - E_T) / (I_S - I_T) \quad (4-A3-47)$$

es la suma de la impedancia de fuente Z_{A1} y la Impedancia Aparente Z_a . Entonces:

$$Z_V = K'_D Z_a + Z'_D \quad (4-A3-48)$$

Con:

$$K_D' = \frac{|K_{ST}| [(E_B/E_A) Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}]}{\sqrt{3} (Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1})} \quad (4-A3-49)$$

$$Z_D' = \frac{|K_{ST}| [(E_B/E_A) Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}]}{\sqrt{3} (Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1})} \cdot Z_{A1} \quad (4-A3-50)$$

Puede observarse que realmente las constantes dependen solamente de las condiciones de carga, expresadas por la relación (E_B/E_A) .

4.A3.4. Caso 4-Falla S-T; polarización: $-a^2 |K_{ST}| V_{SR}$

$$V_R = V_1 + V_2 \quad (4-A3-51)$$

$$V_S = a^2 V_1 + a V_2 \quad (4-A3-52)$$

$$V_T = a V_1 + a^2 V_2 \quad (4-A3-53)$$

$$V_S - V_T = (a^2 - a) (V_1 - V_2) \quad (4-A3-54)$$

$$V_S - V_R = (a^2 - 1) V_1 + (a - 1) V_2 \quad (4-A3-55)$$

$$-a^2 (V_S - V_R) = (a^2 - a) V_1 + (a^2 - 1) V_2 \quad (4-A3-56)$$

$$-a^2 (V_S - V_R) - (a^2 - a) (V_1 - V_2) = 3 a^2 V_2 \quad (4-A3-57)$$

$$-a^2 (V_S - V_R) = V_S - V_T + 3 a^2 V_2 \quad (4-A3-58)$$

$$K_D = |K_{ST}| \quad (4-A3-59)$$

$$Z_D = \frac{|K_{ST}| \sqrt{3} a^2 j C Z_{A2}}{[(I_C / I_{IT}) + 2C]} \quad (4-A3-60)$$

También en este caso, la relación entre la Impedancia Virtual y la Impedancia Aparente admite una forma alternativa, que permite explicitar la dependencia funcional de las constantes de las condiciones de carga. Es decir:

$$Z_V = K_D Z_a + Z_D = K'_D Z_a + Z'_D \quad (4-A3-61)$$

Veamos entonces las expresiones de K'_D y Z'_D .

La tensión de la fase R, no afectada por la falla, es igual a la tensión de prefalla:

$$V_R = j(A/\sqrt{3})(V_S - V_T) + j(A/\sqrt{3}) Z_{A1}(I_S - I_T) \quad (4-A3-62)$$

Con:

$$A = \frac{[(E_B/E_A)Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}]}{(Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1})} \quad (4-A3-63)$$

La tensión de la fase S previa a la falla es:

$$V_S = a^2 V_R \quad (4-A3-64)$$

Luego de la falla, a esa tensión hay que restarle la caída de tensión debida a la circulación de la corriente de falla que se adiciona a la corriente de carga:

$$V_S = a^2 j(A/\sqrt{3})(V_S - V_T) + a^2 j(A/\sqrt{3}) Z_{A1}(I_S - I_T) - (a^2 I'_1 + a I_2) Z_{A1} \quad (4-A3-65)$$

Sustituyendo adecuadamente:

$$V_S = a^2 j(A/\sqrt{3})[(V_S - V_T) + Z_{A1}(I_S - I_T)] - (I_S - I_T)Z_{A1}/2 + (a^2 - a) Z_{A1} I_C/2 \quad (4-A3-66)$$

Entonces:

$$-a^2(V_S - V_R) = (a^2 - a) j(A/\sqrt{3})[(V_S - V_T) + Z_{A1}(I_S - I_T)] + a^2 (I_S - I_T)Z_{A1}/2 - (a-1) Z_{A1} I_C/2 \quad (4-A3-67)$$

Dividiendo por $(I_S - I_T)$ resulta:

$$-a^2(V_S - V_R) / (I_S - I_T) = A Z_a + A Z_{A1} + a^2 Z_{A1} / 2 - (a-1) Z_{A1} I_C / 2(I_S - I_T) \quad (4-A3-68)$$

Por otra parte:

$$Z_{A1} I_C = \frac{E_A[1 - (E_B/E_A)]}{Z_T} Z_{A1} \quad (4-A3-69)$$

El último término de la ecuación (4-A3-68) es entonces:

$$- \frac{(a^2 - a) E_A [1 - (E_B/E_A)]}{a \cdot 2 (I_S - I_T) Z_T} Z_{A1} \quad (4-A3-70)$$

pero como:

$$E_A = E_1 \quad (4-A3-71)$$

y:

$$E_2 = 0 \quad (4-A3-72)$$

El término (4-A3-70) resulta:

$$\begin{aligned} & - \frac{(Z_{A1} + Z_a) [1 - (E_B/E_A)] Z_{A1}}{2 a Z_T} = \\ & = \frac{-a^2 Z_{A1} [1 - (E_B/E_A)] Z_{A1}}{2 Z_T} + \frac{a^2 Z_{A1} [1 - (E_B/E_A)] Z_{A1}}{2 Z_T} \end{aligned} \quad (4-A3-73)$$

Reemplazando en la ecuación (4-A3-68) y simplificando resulta finalmente:

$$-a^2 (V_S - V_R) / (I_S - I_T) = A Z_a - \frac{a^2 Z_{A1} [1 - (E_B/E_A)] Z_{A1}}{2 Z_T} + (\sqrt{3}/2) j a^2 A Z_{A1} \quad (4-A3-74)$$

$$Z_V = |K_{ST}| A Z_a - \frac{a^2 Z_{A1} [1 - (E_B/E_A)] Z_{A1}}{2 Z_T} + |K_{ST}| (\sqrt{3}/2) j a^2 A Z_{A1} \quad (4-A3-75)$$

Es decir:

$$\mathbf{K}'_D = |\mathbf{K}_{ST}| \mathbf{A} Z_a - \frac{a^2 Z_{A1} [1 - (\mathbf{E}_B/\mathbf{E}_A)] Z_{A1}}{2 Z_T} \quad (4-A3-76)$$

$$\mathbf{Z}'_D = |\mathbf{K}_{ST}| (\sqrt{3}/2) j a^2 \mathbf{A} Z_{A1} \quad (4-A3-77)$$

4.A3.5. Caso 5- Falla Trifásica; polarización: Por Memoria V_R . Modo de medición: Como falla R a Tierra.

$$V_{ME} = V_R^* \text{ (el asterisco significa antes de la falla)} \quad (4-A3-78)$$

La tensión de la fase R antes de la falla es igual a la tensión de la misma fase antes de la falla más la tensión de caída durante la falla:

$$V_R^* = V_R + Z_{A1} I_1' \quad (4-A3-79)$$

$$\text{Con } I_1' = I_1 - I_C \quad (4-A3-80)$$

$$V_R^* = V_R + Z_{A1} I_1 - Z_{A1} I_C \quad (4-A3-81)$$

Durante fallas trifásicas:

$$I_1 = I_R \quad (4-A3-82)$$

Entonces:

$$V_R^* = V_R + Z_{A1} I_R - Z_{A1} I_C \quad (4-A3-83)$$

$$V_R^* = V_R + Z_{A1} I_R - \mathbf{E}_A [1 - (\mathbf{E}_B/\mathbf{E}_A)] (Z_{A1}/Z_T) \quad (4-A3-84)$$

Dividiendo por la corriente aplicada:

$$\frac{V_R^*}{I_R + k_0 I_0} = \frac{V_R^*}{I_R} = \frac{V_R}{I_R} + Z_{A1} - \frac{\mathbf{E}_A [1 - (\mathbf{E}_B/\mathbf{E}_A)]}{I_R Z_T} Z_{A1} \quad (4-A3-85)$$

Dado que:

$$E_A = E_R = E_1 \quad (4-A3-86)$$

y que:

$$E_R / I_R = Z_{A1} + Z_a \quad (4-A3-87)$$

resulta finalmente:

$$Z_V = A Z_a + A Z_{A1} \quad (4-A3-88)$$

Si no se toma plena tensión de memoria, sino una fracción K_{ME} :

$$K_D = A K_{ME} \quad (4-A3-89)$$

$$Z_D = A K_{ME} Z_{A1} \quad (4-A3-90)$$

4.A3.6. Caso 6- Falla Trifásica; polarización: Por Memoria ($V_S - V_T$). Modo de medición: Como falla R a Tierra.

$$(V_S - V_T)^* = (V_S - V_T) + (I_S - I_T) Z_{A1} - Z_{A1} (a^2 - a) I_C \quad (4-A3-91)$$

$$j(V_S - V_T)^* = j(V_S - V_T) + j(I_S - I_T) Z_{A1} - Z_{A1} j(a^2 - a) I_C \quad (4-A3-92)$$

$$j(V_S - V_T)^* = \sqrt{3} V_R + \sqrt{3} I_R Z_{A1} - \sqrt{3} Z_{A1} I_C \quad (4-A3-93)$$

Si para la polarización se toma una fracción K_{ME} resulta finalmente:

$$K_D = \sqrt{3} A | K_R | K_{ME} \quad (4-A3-94)$$

$$Z_D = \sqrt{3} A | K_R | K_{ME} Z_{A1} \quad (4-A3-95)$$

4.A3.7. Caso 7- Falla Trifásica; polarización: Por Memoria ($V_S - V_T$). Modo de medición: Como falla entre fases S y T.

$$V_{ME} = V_{ST}^* \quad (4-A3-96)$$

Por tratarse de falla trifásica:

$$(V_S - V_T)^* = -j \sqrt{3} V_R^* \quad (4-A3-97)$$

$$I_R = (I_S - I_T) / (a^2 - a) \quad (4-A3-98)$$

$$V_R = (V_S - V_T) / (a^2 - a) \quad (4-A3-99)$$

Por otra parte:

$$(V_S - V_T)^* = (V_S - V_T) + (I_S - I_T) Z_{A1} - Z_{A1} (a^2 - a) I_C \quad (4-A3-100)$$

$$\frac{(V_S - V_T)^*}{(I_S - I_T)} = Z_a + Z_{A1} - \frac{(a^2 - a) E_A [1 - (E_B/E_A)]}{(I_S - I_T) Z_T} Z_{A1} \quad (4-A3-101)$$

Aplicando un porcentaje de polarización K_{ME} resulta finalmente:

$$K_D = A K_{ME} \quad (4-A3-102)$$

$$Z_D = A K_{ME} Z_{A1}$$

4.A3.8. Caso 8- Falla Trifásica; polarización: Por Memoria V_R . Modo de medición: Como falla entre fases S y T.

$$V_R^* = V_R + Z_{A1} I_R - E_A [1 - (E_B/E_A)] (Z_{A1}/Z_T) \quad (4-A3-103)$$

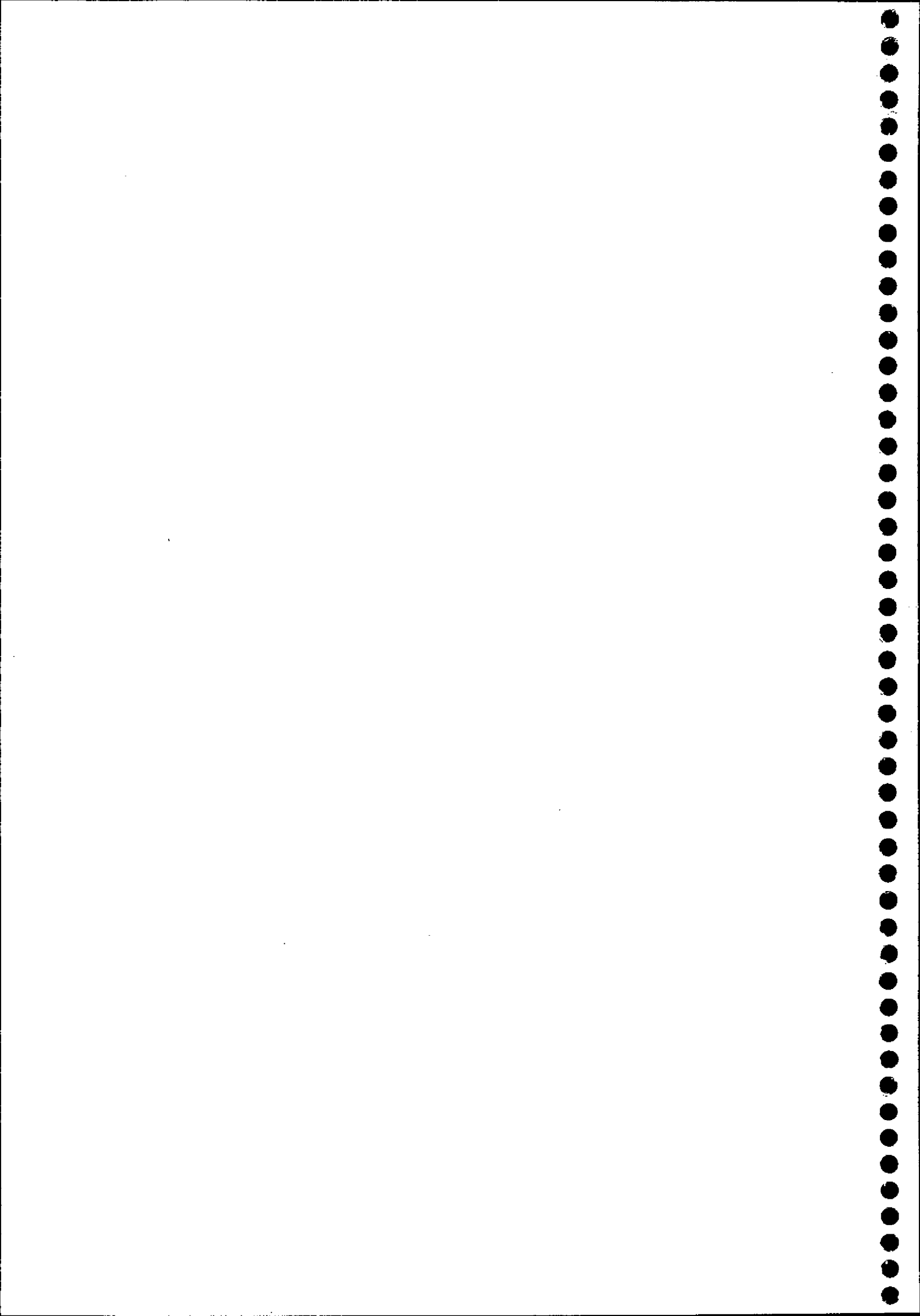
$$-jV_R^* = -jV_R - jZ_{A1} I_R + jE_A [1 - (E_B/E_A)] (Z_{A1}/Z_T) \quad (4-A3-104)$$

$$-jV_R^* = (1/\sqrt{3})(V_S - V_T) + 1/3(I_S - I_T) - [(a^2 - a)/\sqrt{3}] E_A [1 - (E_B/E_A)] (Z_{A1}/Z_T) \quad (4-A3-105)$$

Finalmente, aplicando un porcentaje de polarización K_{ME} resulta:

$$K_D = \frac{1}{\sqrt{3}} A |K_{SR}| K_{ME} \quad (4-A3-106)$$

$$Z_D = \frac{1}{\sqrt{3}} A |K_{SR}| K_{ME} Z_{A1} \quad (4-A3-107)$$



CAPÍTULO 5

SISTEMAS DE TELEPROTECCIÓN ASOCIADOS A LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA

5.1. Aspectos generales

En las grandes redes de transmisión de energía eléctrica, es muy importante asegurar que el tiempo de accionamiento de las protecciones en ambos extremos de cada línea sea lo más coincidente que resulte posible cuando deban despejar fallas que se produzcan en cualquier punto de las mismas. Ello se debe a razones de estabilidad del sistema, de reducción de daños y de aumento de la probabilidad de recierres automáticos de alta velocidad exitosos.

La Protección de Distancia no está en condiciones por si misma de satisfacer ese requerimiento de simultaneidad para fallas que se localicen en cualquier punto a lo largo de la línea, ya que como hemos visto en el Capítulo 4 y será ampliado en el Capítulo 6, el alcance de la Zona 1 debe reducirse hasta un 80% a 90% de la longitud de la línea. Ese margen de seguridad se relaciona con la necesidad de evitar sobrealcances debidos a las distintas fuentes de error que afectan a este tipo de protección.

Por ello, es necesario asociar a la Protección de Distancia un Sistema de Teleprotección Lógico, mediante el cual se transmiten simples órdenes de comando, a diferencia de un Sistema de Teleprotección Analógico, que se usa para la transmisión de señales analógicas asociado a otros tipos de protección.

Las señales lógicas de comando son transmitidas a través de un Sistema de Telecomunicación, que se implementa de distintas formas, según será descrito más adelante.

Siguiendo la terminología de IEC y de CIGRE, los Sistemas de Protección que usan Sistemas de Teleprotección consisten en los subsistemas representados en la Fig. 5-1.

5.2. Métodos básicos de Sistemas de Teleprotección Lógicos

Hay dos métodos básicos para el uso de simples señales de comando asociadas a la Protección de Distancia:

- Emitir un comando "desenganche" entre extremos, permisivo o directo.
- Emitir un comando de "no desenganche" entre ambos extremos; esto es de bloqueo.

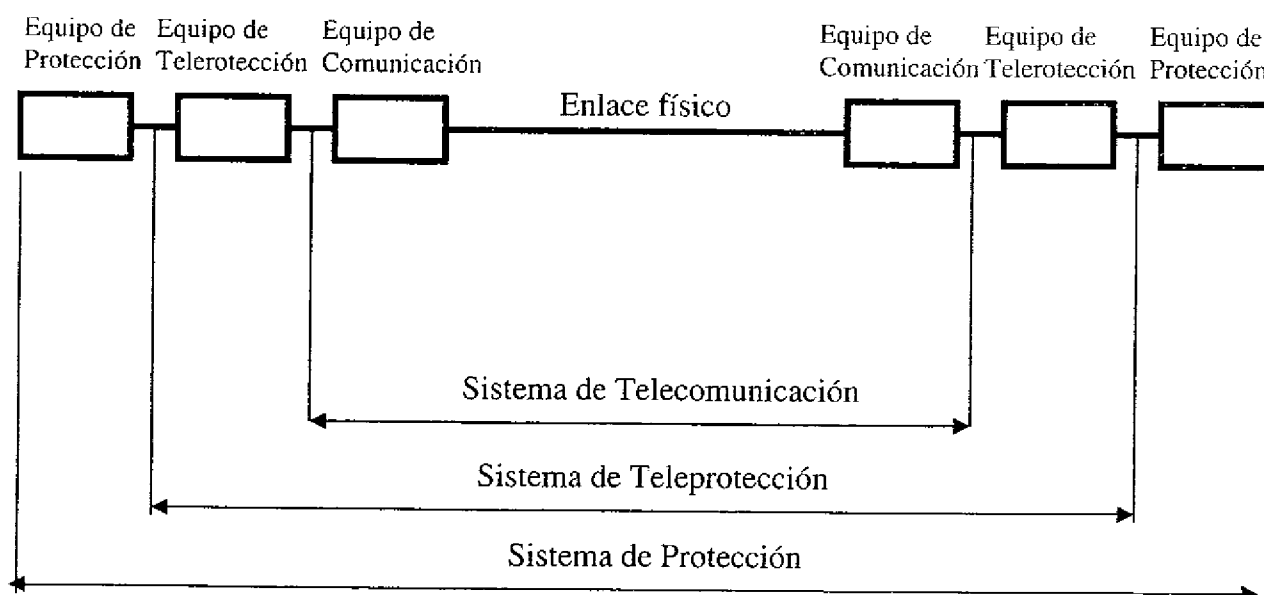


Fig. 5-1: Esquema de bloques de Sistemas de Protección que usan Sistemas de Teleprotección

En los esquemas permisivos el comando se emite desde un extremo por la protección que detectó la falla y en el extremo remoto el desenganche se efectúa o no, dependiendo de las condiciones de operación de la protección de este extremo.

En los esquemas de bloqueo el comando se envía desde el extremo en que la protección detecta falla a sus espaldas, para bloquear el desenganche en el extremo remoto.

Como se verá más adelante, uno de los medios de transmisión de señales, el más difundido, es la comunicación por Onda Portadora. En los esquemas de bloqueo la señal se transmite a través de la línea de potencia no afectada por la falla, mientras que en los esquemas permisivos la señal se transmite por la línea afectada por la falla.

Hay también una combinación de esquemas permisivos y de bloqueo, conocidos como "esquemas de desbloqueo", en los cuales una defección del canal de comunicación automáticamente simula la recepción de una señal de comando.

Los esquemas de interdesenganche, también denominados de "transferencia de disparo directo", son aquellos que realizan la apertura del interruptor remoto sin requerimiento de un criterio adicional de la protección de ese extremo.

5.3. Requerimientos a los Sistemas de Teleprotección Lógicos

Los parámetros más significativos de un Sistema de Teleprotección son:

- Tiempo de transmisión de la señal
- Ancho de banda usada para la comunicación

- Relación Señal / Ruido en el extremo receptor
- Dependibilidad y Seguridad

En general se requiere de los Sistemas de Teleprotección:

- Tiempo de transmisión lo más corto posible
- Alto índice de Dependibilidad
- Alto índice de Seguridad
- Tan baja potencia de transmisión como sea posible, compatible con los otros requerimientos
- Tan estrecho ancho de banda como sea posible, compatible con los otros requerimientos

Es claro que esos requerimientos no pueden ser satisfechos independientemente y existe una gran interdependencia de los mismos. Por ello, se debe establecer una adecuada relación entre todos los parámetros, sopesando cuidadosamente el efecto de los mismos sobre los errores y considerando la aplicación del Sistema de Teleprotección en cuestión.

Por ejemplo, en algunas redes o líneas puede ser conveniente aumentar la Seguridad, sacrificando Dependibilidad, y en otras redes o líneas el requerimiento puede ser inverso.

Los requerimientos de tiempo de transmisión de la señal y de ancho de banda se contraponen, así como se contraponen los requerimientos de tiempo de transmisión de la señal y de relación Señal / Ruido, etc.

5.4. Esquemas

Los Sistemas de Protección de Distancia asociados a Sistemas de Teleprotección pueden ser divididos en las siguientes seis esquemas principales:

- Protección de Distancia con Teleprotección de Subalcance Permisivo
- Protección de Distancia con Teleprotección de Subalcance e Interdisparo
- Protección de Distancia con Teleprotección de Subalcance Acelerado
- Protección de Distancia con Teleprotección de Sobrealcance Permisivo
- Protección de Distancia con Teleprotección de Sobrealcance y Bloqueo
- Protección de Distancia con Teleprotección de Sobrealcance y Desbloqueo

En los puntos siguientes describiremos estos esquemas principales teniendo en cuenta sus aspectos básicos, pero hacemos notar que hay muchas variantes de los mismos, en función de los distintos tipos de Relés de Distancia a los que están asociados y la necesidad de aumentar en nivel de Dependibilidad y/o el nivel de Seguridad.

5.4.1. Protección de Distancia con Teleprotección de Subalcance Permisivo

Vér la Fig. 5-2. En caso de una falla en la Zona 1 del Relé de Distancia del extremo A, dicha Zona 1 opera abriendo el interruptor asociado. Simultáneamente envía una señal al extremo opuesto. En este extremo, la acción depende del estado de la

Protección de Distancia respectiva, o de otro tipo de protección usada para ese fin. Esos estados pueden ser, según la protección seleccionada:

- Arranque de la Protección de Distancia
- Arranque de una Protección de Subtensión
- Arranque de una Protección de Sobrecorriente

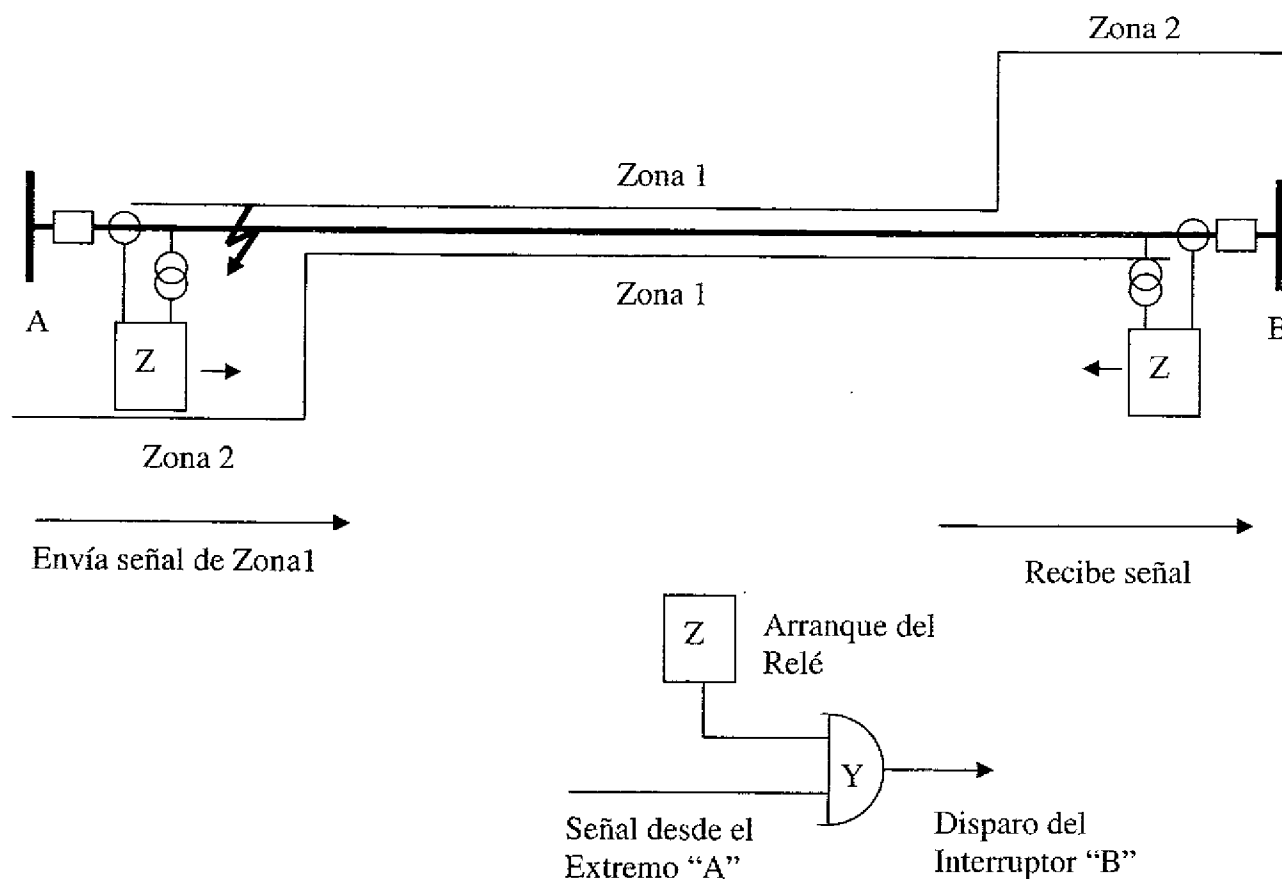


Fig. 5-2: Protección de Distancia con Teleprotección de Subalcance Permisivo

A menudo se usa para este esquema Onda Portadora como medio de telecomunicación. Para lograr alto índice de Dependibilidad, la señal debe ser capaz de sobrepasar la localización de la falla, particularmente en el caso de fallas trifásicas.

Para obtener alto índice de Seguridad, el extremo receptor no debe ser sensible a señales falsas provenientes de líneas adyacentes, que suelen generarse en el instante en que se producen una falla y también por la operación de interruptores y seccionadores. En líneas configuradas en doble terna, se puede transmitir bastante fácilmente una señal de ruido desde la terna en la que se produjo la falla hacia la otra línea, debido al acoplamiento mutuo entre circuitos.

Con comunicaciones mediante Microondas, la interferencia es menos significativa, de modo que la Seguridad no es generalmente un problema, pero la Dependibilidad puede ser afectada por desvanecimiento de la señal, debido a condiciones climáticas o topológicas.

5.4.2. Protección de Distancia con Teleprotección de Subalcance e Interdisparo

Se trata de una variante del esquema anterior. La diferencia básica es que en el extremo receptor se usa directamente la señal desde la Protección de Distancia del extremo opuesto para la apertura del interruptor local, sin ningún criterio adicional. Este esquema se suele denominar también de Transferencia de Disparo Directo (TDD) y algunos autores no lo encuadran dentro de los Sistemas de Teleprotección. En la Fig. 5-3 se representa este método.

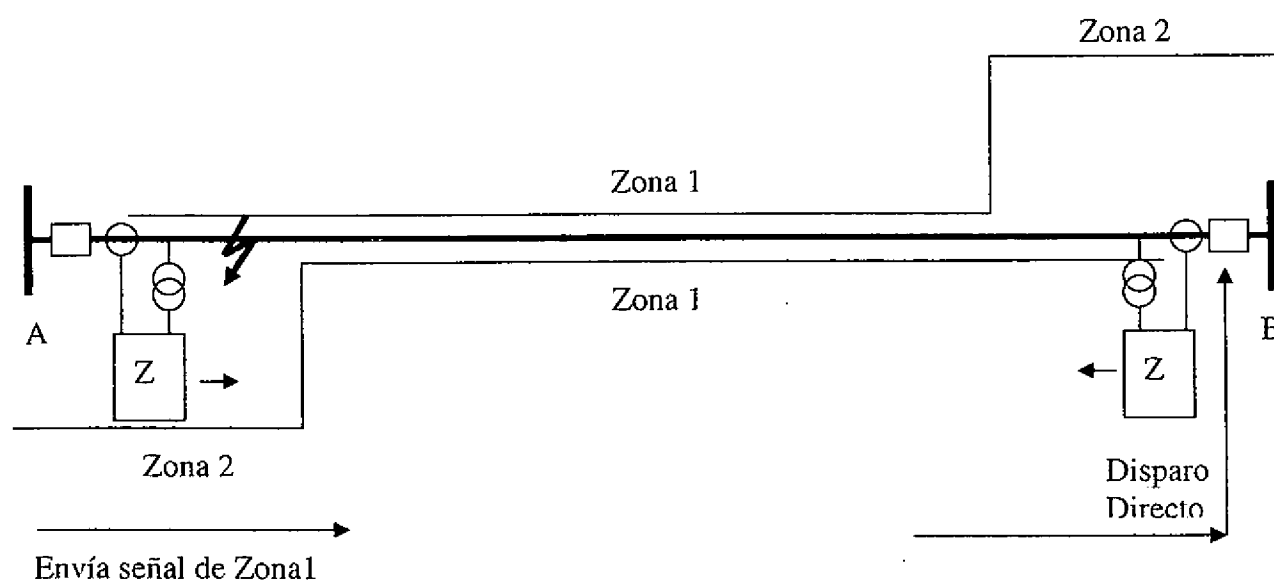


Fig. 5-3: Protección de Distancia con Teleprotección de Subalcance e Interdisparo

Dado que la apertura del interruptor del extremo opuesto al extremo que envía la señal se lleva a cabo sin ningún criterio adicional aportado por la protección de aquel extremo, el nivel de Seguridad de la señal debe ser óptimo para evitar desenganches intempestivos. Deben evitarse las señales espurias, tanto generadas por fallas en líneas cercanas, como generadas por problemas propios de los sistemas de teleprotección y de comunicación asociados.

La Onda Portadora es el medio de comunicación más difundido para este tipo de esquema, pero la señal necesita una adecuada codificación y filtrado para lograr el nivel de Seguridad requerido, aunque eso no debe sacrificar velocidad en los casos críticos de necesidad de TDD.

El Interdisparo usando comunicaciones de microondas no suele en general presentar problemas de Seguridad, pero el desvanecimiento de la señal afecta la Dependibilidad. Si se trata de lograr altos niveles de Dependibilidad y Seguridad simultáneamente, se pueden emplear tres canales, con una lógica de funcionamiento "2 de 3".

5.4.3. Protección de Distancia con Teleprotección de Subalcance Acelerado

Tal como en el caso del esquema descrito en el punto 5.4.2, el Relé de Distancia de cada extremo genera una señal que se transmite al extremo opuesto, cuando detecta una falla dentro de su Zona 1, además de abrir el interruptor local. Cuando esa señal es recibida, el Relé de Distancia correspondiente incrementa el alcance de su Zona 1, hasta un valor que sobrepasa la barra remota (usualmente 120% a 130% de la distancia de la línea protegida). A veces, en lugar de incrementar el alcance de Zona 1, se utiliza la Zona 2 haciéndola accionar sin retardo cuando llega la señal.

Este esquema, también denominado de Aceleración de Etapa o de Prolongación de Zona, tiene un muy buen nivel de Seguridad comparado con los esquemas anteriores, pero es algo más lento, en tanto requiere el tiempo de modificación de alcance de la Zona 1 a partir de la recepción de la señal. El nivel de Dependibilidad es similar al de otros esquemas de subalcance permisivo que usen el mismo medio de comunicación.

En la Fig. 5-4 se puede observar la modalidad de funcionamiento de este esquema.

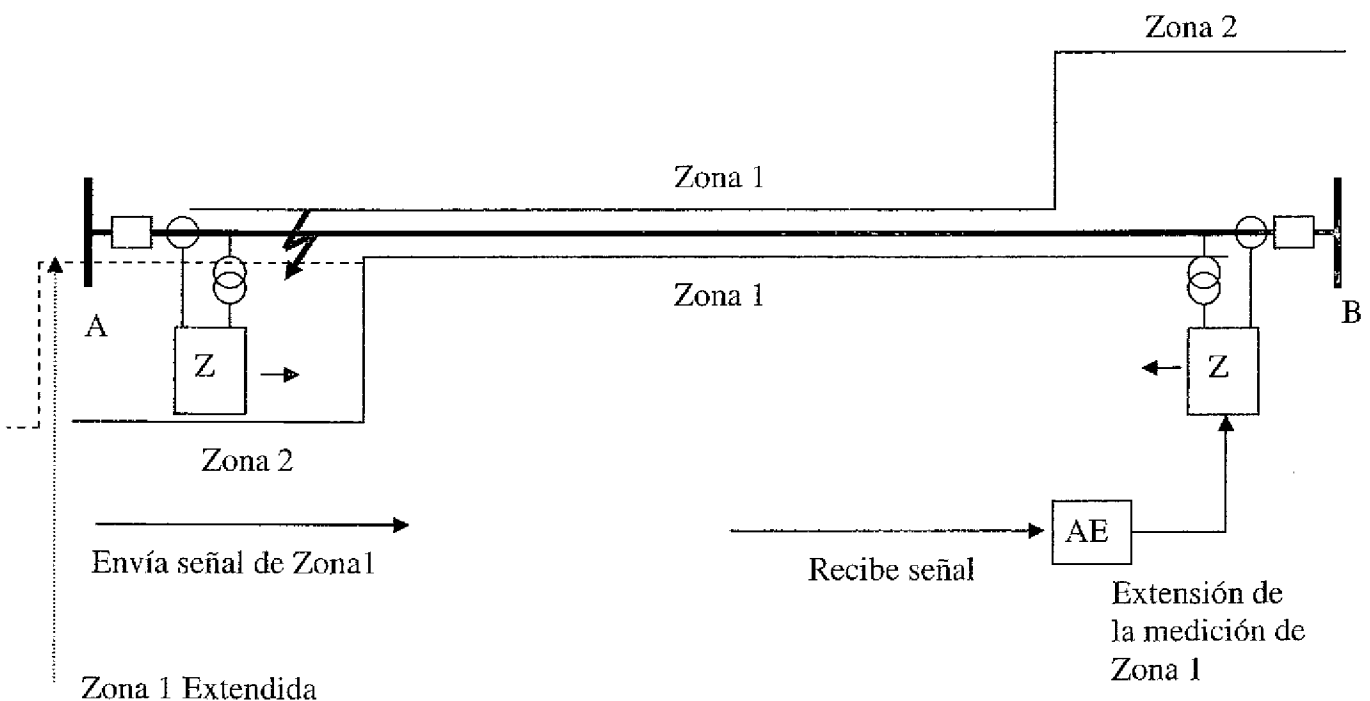


Fig. 5-4: Protección de Distancia con Teleprotección de Subalcance Acelerado

5.4.4. Protección de Distancia con Teleprotección de Sobrealcance Permisivo

En este esquema, el alcance de la Zona 1 del Relé de Distancia de cada extremo está normalmente extendido, hasta cubrir una distancia de entre el 120% y el 150% de la impedancia de la línea protegida. Esta Zona se denomina Zona 1 Extendida, en contraposición de la Zona 1 de alcance convencional. La Zona 1 Extendida de un extremo realiza la apertura del interruptor asociado si recibe la correspondiente señal desde el extremo opuesto. En caso contrario, la Zona habilitada para abrir dicho interruptor es la Zona 1 de alcance convencional. La Zona 1 Extendida del relé de cada extremo también tiene la función de la emisión de la señal hacia el otro extremo. (Fig. 5-5)

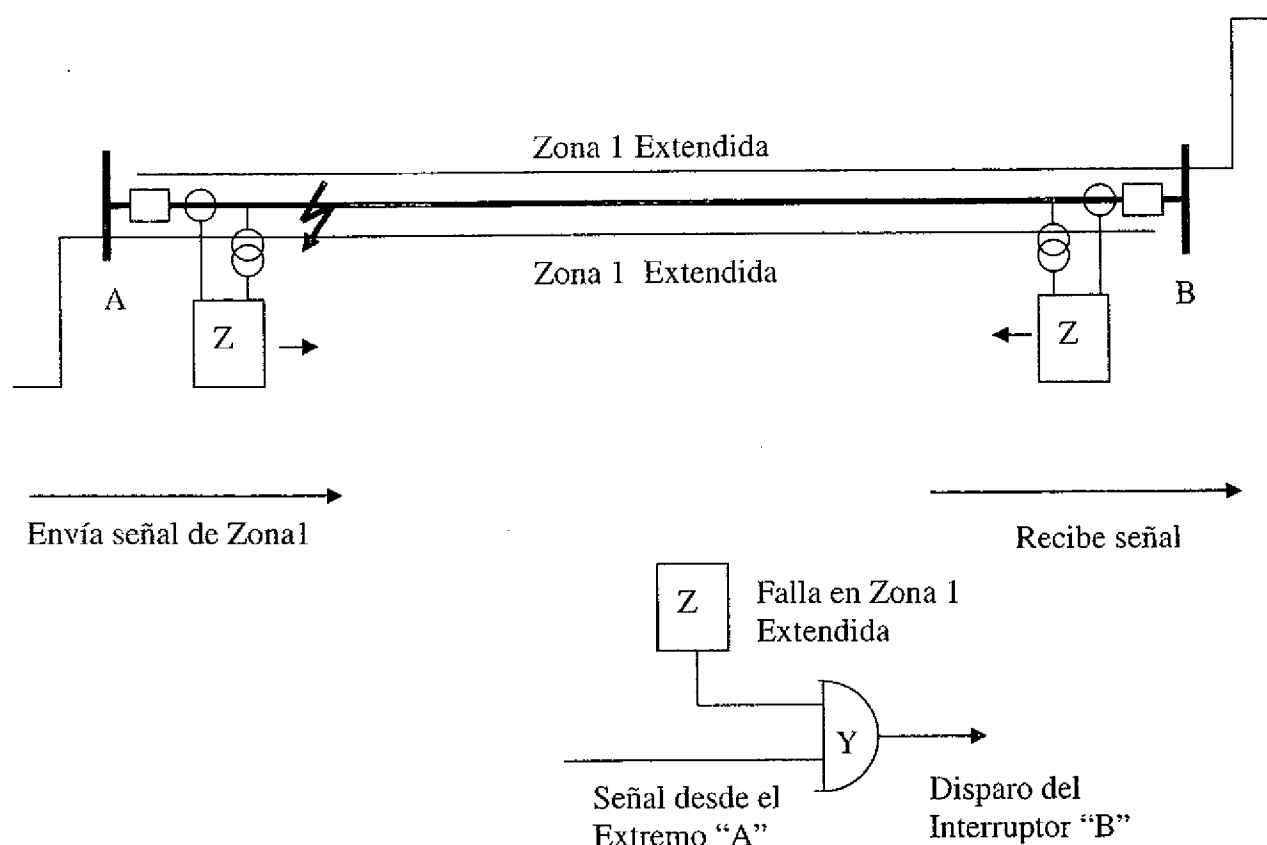


Fig. 5-5: Protección de Distancia con Teleprotección de Sobrealcance Permisivo

El uso simultáneo de la Zona 1 de alcance convencional, permite el accionamiento de la protección aunque no se reciba la señal de teleprotección, si bien fallas cercanas a cualquiera de los dos extremos serán despejadas en el respectivo extremo opuesto en tiempo de Zona 2.

A menudo los esquemas de Sobrealcance Permisivo son usados en líneas muy cortas protegidas por relés con Características de Admitancia, ya que la Zona 1 Extendida permite una mayor tolerancia a la resistencia de falla.

También son usados en líneas con compensación serie, dado que el alcance de una Zona 1 de alcance convencional puede resultar extremadamente reducido cuando la compensación serie está fuera de servicio o si los capacitores son automáticamente puenteados.

Cuando se utiliza Onda Portadora como medio de comunicación, el riesgo de operación espuria en caso de fallas externas se limita a fallas en la cercanía de uno de los extremos, dentro del alcance de la Zona 1 Extendida. Este riesgo se relaciona con un nivel de ruido excesivo en el Sistema de Comunicación.

Obsérvese que cualquiera sea la posición de la falla en la línea protegida, el retardo se limita al tiempo de transmisión de la señal, ya que el relé de cada extremo ya ha realizado la medición con su Zona 1 Extendida cuando recibe la señal. Ese retardo puede ser del orden de 15ms a 30ms.

Pueden ser usados otros medios de comunicación, tales como Hilos Piloto, Microondas o Fibra Óptica, previsto que satisfagan los requerimientos de alta Confiabilidad y velocidad. La supervisión continua del Sistema de Comunicación resulta especialmente necesaria cuando se requiere que todas las fallas sean despejadas muy rápidamente.

Si se requiere que bajo todas las condiciones del sistema las fallas sean despejadas rápidamente, el esquema debe tener en cuenta varios problemas que se pueden presentar, tales como "alimentación desde extremo débil", "reversión de la dirección corriente de falla" debida a la eliminación parcial de una falla externa, "falla en una línea con extremo abierto", etc. Varios de estos problemas serán descritos en el Capítulo 6.

5.4.5. Protección de Distancia con Teleprotección de Sobrealcance y Bloqueo

Tal como en el esquema de Sobrealcance Permisivo, en el esquema de Sobrealcance y Bloqueo, se provee a cada Relé de Distancia de una Zona 1 Extendida. Pero en este esquema se adiciona a cada Relé de Distancia un elemento que detecta fallas en el sentido inverso. En tal caso, ese elemento envía al extremo opuesto una señal que bloquea la operación de la Zona 1 Extendida. Ver la Fig. 5-6.

Obsérvese que esta Zona 1 Extendida debe tener un pequeño retardo en la operación, de modo de tener en cuenta el tiempo de tránsito de la señal desde el otro extremo. Obsérvese también que la Zona del elemento que detecta fallas en el sentido inverso debe tener un alcance tal que supere el alcance de la Zona 1 Extendida del otro extremo.

El retardo debe ser tan pequeño como sea posible y la señal debe ser confiable, de modo que el canal de comunicación seleccionado juega un papel importante en ese sentido.

La ventaja de este esquema de bloqueo radica en que la señal no es transmitida en caso de fallas internas, de modo que el efecto de las mismas sobre la transmisión de señales no constituye un problema. Es claro que la desventaja es el mencionado retardo, pero el mismo es aceptable si no excede los 10ms.

Es aconsejable adicionar un sistema de supervisión continua del Sistema de Teleprotección, incluyendo claro está al Sistema de Comunicación, de modo que si se detecta una falla del mismo la Zona 1 Extendida se retraiga convenientemente o se anule si se usa simultáneamente una Zona 1 de alcance convencional.

En algunos casos el elemento extra para detectar fallas en el sentido inverso es reemplazado por la Zona de Arranque del relé, combinada con su propia Zona 1 Extendida para darle direccionalidad (si la Zona 1 Extendida no ve falla, la falla está en el sentido inverso y autoriza a la Característica de Arranque a emitir señal).

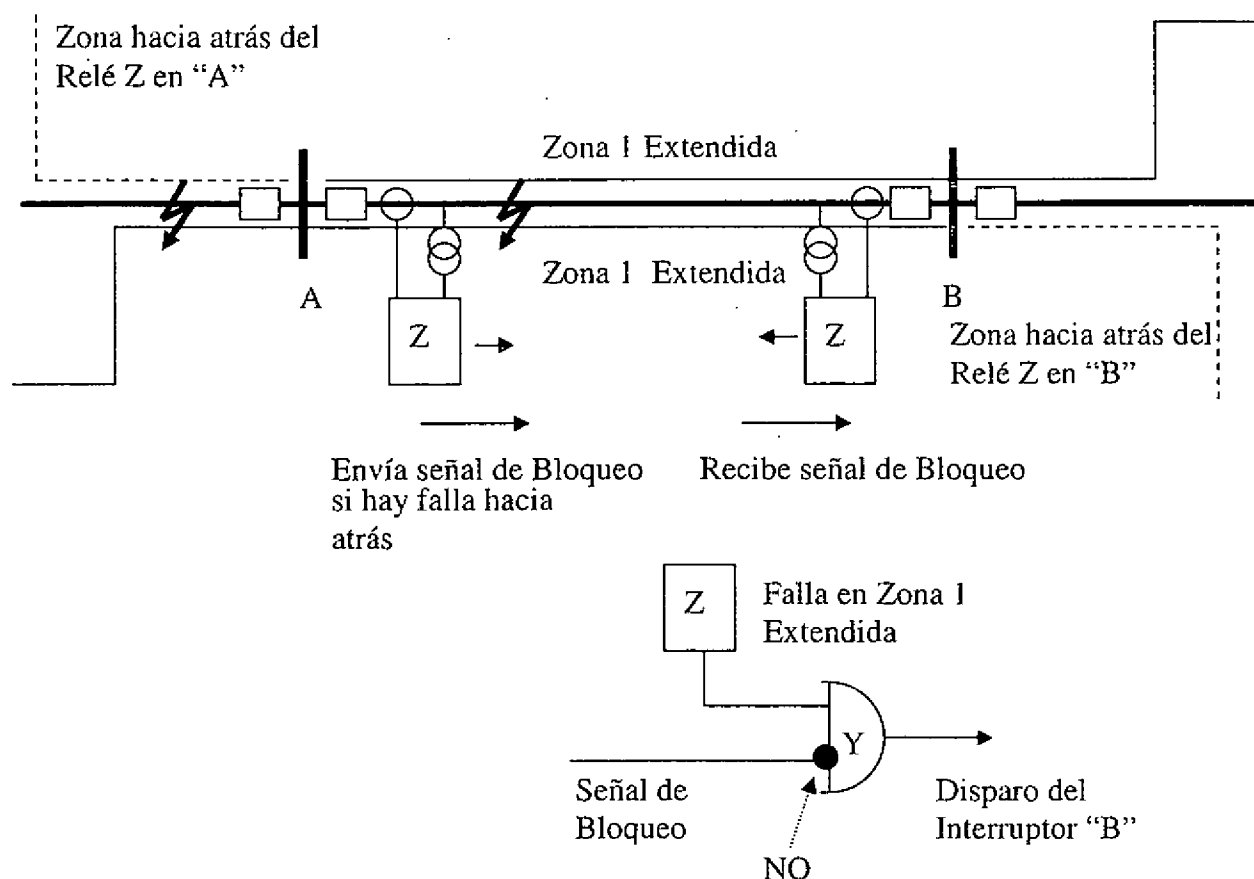


Fig. 5-6: Protección de Distancia con Teleprotección de Sobrealcance y Bloqueo

5.4.6. Protección de Distancia con Teleprotección de Sobrealcance y Desbloqueo

Este esquema usa en cada Relé de Distancia una Zona 1 Extendida. Durante la operación normal, se transmite permanentemente una "señal de guarda". Cuando se produce una falla interna, cada relé emite una señal de desbloqueo al extremo opuesto, de modo de habilitar su Zona 1 Extendida. Si al mismo tiempo que desaparece la señal de guarda no se recibe la señal de desbloqueo, automáticamente se habilita a la Zona 1 Extendida para el desenganche autónomo, durante un cierto período de tiempo, por ejemplo 100ms a 200ms. Ver Fig. 5-7.

De ese modo, la pérdida de una señal de desbloqueo no necesariamente impide el desenganche rápido

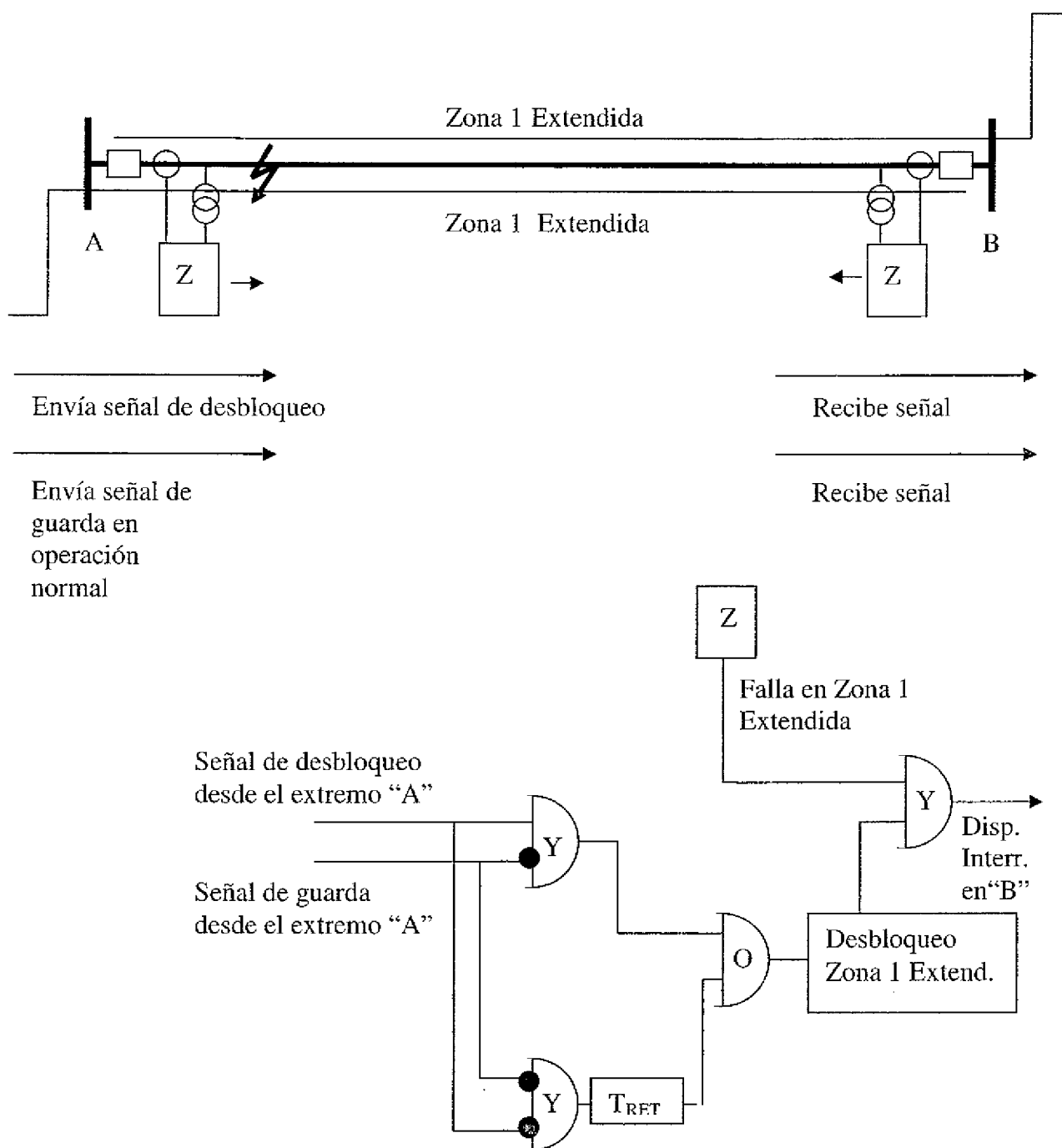


Fig. 5-7: Protección de Distancia con Teleprotección de Sobrealcance y Desbloqueo

Dado que se emite en permanencia una señal de guarda, es sencilla la implementación del monitoreo del canal. Cuando se detecta la pérdida del mismo sin detección de falla, la Zona 1 Extendida es automáticamente retraída o anulada si se usa simultáneamente una Zona 1 de alcance convencional.

Los requerimientos impuestos al canal de comunicación son menos severos que en los esquemas de Sobrealcance Permisivo. Solamente pueden ocurrir accionamientos no requeridos si el canal de comunicación defecciona dentro del tiempo de 100ms a 200ms mencionado y si la falla externa se sitúa dentro del alcance de la Zona 1 Extendida.

Pueden usarse todas las formas de comunicación, pero se requieren canales separados para las señales en ambos sentidos.

5.5. Algunos aspectos de la transmisión de señales lógicas

En el caso de las Teleprotecciones asociadas a la Protección de Distancia, la información a ser transmitida es representada por un cambio de estado del tipo "NO – SI" (OFF – ON), o viceversa, de ciertas señales. El sistema de telecomunicación debe garantizar una correcta recepción de este cambio de estado, dentro de un tiempo especificado.

El ancho de banda necesario para la transmisión es determinado por el tiempo de transmisión requerido y está relacionado con la respuesta del enlace de comunicación a una entrada tipo escalón.

Naturalmente, dado que el sistema trabaja en un ambiente influenciado por ruido, los supuestos teóricos asumidos no son perfectamente verdaderos, debido a algunos problemas que pueden aparecer. Si el ancho de banda de transmisión es ampliado para tener una respuesta más rápida, entonces el ruido capturado por el receptor se incrementa y esto resulta en un incremento del riesgo de que el ruido destruya la información decodificada. Para poder decodificar esta señal, es por lo tanto necesario proceder a una integración de la señal de salida del decodificador (demodulador) y este proceso consume tiempo. Dicho de otro modo, el tiempo ganado con la ampliación del ancho de banda puede ser consumido en el proceso de decodificación, por lo que es necesario alcanzar el compromiso óptimo.

La integración de la señal puede ser realizada en forma tradicional o puede basarse en un proceso de correlación. También puede ser conseguida adoptando un método de transmisión de señales digitalmente codificadas y luego llevar a cabo su reconocimiento.

Modificando el tiempo de duración de la integración, se obtienen sustancialmente distintos resultados. Un tiempo de integración muy largo produce una señal de salida correcta, pero con un retraso superior al máximo permitido, lo que es equivalente a una señal no recibida. Por el contrario, un tiempo de integración muy corto tiene el riesgo de dar lugar a una señal errónea desde el decodificador, debido al ruido, lo que significa la posibilidad de un comando indeseado.

Estos dos aspectos descriptos conjuntamente, son las dos facetas de una característica denominada Confiabilidad. El primero de ellos se relaciona con lo que se denomina Dependibilidad (Nota: En España, este neologismo suele reemplazarse por "Obediencia"), mientras que el segundo se relaciona con lo que se denomina Seguridad.

5.5.1. Disponibilidad y Confiabilidad

Tal como para el conjunto del Sistema de Protección, la Confiabilidad es de importancia vital en el campo de la teleprotección, incluyendo claro está el campo de la telecomunicación. Para hacer un sistema más confiable puede resultar necesario introducir redundancia, que desde luego incrementará la Disponibilidad.

Los niveles de redundancia que se pueden implementar son diversos.

Para los sistemas de telecomunicación es necesario tomar precauciones contra posibles interrupciones del enlace de comunicaciones producidas por fallas en el equipamiento.

La duplicación de los sistemas puede responder en general a dos diseños distintos:

En uno de ellos, uno de los dos sistemas está normalmente desconectado, obteniéndose lo que se denomina "reserva fría". Su principal objeto es incrementar la Disponibilidad. Cuando se produce una falla en el sistema de comunicación principal, la operación normal es restablecida mediante la conmutación al sistema de reserva.

En el otro diseño, ambos sistemas están simultáneamente en operación. Esto se denomina "reserva caliente". En ese caso, el servicio se mantiene sin una interrupción apreciable por conmutación automática del sistema en falta al de reserva, mejorándose simultáneamente la Disponibilidad y la Confiabilidad.

La Dependibilidad del sistema conjunto puede ser adicionalmente mejorada incorporando redundancia tanto en los canales como en los equipos. Esto es a su vez mejorado usando dos enlaces basados en distintos principios o que usen rutas diferentes. A menudo se usa un enlace de Onda Portadora y en enlace de Radio. Cuando se usan solamente enlaces de Radio, se suele recurrir a diversidad de espacios (usando caminos físicos distintos) o a diversidad de frecuencias (usando distintas frecuencias para ambos enlaces).

Usualmente los sistemas redundantes tienen algunas partes en común, por ejemplo las baterías de CC de la Estación. Pero si se requiere alto nivel de Confiabilidad, todos los componentes pueden ser duplicados.

El incremento de la Confiabilidad de un módulo de equipo puede ser conseguida por la duplicación de partes importantes y críticas. Ejemplos de esto son los módulos de alimentación de potencia, los generadores de frecuencia portadora y los amplificadores de potencia de los transmisores de radio.

No obstante, en el campo de equipos y componentes puede encontrarse redundancia parcial, del tipo $1/n$. Este es el caso en el que la función o tarea principal puede ser mantenida por $n-1$ aparatos equivalentes trabajando en paralelo, cuando falle uno de ellos. Aplicaciones de esta regla se encuentran en el campo de las fuentes de alimentación auxiliares (varias fuentes en paralelo, una de las cuales

es redundante) o en el campo de los amplificadores de potencia en los transmisores de radio.

Finalmente, es necesario hacer notar que la redundancia de equipos tiene distinto significado según se configure su lógica conjunta. Por ejemplo, si el objetivo es incrementar la Seguridad a expensas de la Dependibilidad, la lógica debe ser configurada de tal modo que el comportamiento de un aparato se considera válido si el o los aparatos restantes producen la misma indicación. Debe notarse que una falla en uno o más de estos aparatos inhibe la operación del sistema en su conjunto, de modo que para éste no puede hablarse de redundancia.

Este concepto es típico en los equipos de teleprotección de transmisión de señales lógicas, adoptando el esquema de doble desplazamiento de la frecuencia: La transmisión de la señal de comando es considerada exitosa si las dos frecuencias transmitidas son desplazadas; en caso contrario, la salida del receptor es bloqueada.

Los aspectos de la Confiabilidad descriptos son aplicables en general a todo el equipamiento y se relacionan mayormente con la Confiabilidad de cada componente. No obstante, la performance conjunta de los sistemas de teleprotección es también afectada por los ruidos provenientes de fuentes externas a sus equipos (por ejemplo, ruidos originados en fallas en líneas, descargas atmosféricas, operación de seccionadores o interruptores, etc.).

Veamos entonces los aspectos específicos de Dependibilidad y Seguridad de los sistemas de teleprotección debidos a ruidos.

5.5.2. Dependibilidad de un canal de teleprotección

La Dependibilidad de un canal de teleprotección está dada por el porcentaje de comandos enviados que alcanzan al receptor dentro del tiempo estipulado como el tiempo máximo de transmisión.

En lugar de Dependibilidad, es a menudo más conveniente usar la expresión "Probabilidad de Pérdida de un Comando" (P_{MC}). Si se envían N_T comandos y se reciben N_R de ellos dentro del tiempo especificado, entonces:

$$P_{MC} = \frac{N_T - N_R}{N_T} = 1 - \frac{N_R}{N_T}$$

$$\text{Dependibilidad} = 1 - P_{MC}$$

En la Fig. 5-8 se muestra un ejemplo de curvas medidas de Dependibilidad para un único canal de teleprotección. Las curvas están dadas para P_{MC} versus relaciones S/N (Señal / Ruido), parametrizadas para varios tiempos de transmisión T_{ac} . Este ejemplo es reproducción de lo obtenido por un fabricante de equipos de teleprotección en un equipo de tecnología digital y para cuyas mediciones se realizaron los procedimientos descriptos en la norma IEC834-1.

La Dependibilidad es determinada enviando un gran número de comandos a la Estación remota. Son registrados el número de comandos transmitidos y el número de comandos recibidos dentro de un tiempo especificado (normalmente $1,3T_0$, $1,5T_0$ y $2,0T_0$, con T_0 : Tiempo Nominal de Transmisión).

5.5.3. Seguridad de un canal de teleprotección

La Seguridad de un canal de teleprotección se expresa como una función de la "Probabilidad de Comandos no Deseados" (P_{UC}). Es claro que la expresión de la Seguridad o de la P_{UC} es conceptualmente más compleja que la expresión de la Dependibilidad, en la que la base de comparación son los comandos emitidos. En efecto, un comando no deseado puede producirse aún en condiciones normales del sistema o por efecto de fallas, descargas atmosféricas o maniobras en un sector distinto a aquel de la red donde específicamente tiene su función la teleprotección en cuestión.

En la práctica, es común a todos los tipos de canales de telecomunicación que el ruido bajo condiciones de trabajo normales de la red es tan bajo que los comandos indeseados no tienen apreciable probabilidad de ocurrir en esas condiciones. Solamente ruidos de alto nivel influenciarán a los receptores de teleprotección. Tales ruidos son mayormente impulsos generados por descargas atmosféricas, por operación de seccionadores y/o interruptores o por conmutaciones. Para los enlaces de radio, el desvanecimiento ("fading") puede decrecer la relación S/N a inaceptablemente bajos valores.

La mayor parte de esta clase de ruidos permanece durante un corto lapso de tiempo, en el rango de milisegundos hasta algunos segundos. La probabilidad de duración de tal tipo de ruido alto sobre un período de tiempo largo es también muy baja, típicamente $P_N = 10^{-4}$ a 10^{-6} del tiempo del período.

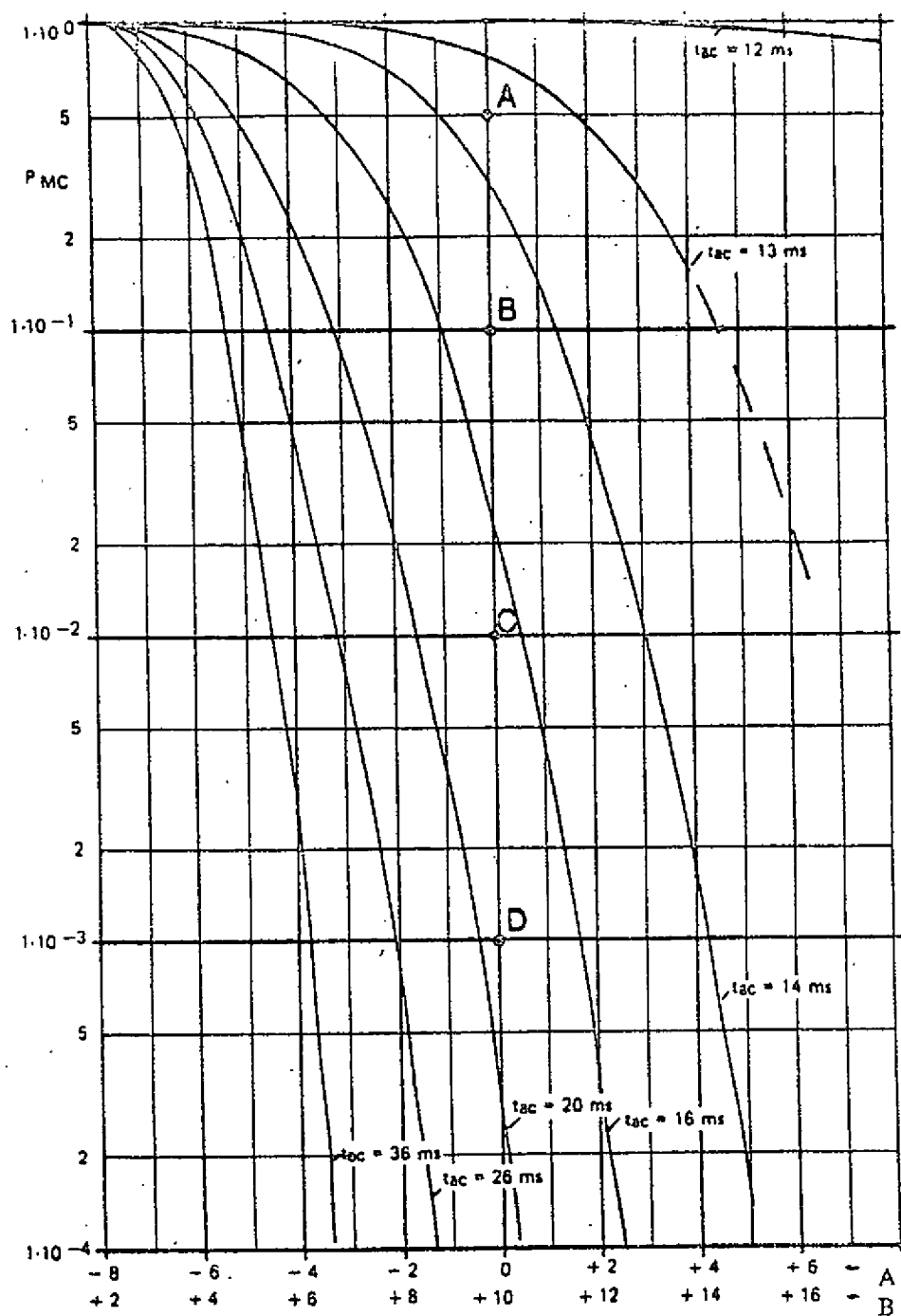
Para obtener un valor de la Seguridad o de la probabilidad de comandos no deseados P_{UC} , el canal de teleprotección debe ser probado insertando una ráfaga de ruido de alto nivel en la entrada del receptor, al mismo tiempo que se transmite una señal de guarda. El número de comandos indeseados N_{UC} dividido el número de ráfagas de ruido N_B enviados, dan una medida de la probabilidad de comandos indeseados (ver Fig. 5-9):

$$P_{UC} = \frac{N_{UC}}{N_B}$$

$$\text{Seguridad} = 1 - P_{UC}$$

En la Fig. 5-9 está reproducido el gráfico obtenido para el mismo equipo del ejemplo anterior, usando también la norma IEC834-1.

Cuando se combina la probabilidad de comandos indeseados P_{UC} con la probabilidad de alto valor de ruido P_N , es posible tener una apreciación de la probabilidad de comandos indeseados en un año $P_{UC}(\text{año})$, si es que puede obtenerse un modelo de P_N .



Relación S/N en dB

Escala A: Ancho de banda del ruido 4000 Hz (Banda Base)

Escala B: Ancho de banda del ruido 400 Hz (Banda del canal)

Tiempo de transmisión real t_{ac} como parámetro

Fig. 5-8: Ejemplo de curvas medidas de Dependibilidad para un único canal de Teleprotección (Probabilidad de perder un comando P_{MC})

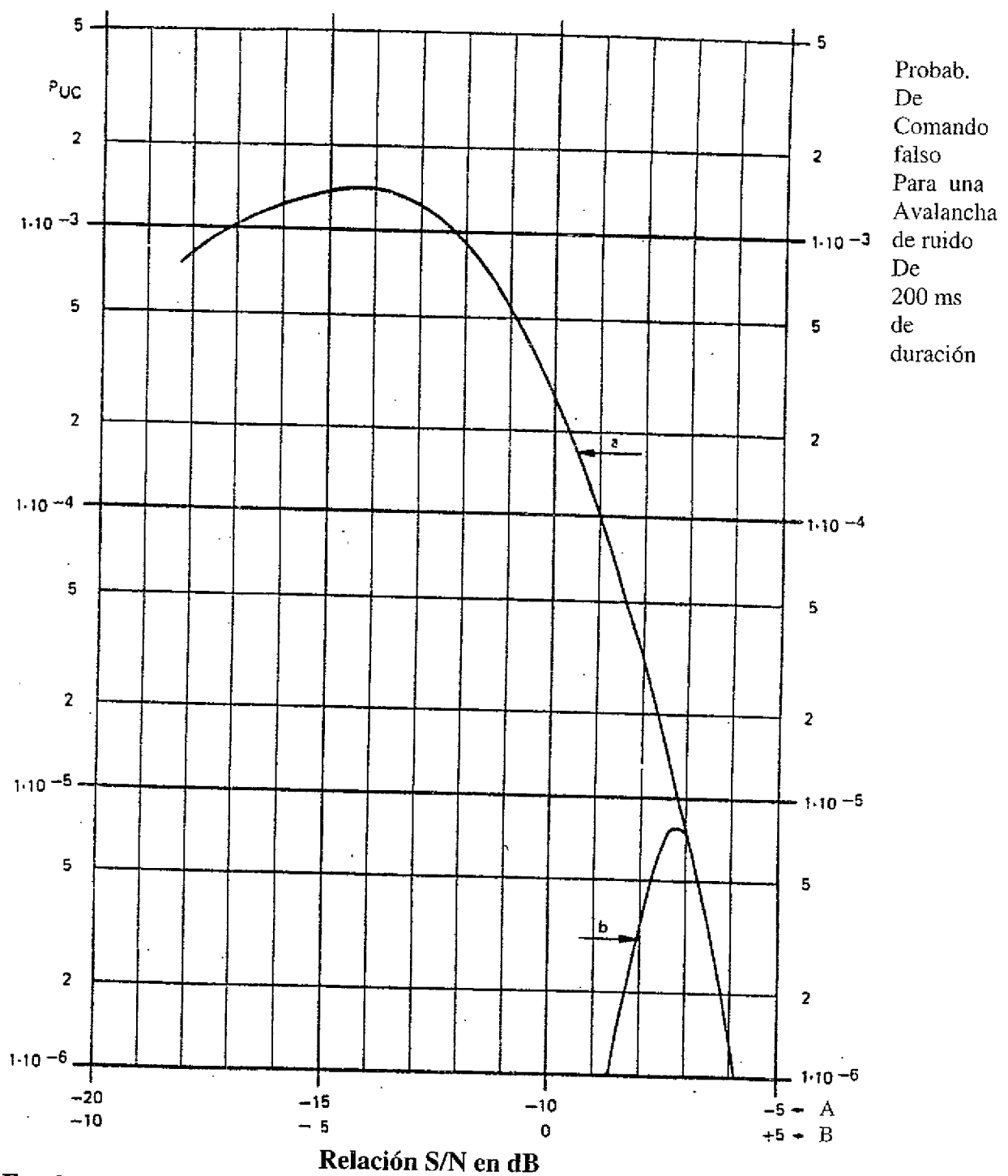


Fig. 5-9: Ejemplo de Probabilidad de Comandos Indeseados P_{UC}

5.5.4. Disponibilidad

La Disponibilidad de un equipamiento es también un dato muy importante. La misma depende del MTBF (Tiempo Medio entre Fallas) y del MTTR (Tiempo Medio para la Reparación).

Como es bien conocido, la Disponibilidad está dada por la siguiente fórmula:

$$A = \frac{\text{MTBF}}{\text{MTBF} + \text{MTTR}}$$

5.5.5. Exigencias a los sistemas lógicos (transmisión de señales de comando)

Como se ha puntualizado, un sistema de transmisión de señales de comando (sistema lógico) forma parte de un Sistema de Protección. Las señales de teleprotección transmitidas pueden ser usadas para ayudar al sistema de protección a mejorar su performance, o pueden ser una parte esencial del mismo. En este último caso, el sistema de protección no trabaja apropiadamente sin las señales de teleprotección.

En ambos casos, es necesario que la señal transmitida desde una estación sea recibida y reproducida correctamente en la estación de recepción, de modo que pueda producirse el comando correcto.

Si la señal es influenciada por ruido, la señal recibida puede ser interpretada mal por el receptor y puede llevarse a cabo un comando falso.

Para cumplir los requerimientos que se exigen a un Sistema de Protección, se deben tener en cuenta algunos parámetros que determinan la operación apropiada del sistema de teleprotección. Los mismos son:

- ♦ Tiempo de transmisión
- ♦ Dependibilidad
- ♦ Seguridad
- ♦ Disponibilidad

5.5.6. Tiempo de transmisión

Los relés de protección, los interruptores involucrados y el canal de teleprotección, contribuyen al tiempo total de eliminación de una falla, T_c .

El tiempo máximo permisible para la eliminación de una falla depende de la estructura de la red y de la filosofía de operación de la misma.

Con equipamientos de nueva generación, el tiempo total de eliminación de las fallas decrece, lo cual resulta en una mayor presión para que se obtengan cada vez más cortos tiempos de respuesta del canal de teleprotección.

El tiempo de transmisión del canal de teleprotección depende de varios factores, dentro de los cuales el ancho de banda es esencial, pero un ruido de alto nivel podrá determinar el incremento del tiempo de transmisión.

Los canales de banda ancha son costosos. Por esa razón, para realizar ahorros en ancho de banda, un canal de teleprotección es a menudo usado simultáneamente con canales de datos y canales de audio, compartiendo la banda. El ancho de banda ocupado por el canal de teleprotección puede ser equivalente a un canal de datos de 100, 200 o 400 baudios.

La Fig. 5-10 da una visión de la combinación de los tiempos que corresponden a cada equipo involucrado en la eliminación de una falla.

Para canales de 100 a 400 baudios, puede alcanzarse un tiempo mínimo de transmisión de 8 – 10 ms. Si son necesarios canales más veloces, es necesario usar un ancho de banda mayor, tal como una banda completa de 4 kHz o, inclusive, múltiples bandas de 4 kHz.

Esto puede ser llevado a cabo si está disponible un ancho de banda suficiente y si el costo es aceptable.

5.5.7. Alarmas

El equipamiento de teleprotección, incluyendo el equipamiento de telecomunicación, debe producir una alarma si no está funcionando de una forma apropiada. Cuando esa alarma se inicia, el receptor de teleprotección debe bloquearse, de modo de evitar un comando de salida.

La alarma en cuestión tiene además la tarea de informar al sector de mantenimiento, de modo de lograr un MTTR tan bajo como sea posible.

5.5.8. Requerimientos a los equipos

El transmisor recibe la información de guarda / comando desde el equipo de protección bajo la forma de una señal de CC. Esta señal tiene que ser convertida en una señal apropiada para la transmisión, bajo la forma de una señal de audio, dentro de la banda de 4 kHz usada.

Normalmente el emisor transmite la señal de guarda como una señal de frecuencia elevada (información de bit = 0) dentro de un canal de desplazamiento de frecuencia, a un régimen de 50 a 600 baudios. Cuando se produce un comando, el mismo es transmitido cambiando el estado del transmisor. Esto puede realizarse de distintas maneras.

Una forma es mediante señales de comando codificadas con un conjunto de bits, por ejemplo desplazando la frecuencia desde el rango superior, hasta el rango inferior (1) de una manera determinada. Este grupo de bits tiene que ser reconocido por el receptor, para luego emitir la orden de comando.

Otra forma es transmitir la señal de comando simplemente desplazando la frecuencia desde el valor superior (0) al valor inferior (1). Es claro que en este caso 0 significa "guarda" y (1) significa "orden de comando". En este caso en el receptor debe llevarse a cabo un procesamiento, para comprobar si 1 es una orden de comando real y no solamente ruido.

A veces se usan dos canales FSK (canal de desplazamiento de frecuencia) en forma simultánea. En estos casos, los dos canales desplazan la frecuencia en direcciones opuestas cuando aparece una señal de comando. La frecuencia superior en uno de los canales y la frecuencia inferior en el otro configuran la señal de guarda.

Aunque normalmente se utiliza un solo canal FSK, a veces se usa para complementarlo y aumentar la Seguridad un canal ON-OFF. Este puede ser el canal piloto o de señalización en el caso de un enlace de Onda Portadora. El mencionado canal de baja frecuencia puede ser transmitido también directamente en un enlace por hilos piloto, o modulado en los circuitos portadores anteriormente mencionados.

En algunos casos se utilizan equipos especiales para Onda Portadora, donde el estado de guarda y el estado de comando están dados por dos frecuencias elevadas (dentro del rango de 30 a 500 kHz), con una separación de 500 Hz a 100 Hz. Este equipamiento ocupa un ancho de banda aproximado de 1 a 2 kHz.

El receptor recibe y detecta señales enviadas por el transmisor y, después de una operación de procesamiento, decide si la señal configura un estado de guarda o de comando. En este último caso, el receptor emite un comando al equipo de protección asociado.

La tarea del receptor es muy compleja. El tiempo de transmisión desde que el transmisor emite una información de comando, hasta que el receptor envía un comando al equipo de protección debe ser tan bajo como sea posible. Eso significa que son necesarios filtros y detectores rápidos, los cuales a su vez deben tener la selectividad necesaria. El procesamiento de señales en un entorno de ruido es un problema de alta dificultad, tanto más cuanto el procesamiento y la decisión deben llevarse a cabo en un tiempo tan corto como sea posible, sin afectar la Dependibilidad y la Seguridad.

Con la ayuda de matemáticas avanzadas y procedimientos técnicos adecuados para las mismas, es posible reconocer las señales de guarda y de comando aún en un entorno de ruido muy exigente. Sin embargo, no debe perderse de vista que esto retarda la señal de comando.

Si el ruido es demasiado elevado, a menudo se hace que el receptor se bloquee mientras el mismo esté por encima de un nivel preseleccionado. Es claro que este procedimiento puede retardar un comando genuino, por ejemplo en el tiempo inicial de una falla en una línea de potencia, aunque esto no es a menudo significativo.

El tiempo de transmisión T_0 o T_{AC} (ver Fig. 5-10) depende del nivel de ruido. En el caso de $P_{MC} = 10^{-2}$ a 10^{-3} , con relaciones S/N positivas de +10 dB a 0 dB (ancho de banda de ruidos de 4 kHz) se incrementa el tiempo de transmisión T_{AC} a 1,5 a 2 veces T_0 . Para relaciones S/N negativas el incremento es aún mayor: $T_{AC} =$ hasta 3

veces T_0 . Es importante tener en cuenta que tanto la relación S/N como el P_{MC} deben ser considerados cuando se permite hasta un determinado tiempo de transmisión.

Para diferentes esquemas de protección, el tiempo de transmisión varía desde 3 a 60 ms. Cuando se necesita un tiempo de transmisión menor a 7 ms, es necesario un ancho de banda mayor y un más elevado nivel de señal. Dentro de un ancho de banda de 4 kHz, como el usado en Onda Portadora y Radioenlaces, un tiempo de $T_0 = 5$ ms parece ser el límite cuando el ancho completo de la banda es usado exclusivamente para el canal de teleprotección.

Es imposible dar valores precisos para los distintos esquemas. Simplemente como guía pueden mostrarse un rango de valores como los que se ven en la Tabla 5-1, ya que la mayoría de los esquemas usan valores dentro de ese rango.

	T_{AC} (ms)	P_{MC} a $S/N = 0\text{dB}$	P_{UC}
Comando de Bloqueo	3 a 25	10^{-3} a 10^{-4}	Un comando indeseado en 1 a 10 equipamientos -año
Comando de Desenganche	8 a 25	10^{-2} a 10^{-3}	Un comando indeseado en 100 equipamientos -año
Comando de Interdisparo	30 a 60	10^{-3} a 10^{-4}	Un comando indeseado en 500 equipamientos -año

Tabla 5-1: Guía de parámetros importantes en Sistemas de Teleprotección Lógicos

5.6. Sistemas de Telecomunicación

5.6.1. Aspectos generales

Como ya se ha dicho, el propósito de usar Sistemas de Telecomunicación como parte integrante de ciertos Sistemas de Protección, es lograr una mejor performance de los mismos, de modo de eliminar todas las fallas en forma rápida y selectiva. Este es el caso de la protección de líneas, en las que esa eliminación rápida y selectiva se puede conseguir si se envían entre extremos señales convenientes.

Para transmitir esas señales, es posible usar distintos medios de transmisión:

- ◆ Hilos pilotos (aéreos o subterráneos).
- ◆ Sistemas de Onda Portadora.
- ◆ Enlaces de radio
- ◆ Enlaces de fibra óptica.

Las señales de protección deben ser transmitidas a la estación remota tan rápido como sea necesario, con los más altos posibles niveles de Dependibilidad y

Seguridad, y también es necesario que el equipamiento involucrado en la transmisión tenga un alto grado de Disponibilidad.

Esos requerimientos (Velocidad, Dependibilidad, Seguridad y Disponibilidad) varían entre los distintos esquemas de protección, las configuraciones de la red y los criterios de operación de la misma.

El tipo o los tipos de sistemas de telecomunicación que deben usarse en cada caso, son definidos entonces por razones prácticas y económicas. Tal como en los conjuntos de los sistemas de protección, mayores inversiones en sistemas de comunicación pueden resultar en economías importantes, si se tiene en cuenta que los límites de operación de un sistema de potencia están fijados en gran medida por la velocidad y confiabilidad de las protecciones.

5.6.2. Banda Base

Todos los sistemas de comunicación tienen una cierta banda de frecuencia de las señales que son transmitidas. Esto se denomina "Banda Base" y puede variar considerablemente entre sistema y sistema.

La performance requerida a los sistemas de comunicación varía dependiendo de la cantidad de información contenida en la señal de teleprotección y también del tiempo requerido para la transmisión de esa señal. En efecto, de acuerdo a la ley de Shannon, la cantidad de información transmitida por un canal es directamente proporcional al ancho de banda del canal. Para un dado ancho de banda, el canal de comunicación será capaz de transmitir una cantidad de información fija por unidad de tiempo, en función de la potencia de la señal de comunicación y del ruido del entorno. Si la información a ser transmitida es limitada, como es el caso de los sistemas de teleprotección lógicos, es posible transmitirla en un tiempo muy corto, en tanto la capacidad del canal sea suficiente, o con cierto retardo de tiempo si la capacidad del canal no es adecuada.

Para propósitos de teleprotección, la ampliación del ancho de banda puede reducir el tiempo de transmisión, pero un mayor ancho de banda incrementa el ruido capaz de producir perturbaciones. Por lo tanto, la relación señal / ruido dentro del canal es importante cuando se considera la performance óptima.

En el caso de cables piloto, el ancho de banda y la atenuación son funciones del tipo de cable, de su longitud y de la frecuencia. Es normal una banda entre 0 y 4 kHz. Cuando se utilizan transformadores, el rango de bajas frecuencias, incluyendo la CC, queda bloqueado.

Un sistema de Onda Portadora tiene normalmente un solo canal, aunque a veces contiene dos o cuatro. Esos canales tienen normalmente espaciamiento de 4 kHz, con un rango útil entre 0,3 kHz y 3,4 kHz o más.

Esta banda es a menudo compartida por canales de audio, de datos y de teleprotección.

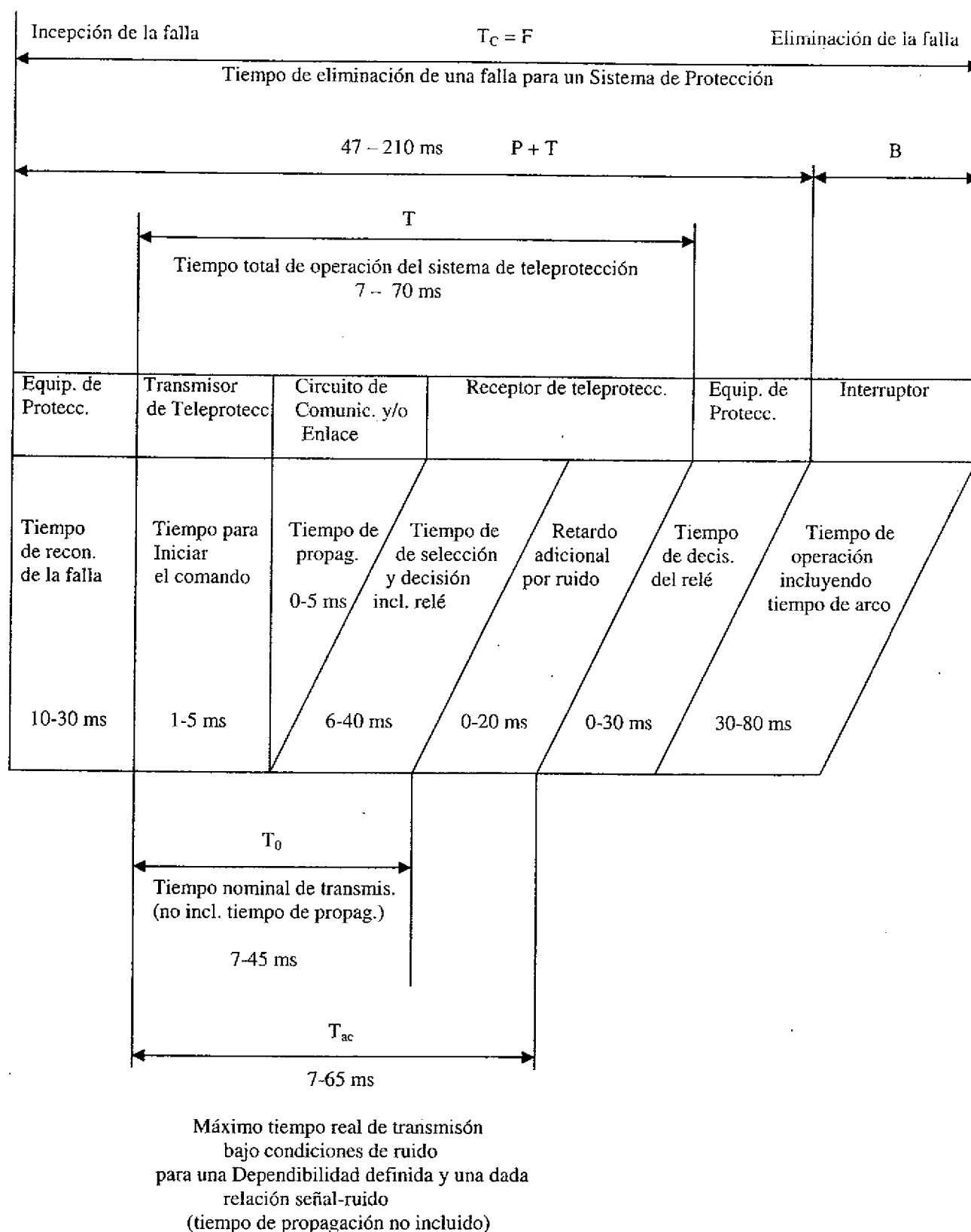


Fig. 5-10: Ejemplo de la combinación de tiempos que corresponden a cada equipo involucrado en la eliminación de una falla

En estos casos, si se requiere una transmisión exitosa, es muy importante estar seguros que las relaciones S/N tanto del canal de audio, como de los canales de datos y de teleprotección sean adecuadas, incluso durante las más adversas condiciones climáticas.

Los valores de la relación S/N (señal / ruido) más bajos aceptables son:

- Para canales de audio: $S/N \geq 25$ dB
- Para canales de datos: $S/N \geq 15$ dB
- Para canales de teleprotección lógica: $S/N = 10$ a 15 dB
- Para canales de teleprotección analógica: $S/N = 15$ a 20 dB

Las relaciones S/N indicadas están referidas al ancho de banda real de cada canal.

Los valores mínimos dados se aplican sobre el sistema completo, en el caso de enlaces conectados en cascada. Esto significa que los enlaces individuales deben tener una relación S/N mayor.

Tanto los enlaces de radio como los enlaces de fibra óptica tienen un ancho de banda disponible mucho mayor. En esos casos se usa una Banda Base de $n.4$ kHz. Con tal amplio ancho de banda, un canal de teleprotección podrá tener un muy corto tiempo de transmisión.

Desde el punto de vista de la operación, los enlaces de teleprotección son mayormente configurados con la modalidad "4 hilos". Esto significa que las dos direcciones de transmisión están separadas, permitiendo la transmisión simultánea en ambos sentidos.

5.6.3. Hilos Piloto

Este fue históricamente el primer medio usado para transmitir señales de protección entre estaciones. Está aún en uso, pero normalmente para cortas distancias y donde su utilización puede resultar económica.

El Hilo Piloto consiste en pares de conductores usados en forma aérea o subterránea. En algunos casos son propiedad de la empresa eléctrica y en otros casos suelen ser alquilados a la compañía de teléfonos.

Su uso es mayormente para transmitir señales analógicas, tales como corrientes para la protección diferencial o ángulo de fase para la protección por comparación de fase.

Las señales son normalmente transmitidas como valores a la frecuencia del sistema de potencia, pero a veces son transformadas en señales de CC o moduladas sobre portadoras de frecuencia de audio, en el rango de 1 a 2 kHz.

Los Hilos Piloto no siguen necesariamente la misma ruta de la línea de potencia de la cual integran la protección. Los Hilos Piloto alquilados frecuentemente siguen

distintas rutas, aunque cuando pertenecen a la compañía eléctrica es normal que sigan la ruta de la línea protegida.

Los parámetros eléctricos de un Hilo Piloto dependen de los parámetros mecánicos del mismo, tales como tamaño del núcleo, aislación de los núcleos y tipo de construcción (pares trenzados, apantallados, etc.). Son también función de la frecuencia.

A veces se utilizan bobinas de carga, para mejorar la respuesta en frecuencia de líneas largas, reduciendo el ancho de banda. Ello, sin embargo, incrementa el tiempo de transmisión de la señal y por lo tanto debe ser tenido en cuenta para los propósitos de teleprotección.

En un sistema de teleprotección que usa Hilos Piloto como medio de telecomunicación, es esencial tener en cuenta el máximo valor de tensión inducida permisible en el evento de la falla a tierra más severa (en sistemas puestos a tierra) o las fallas "cross-country" (en sistemas de neutro aislado o compensados).

Se deben tomar las siguientes precauciones:

- Durante la etapa de diseño se debe hacer todo lo posible para que la distancia entre el Hilo Piloto y los conductores de potencia sea la mayor posible.
- Se debe considerar durante el diseño que las tensiones inducidas dependen básicamente del tipo de circuito auxiliar utilizado (CC o CA).
- Debe tenerse en cuenta que el uso de CC hace que la separación galvánica entre el Hilo Piloto y los circuitos de la estación sea imposible.

Si existen razones para que no se pueda emplear CC, se emplea CA para la transmisión de las señales de teleprotección. Esto tiene la ventaja de permitir el uso de transformadores de aislamiento galvánico, lo cual coopera para mantener las tensiones inducidas fuera de los relés de protección.

Enlaces por Hilo Piloto que utilizan CC: En el caso de aplicación de CC, se debe tomar en consideración las tensiones longitudinales inducidas y la elevación de los potenciales de tierra. También deben tenerse en cuenta las normativas de las empresas telefónicas en cuanto a la conexión de las distintas puestas a tierra. La suma de la tensión longitudinal efectiva inducida y la elevación del potencial de tierra no deben exceder aproximadamente los 1500V, con un cierto margen de seguridad. Muy a menudo, las restricciones impuestas por estas consideraciones pueden no permitir la explotación total de los límites de diseño desde el punto de vista de la protección por relés.

Enlaces por Hilo Piloto que utilizan CA: En estos casos pueden utilizarse transformadores de aislamiento galvánico. El secundario de tales transformadores debe ser aislado contra tierra para un valor que exceda la elevación efectiva del potencial de tierra y la tensión longitudinal efectiva inducida. Esta precaución toma en cuenta la posibilidad de interrupción de la conexión a tierra del punto medio del arrollamiento del transformador; en ese caso, la tensión inducida plena quedará aplicada entre los terminales y tierra. No es una práctica recomendada el uso de descargadores o pararrayos en los devanados secundarios, dado que durante una

falla en la red ellos pueden cortocircuitar la señal, cuando es esencial para la selectividad de la protección. Para reducir la corriente de circulación en los Hilos Piloto debida a la elevación del potencial de tierra, puede resultar necesaria la separación de las conexiones a tierra de ambos extremos. Esto puede hacerse, por ejemplo, terminando el apantallamiento del Hilo Piloto suficientemente lejos de la estación (fuera del flanco de potencial de tierra), utilizando bobinas de drenaje y tendiendo el Hilo Piloto en un ducto aislado emplazado en un tubo de acero, el cual conducirá las corrientes circulantes que resulten de una elevación del potencial de tierra. Con esta disposición, no es necesario poner a tierra el punto medio de los transformadores de aislamiento. Esta disposición permite además el uso de cables piloto con menor sección, ya que térmicamente estarán cargados solamente con la corriente resultante de la suma de la tensión longitudinal inducida y la elevación del potencial de tierra en el punto de inserción de la bobina de drenaje. El efecto de apantallamiento de los conductores de puesta a tierra del sistema de potencia, de los cables de telecomunicaciones, de las vainas de los cables de potencia y de los ductos metálicos, puede ser mejorado por una efectiva puesta a tierra en los extremos y en puntos intermedios. Los pares de reserva dentro del cable piloto deben igualmente ser puestos a tierra, para mejorar el efecto de apantallamiento, aunque la pequeña sección de esos conductores hace que solamente tengan un efecto marginal en caso de frecuencias bajas.

La Confiabilidad está influenciada por el diseño del equipamiento de recepción en relación a los niveles de ruido.

El ruido se debe principalmente debido a las descargas atmosféricas y la influencia de circuitos adyacentes dentro del cable. El ruido debido a los equipos de amplificación es normalmente despreciable. En el caso de circuitos alquilados, pueden producirse interrupciones por trabajos de mantenimiento de la compañía propietaria. Aunque pueden tener lugar fallas del Hilo Piloto debido a daños mecánicos e ingreso de humedad, la Confiabilidad en ese aspecto es generalmente buena. El ensayo de aislación, cuando es posible, permite detectar deterioro lento de la misma y tomar medidas correctivas antes que se produzca el colapso.

Es posible también proveer supervisión de los circuitos, mediante la vigilancia de la continuidad. Puede usarse una corriente continua de circulación o una frecuencia portadora de audio.

Performance

Las ventajas del uso de Hilos Piloto son:

- Alta Disponibilidad. Tiempo medio entre fallas del orden de entre 200.000 a 500.000 horas.
- Relativamente bajo costo si el cable es usado también para otros propósitos.
- Alta Confiabilidad.
- Poca inducción desde la línea de potencia si se usan rutas separadas.

Las desventajas son:

- Alta sensibilidad a tensiones inducidas en el evento de fallas en la línea de potencia y de descargas atmosféricas.
- Los Hilos Piloto enterrados son susceptibles a roturas durante excavaciones.
- Distancias limitadas cuando se pretende mantener un ancho de banda amplio y un corto tiempo de transmisión.
- Costo elevado de nuevos Hilos Piloto, especialmente cuando tienen que ser subterráneos.

5.6.4. Onda Portadora (PLC: Power Line Carrier)

La Onda Portadora es un sistema de telecomunicación que usa la línea de potencia como medio de transmisión. Puede utilizarse tanto en líneas aéreas como en cables subterráneos. En el primer caso, puede realizarse un único enlace de varios cientos de kilómetros, mientras que en el caso de cables subterráneos, los enlaces pueden llevarse a cabo hasta distancias máximas de 100 a 150 Km. Cuando se combinan líneas aéreas y cables subterráneos, cada caso debe ser cuidadosamente investigado.

Durante más de 70 años, la Onda Portadora ha constituido el sistema peculiar de telecomunicaciones aplicado a la protección de líneas y es extensivamente usado en líneas de alta y muy alta tensión. El equipamiento de Onda Portadora es muy confiable, con MTBF del orden de 100.000 a 200.000 horas. Una línea aérea tiene a su vez muy elevada Disponibilidad y si está fuera de servicio por mantenimiento, normalmente su protección queda también fuera de servicio. Igualmente, cuando la línea se daña por efecto de una falla, la señal puede llegar a pasar a través de la falla y alcanzar al receptor, debido a las características de propagación de las señales. Se recomienda un acoplamiento fase-a-fase. Para los distintos tipos de acoplamiento; ver las publicaciones de CIGRE e IEC.

A veces, el equipamiento de Onda Portadora es usado exclusivamente para esquemas de protección lógicos. En este caso, las dos posiciones se dan como una señal ON/OFF de una señal continua (modulación de amplitud), o como señal de desplazamiento de frecuencia (FSK), donde la portadora es conmutada con una desviación de 0,5 a 2 kHz (por ejemplo, 100 kHz a 101 kHz, cuando el desplazamiento es de 1,0 kHz).

Tanto la terminal de Onda Portadora como el equipamiento de acoplamiento están situados normalmente dentro del predio de la estación y conectados a su malla de tierra. Con ello, no se presentan problemas con elevaciones del potencial de la tierra de la estación en relación la tierra remota, en el caso de aparición de corrientes de fallas a tierra.

El rango de frecuencias que puede ser usado está normalmente entre 40 y 500 kHz. En el caso de sistemas con cables subterráneos, se pueden utilizar frecuencias menores, del orden de 20 kHz. Parte del rango de frecuencias puede estar restringido en algunos países, con el objeto de evitar interferencias con otros servicios.

Es usual usar solamente una banda de 4 kHz, pero también pueden ser usadas dos o más bandas de 4 kHz. Para propósitos de teleprotección, no es recomendado usar

equipamiento de bandas múltiples de 4 kHz, debido a la relación señal / ruido reducida a la que da lugar.

La modulación se hace en dos etapas. La primera modulación se obtiene usando una portadora fija, por ejemplo, de 20 kHz. Una de las bandas laterales (y una portadora reducida) se transfiere a la frecuencia de envío por modulación de otra frecuencia portadora. En el extremo receptor se lleva a cabo un procedimiento similar, para obtener la banda de frecuencia baja original.

La banda lateral modulada consiste normalmente en un solo canal de audio y canales de desplazamiento de frecuencia superpuestos.

Para las señales de teleprotección, puede utilizarse parte o la totalidad de la banda de 4 kHz. En los sistemas lógicos, se usan solamente uno o dos canales de desplazamiento de frecuencia, mientras que para sistemas analógicos, tales como los de comparación de fase, puede usarse la banda completa.

Debido a las especiales condiciones requeridas por las líneas de potencia, el equipamiento de Onda Portadora debe cumplir requerimientos especiales, en lo que se refiere a la relación señal – ruido (relación S/N) y la atenuación máxima, los que normalmente no son necesarios para equipos de onda portadora con propósitos de telefonía.

Los parámetros que influyen la comunicación por Onda Portadora son el ruido de fondo por efecto corona, el ruido impulsivo y la atenuación adicional en caso de descarga.

El ruido de fondo por efecto corona limita severamente el máximo largo permisible de la línea (para una dada relación S/N) especialmente si se relacionan a ciertas limitaciones sobre la máxima potencia transmitida, que existen en la mayoría de los países para protección contra posibles interferencias.

El ruido impulsivo, debido a la operación de seccionadores e interruptores, o descargas atmosféricas, etc., es tan fuerte que la señal útil no puede sobrepasarlo. Esto significa que tal tipo de ruido puede simular una señal que no ha sido transmitida o enmascarar una señal útil que ha sido transmitida.

Además, el efecto del ruido impulsivo puede ser reforzado por la atenuación adicional del enlace de comunicaciones en caso de descarga entre fases, o entre fase y tierra, que establecen un corto circuito sobre las fases usadas para la transmisión de señales.

Algunas de esas desventajas pueden ser superadas mediante un diseño especial del enlace de Onda Portadora y del equipamiento de teleprotección.

Las implementaciones normales incluyen una amplificación de la potencia (power boosting) de las señales de teleprotección cuando es necesario y el acoplamiento fase-a-fase, con el objeto de garantizar la recepción de la señal, incluso en presencia de fallas a tierra en la línea de potencia.

El alto nivel de ruido debido a las pérdidas corona depende del tipo constructivo de la línea, de su tensión de operación y de las condiciones climáticas. El mismo está siempre presente y se deben tomar precauciones especiales para obtener una relación S/N razonable en el extremo receptor, para todas las condiciones climáticas. En efecto, este ruido puede variar 20-30 dB, dependiendo de las condiciones del clima.

El ruido se incrementa con la longitud de la línea y decrece con la frecuencia. (ver publicación IEC 663).

Si se producen relaciones S/N menores que aquellas dados como valores mínimos, puede haber problemas tanto en el canal de audio como en el canal de datos, y a veces también en el canal de teleprotección. Este es mayormente el caso con sistemas de protección de comparación de fase, el cual es muy vulnerable a bajas relaciones S/N. Los sistemas de teleprotección lógicos son a menudo asegurados por alguna forma de bloqueo, de tal modo que el comando es inhibido cuando la relación S/N decrece.

El ruido impulsivo proveniente de la operación de seccionadores o interruptores, de las descargas atmosféricas y de las fallas en las líneas, dan lugar a amplitudes elevadas y muy altos picos de ruido. No obstante estos ruidos permanecen solamente un corto tiempo. Para el caso de operación de interruptores, solamente en el orden de 20 ms; en el caso de descargas atmosféricas, hasta 1000 ms; los altos niveles de ruido causados por fallas en las líneas permanecen solamente 2 a 10 ms; el ruido de la operación de seccionadores puede permanecer 500 a 5000 ms.

El ruido es atenuado en la propia línea de potencia, igual que la señal de Onda Portadora. Cuando el ruido pasa a través de una estación, la atenuación varía desde 10 a 40 dB, dependiendo de la configuración del sistema de potencia. Debido a su alto nivel, este ruido puede influenciar a equipos en estaciones lejanas al origen del mismo.

El tiempo durante el cual el ruido está presente es, no obstante, muy corto y no es continuo, sino impulsivo. Por lo tanto es posible construir equipos de teleprotección que lo soporten y que tengan alta Seguridad y Dependibilidad, previniendo operaciones falsas u operaciones que no se produzcan.

La inyección de una falla en la línea puede crear un ruido elevado, que permanece de 2 a 10 ms. Cuando se establece el arco de falla el ruido disminuye drásticamente. Al mismo tiempo la atenuación del vínculo se incrementa, debido al cortocircuito de la línea por el arco de falla.

La longitud de una línea de potencia que usa Onda Portadora varía desde líneas muy cortas, de 10 a 20 Km, a líneas largas de muchos cientos de Km. Por lo tanto, la diferencia de la atenuación producida por el largo de la línea, su tipo constructivo y la alta frecuencia transmitida, puede ser considerable.

La atenuación de la línea también varía de un instante a otro, dependiendo de las condiciones climáticas. Lluvia, niebla, contaminación, arena y sal tienen influencia sobre la atenuación. El hielo en los conductores es especialmente responsable de

una fuerte atenuación de hasta 5 a 10 veces (en dB) la atenuación normal en el sector de la línea afectado por el hielo.

Todas estas condiciones variables dan lugar a diferencias de potencia de salida de los equipos, en rango desde 2 watts a 250 watts de la envolvente de pico de potencia (PEP). Los transmisores más comúnmente usados tienen potencias de salida de 10 a 40 watts (PEP).

La propagación de una señal sobre una línea trifásica puede ser explicada por las señales combinadas de tres diferentes modos, los cuales se propagan cada uno con una cierta pérdida y velocidad.

Para condiciones climáticas normales, la atenuación de las señales de portadora sobre líneas de potencia está generalmente en la región de 0,02 a 0,2 dB/Km. Es claro que la atenuación depende de la construcción de la línea y de la frecuencia usada, incrementándose con la frecuencia.

Para condiciones climáticas normales, la relación S/N es 10 a 20 dB mejor que para condiciones climáticas adversas. Para propósitos de diseño, debería tratarse de evitar los valores mínimos.

En caso de fallas en la línea, en las que una o más fases se ponen a tierra o son cortocircuitadas, la atenuación se incrementa una vez que se establece el arco de falla.

La mayor parte de las fallas en las líneas aéreas son fallas fase-a-tierra. Un acoplamiento fase-a-fase puede entonces ser más seguro y dar pérdidas adicionales más pequeñas que un acoplamiento fase-a-tierra. Un acoplamiento fase-a-fase puede hacerse entre fases de una terna, o entre un conductor de una terna y un conductor de otra terna, cuando las dos ternas están montadas en las mismas torres (acoplamiento intercircuito). Un acoplamiento fase-a-tierra utiliza solamente en cada estación una trampa de onda, un capacitor de acoplamiento, un dispositivo de acoplamiento fase-a-tierra y no requiere transformador híbrido.

La mayor parte de las fallas en las líneas producen una atenuación adicional de 15 a 20dB, pero una falla en un extremo de la misma y las fallas trifásicas dan lugar a pérdidas adicionales tan altas como 30 dB o incluso mayores. Deben tomarse precauciones especiales para asegurar una operación confiable del equipo de teleprotección durante todas las posibles fallas en la línea.

Cuando comienza una falla en una línea, el ruido inducido es muy alto durante un período de 2 a 10 ms. Este ruido puede impedir la circulación de las señales a lo largo de toda la línea. Una vez que se establece el arco, el nivel de ruido cae drásticamente, algo así como 40 dB. Con suficiente potencia de la señal para superar el incremento de la atenuación, es posible la circulación fiable de las señales. Una potencia adicional para señales de teleprotección lógicas, se obtiene a menudo mediante la amplificación (boosting) de las señales en 5 a 15 dB.

Performance

Las ventajas de un enlace de Onda Portadora usado para teleprotección son:

- Una línea eléctrica de potencia aérea es normalmente un medio de transmisión confiable.
- Cada enlace puede cubrir largas distancias; muchos cientos de kilómetros.
- La transmisión tiene lugar entre dos estaciones interconectadas para propósitos de teleprotección.
- El equipamiento está situado en estaciones de potencia, lo que da lugar a fácil acceso para control y mantenimiento.
- El equipamiento de Onda Portadora es confiable, con un alto grado de MTBF (100.000 a 200.000 horas).

Las desventajas son:

- Alto nivel de ruido impulsivo generado por fallas en líneas, descargas atmosféricas, operación de seccionadores y operación de interruptores.
- Limitada banda de frecuencias disponible. Esto limita el número de enlaces de Onda Portadora que pueden trabajar dentro de una dada red.
- El limitado ancho de banda (4 kHz) restringe el tiempo mínimo de transmisión para un sistema de teleprotección lógico a aproximadamente 5 ms.
- Atenuación adicional durante fallas en la línea.
- Potencia limitada debido a regulaciones nacionales.

5.6.5. Enlaces de Radio

Los radioenlaces usados para propósitos de teleprotección, son enlaces entre dos puntos fijos, en estaciones en los extremos de una línea de potencia, transmitiendo señales normalmente en ambas direcciones al mismo tiempo (trabajando en "full duplex"). No son usados sistemas móviles de radio para teleprotección, dado que los mismos trabajan normalmente en "simplex"; esto es, en sólo una dirección al mismo tiempo.

La principal característica por la cual son elegidos los radio enlaces, es que no están influenciados por las fallas eléctricas y que pueden operar por lo tanto sin degradación durante la ocurrencia de las mismas.

Además, los radioenlaces permiten el uso de sistemas de gran ancho de banda y pueden ser por lo tanto usados en conjunción con sistemas de teleprotección analógicos, los cuales requieren la transmisión de una gran cantidad de información por unidad de tiempo.

Los radioenlaces se usan a menudo, si las regulaciones nacionales lo permiten, cuando son económicamente beneficiosos o cuando los enlaces de Onda Portadora no tienen la necesaria capacidad de canales. A veces los enlaces de Onda Portadora y los radioenlaces se utilizan simultáneamente con criterio de respaldo mutuo.

El enlace entre dos estaciones de potencia puede hacerse sea mediante un único salto ("hop"), sea mediante saltos múltiples, usando estaciones de radio repetidoras. Las repetidoras se utilizan cuando no hay visión directa entre terminales o si la distancia es demasiado grande para un solo salto de enlace.

Las frecuencias usadas para la operación de estos enlaces están en el campo de VHF, UHF o SHF, en un rango que va desde 150 MHz a 20 GHz.

En general, el equipamiento emplea modulación de frecuencia (para sistemas analógicos) donde la señal a ser transmitida modula (varía) la frecuencia de la señal emitida, la cual es denominada frecuencia portadora.

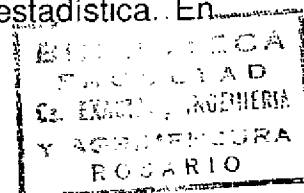
Los métodos de modulación usados para sistemas digitales son mayormente el desplazamiento de frecuencia (FSK) o desplazamiento de fase (PSK).

Para diferentes requerimientos, los radio enlaces pueden poner a disposición de los sistemas de teleprotección sea bandas de audio estrechas (ancho de banda ≤ 4 kHz) o canales de banda ancha implementados con varios canales de audio de 4 kHz en paralelo, o con un único canal de ancho de banda de 48 kHz, llamado "grupo primario", cuando se trata de sistemas analógicos. Los sistemas digitales están mayormente basados en 30 o 24 canales PCM multiplexados. Puede entonces obtenerse una variedad de anchos de banda.

Para los sistemas de radio de banda ancha, la cantidad de información no es un problema y el retardo introducido por el sistema de telecomunicación es solamente el retardo del filtro y el de propagación. En cambio, en los sistemas de banda estrecha la cantidad de información a ser transmitida tiene que estar limitada, con el objeto de evitar retardos adicionales debido a la capacidad restringida del canal.

Por otra parte, el diseño correcto de los radioenlaces, especialmente si son usados para señales de teleprotección, tiene que tener en cuenta los siguientes aspectos peculiares al sistema:

- Las señales de radio se propagan en el espacio y por lo tanto las mismas son atenuadas, debido al hecho que la potencia emitida se propaga en todas las direcciones y es recibida en cantidades que varían inversamente con la distancia desde el transmisor. El sistema de antenas por lo tanto necesita ser diseñado adecuadamente, tanto en el extremo emisor como en el extremo receptor, de modo que concentre la mayor potencia en la dirección correcta.
- De hecho la propagación no se realiza en el espacio libre y está limitada por el medio ambiente natural. Está presente la influencia de la tierra, de los obstáculos y de la atmósfera. Debido a las ondas reflejadas por la tierra y por los obstáculos en el camino de propagación, la señal recibida es la suma de la onda directa y las ondas reflejadas, y si ambas están en dirección opuesta, se produce una atenuación adicional en el enlace. Por otra parte, la onda reflejada por la parte ionizada de la atmósfera causa el mismo efecto, pero como la reflexión se comporta estadísticamente, esta clase de atenuación varía estadísticamente en el tiempo. Este fenómeno es denominado "fading" (desvanecimiento), ya que la señal recibida puede debilitarse o desaparecer sobre una base estadística. En



adición a la atenuación causada por el "fading", las altas frecuencias son influenciadas por la atenuación debido a las condiciones climáticas, tales como lluvia o niebla.

Estos dos problemas pueden ser superados por un diseño apropiado del enlace. También tiene que ser correctamente seleccionada la posición intermedia de las repetidoras, la potencia de los transmisores y la forma de las antenas.

Por otra parte, a través de la redundancia usando doble equipamiento de radio y doble antena, es posible tanto mejorar la Confiabilidad contra las limitaciones mencionadas, como incrementar la Disponibilidad.

La "diversidad" de los radioenlaces es obtenida por esta configuración de doble aparato. La diversidad de espacio se obtiene si diferentes antenas son localizadas en diferentes posiciones sobre el mástil de antenas, mientras que la diversidad de frecuencia se obtiene si se usan diferentes frecuencias en los dos transmisores.

Naturalmente, en el lado receptor las señales que provienen de diferentes antenas son combinadas, con el objeto de obtener a la salida la mejor señal posible. Esos tipos de diversidad son usados separadamente o al mismo tiempo y toman en cuenta las múltiples reflexiones sobre el suelo, obstáculos y atmósfera ionizada, permitiendo limitar el tiempo en el que el enlace se pierda durante el peor mes del año.

Normalmente, la relación entre el tiempo de pérdida del servicio vs. tiempo total es de alrededor de 10^{-4} a 10^{-5} en el peor mes.

Si las dos estaciones en los extremos de una línea de potencia pueden ser vinculadas por un solo salto de radioenlace, ello constituye una forma buena y económica de resolver los requerimientos para la capacidad de información entre esas estaciones.

Cuando es necesario implementar estaciones repetidoras, el costo del enlace completo se incrementa y la Confiabilidad resulta algo menor. Cuando una estación repetidora podría presentar dificultades de acceso o acceso imposible durante parte del año por razones climáticas, la cuestión debe ser tomada en cuenta durante la etapa de diseño.

Performance

Las ventajas de los radio enlaces son:

- Mayor ancho de banda
- Alta Confiabilidad, con un MTBF en la zona de 100.000 a 200.000 horas.
- La transmisión de información no es normalmente influenciada por el ruido inducido por la red de potencia durante las fallas. Además, el "fading" no es causado por las fallas, por lo que no tiene influencia sobre el sistema de protección en los momentos críticos, salvo coincidencia casual.

- El transmisor y el receptor están normalmente situados dentro de las estaciones y no es necesario tomar en cuenta los problemas de la elevación del potencial de tierra respecto al exterior.
- El control y el mantenimiento del equipamiento son fácilmente llevados a cabo cuando está situado enteramente dentro de estaciones de potencia, es decir, sin estaciones repertidoras.

Las desventajas son:

- A menos que se tome un buen margen, puede producirse "fading", interrumpiendo el enlace durante un corto tiempo durante el año.
- Pueden ser necesarios múltiples saltos, debiéndose instalar repetidoras, cuando hay problemas de "visibilidad" entre las estaciones de potencia. En este caso aumenta el costo y decrece la Confiabilidad.
- Si el transmisor o el receptor tienen que ser instalados por alguna razón fuera del área de malla de tierra de la estación, entonces aparecen problemas con la conexión entre los equipos de comunicación y los equipos dentro de la estación.

5.6.6. Enlaces de Fibra Óptica

Aspectos generales

Los enlaces de telecomunicaciones de distintos tipos descriptos hasta aquí, han mostrado gran utilidad para las empresas de servicios eléctricos durante muchos años y puede decirse que aún son indispensables.

Sin embargo, en la actualidad los enlaces por fibra óptica han incrementado su importancia, debido a sus propiedades especiales; esto es, su no interferencia con otros sistemas de comunicación y el hecho de no ser influenciados por el entorno eléctrico. La fibra óptica usada para propósitos de comunicación es normalmente una fibra de cristal muy delgada, hecha con un material que presenta una muy baja atenuación de las ondas de luz que lo atraviesan. Son usados predominantemente los cristales de silicio, pero la investigación sobre otros materiales produce grandes progresos.

La fibra actúa como un tubo, donde la luz que por él circula es reflejada totalmente en sus paredes. El tubo está hecho con un núcleo de cristal, rodeado de una envolvente también de cristal, pero con un índice de refracción ligeramente inferior al del cristal del núcleo. La reflexión total es debida a ese cambio en el índice de refracción.

Un enlace de fibra óptica consiste esencialmente de un transmisor óptico, una fibra guía de luz y un receptor óptico. Como elementos de transmisión, pueden usarse sea diodos emisores de luz (LED), sea lasers semiconductores.

Características de las fibras

Han sido muy usadas dos tipos de fibras ópticas. El diámetro exterior de ambas está entre 100 y 200 micrones. El diámetro y la estructura del núcleo varían, como se explica más abajo.

1) Fibras monomodo

El diámetro del núcleo es muy pequeño, entre 5 y 15 micrones. Dentro de esta fibra se propaga un solo modo de transmisión.

2) Fibra multimodo, que tiene dos implementaciones:

- a) Tipo de índice gradual. El diámetro del núcleo está entre 40 y 100 micrones. El índice de refracción varía dentro del núcleo. Esto fuerza a los rayos de luz hacia el centro del núcleo.
- b) Tipo de índice por escalón. El diámetro del núcleo es similar al caso anterior (entre 40 y 100 micrones). Los diferentes modos de transmisión se reflejan en la pared del núcleo.

La atenuación de las ondas de luz a través del núcleo de la fibra depende del material del mismo y de la longitud de onda de la luz. La longitud de onda mayormente utilizada para la primera generación de equipamiento es 0,85 micrones, debido a que los emisores y receptores de luz son más baratos y estables para esta longitud de onda. También están en el mercado actualmente emisores y receptores para 1,3 micrones, conocidos como de segunda generación.

Una ventana de transmisión a 1,55 micrones, con una atenuación tan baja como 0,2 a 0,3 dB/Km es de mucho interés para líneas muy largas.

Las investigaciones llevadas a cabo sobre otros materiales para fibras ópticas, arrojarán seguramente fracciones de la atenuación de las actuales fibras.

Dispersión cromática

La luz usada para la transmisión en la fibra tiene un cierto ancho de espectro. Esto significa que la señal de luz contiene un espectro de señales con distintas longitudes de onda alrededor de la de la onda principal. Estas señales con distintas longitudes de onda atraviesan el medio con distintas velocidades y arriban entonces al receptor en distintos instantes. Un pulso cuadrado enviado desde el transmisor arriba al receptor como un pulso ensanchado y más aplastado.

Una longitud de onda de 1,3 micrones tiene otra ventaja, al lado de una baja constante de atenuación. La dispersión cromática a esta frecuencia es prácticamente despreciable.

Dispersión modal

La dispersión modal es producida por los distintos modos de las ondas de luz que atraviesan los diferentes caminos a través de la fibra. Los distintos modos alcanzan entonces el receptor en distintos instantes, causando dispersión.

La dispersión modal puede ser evitada usando fibras monomodales. Las fibras graduales, en las que la velocidad de la luz depende del índice de refracción del núcleo, también minimizan la dispersión.

Las ondas luminosas no viajan a la velocidad de la luz (C) dentro de la fibra, sino a 0,6 a 0,7 de C .

Normalmente hay dos sistemas que consideran los asuntos descriptos: Sistema limitado por atenuación o potencia y Sistema limitado por dispersión.

La longitud de la línea que puede ser cubierta está restringida por la constante de atenuación de la fibra, la atenuación de las juntas, la potencia del transmisor y la sensibilidad del receptor. Este sistema es limitado por potencia.

Un sistema es limitado por dispersión cuando dos pulsos recibidos tienen interferencia. Para evitar esto, tiene que limitarse la frecuencia de repetición de los pulsos (mínima distancia entre pulsos enviados).

Como indicación de ambos tipos de limitaciones se ha creado una figura de MHz.Km para cada tipo de fibra.

El producto MHz.Km muestra la extensión de una banda de transmisión. Por ejemplo, una fibra óptica que tiene un valor de 100 MHz.Km, implica que la amplitud de una señal óptica que ha sido modulada a 100 MHz se reduce a la mitad (6 dB de atenuación) cuando la señal se propaga 1 Km.

Valores típicos de ancho de banda para distintos tipos de fibra son los que siguen:

- Monomodo: Hasta 50 GHz.Km
- Multimodo, índice graduado: 200 a 1000 MHz.Km
- Multimodo, índice escalonado: 10 a 100 MHz.Km

Elementos ópticos

Las fuentes de luz semiconductoras pueden ser consideradas exclusivamente como transmisores ópticos para los enlaces por fibra óptica. Los mismos son diodos que emiten luz cuando una corriente los atraviesa en la dirección normal. La intensidad de la luz puede modularse por la corriente gobernada por la señal a ser transmitida.

Entre las fuentes de luz semiconductoras, es posible distinguir entre diodos emisores de luz de radiación incoherente (LED) y diodos laser de radiación coherente. Los LED radian con una potencia óptica proporcional a la corriente de gobierno y son por lo tanto apropiados para la transmisión de señales digitales y analógicas.

En contraste, la potencia de la luz de un diodo laser se incrementa abruptamente por encima del denominado umbral de corriente. Esto los hace particularmente convenientes para la transmisión de señales digitales.

Otra diferencia esencial entre los LED y los diodos laser radica en sus características de radiación.

Los LED de radiación incoherente emiten luz dispersada sobre el ángulo sólido completo, mientras que los diodos laser producen una radiación coherentemente

direccionada. Con esta característica, la radiación de un laser puede ser acoplada a una fibra de guía de luz con una mayor eficiencia.

Los LED radian luz incoherente con un relativamente ancho espectro de alrededor de 50 micrones, mientras que los semiconductores laser emiten luz coherente en un ancho de espectro de alrededor de 3 micrones.

Debido a su mayor potencia de salida y a una mejor eficiencia de acoplamiento, el nivel de potencia inyectado por un diodo laser dentro de una fibra guía de luz, es de varias veces el orden de magnitud del inyectado por un LED (10 a 30 dB). Correspondientemente, pueden cubrirse distancias mayores entre repetidoras.

Debido a esas características, los LED se han usado mucho en distancias cortas (alrededor de 1 Km) con transmisión de señales analógicas o digitales, a una tasa de hasta 10 Mbit/s. Los diodos laser encuentran aplicación como elementos de transmisión para sistemas de comunicación a grandes distancias.

Como receptores ópticos, se dispone de detectores semiconductores. Se usan preferentemente semiconductores de silicio, tales como diodos PIN y fotodiodos de avalancha, los cuales se adaptan bien a las longitudes de onda de los emisores. Los fotodiodos poseen una mayor sensibilidad espectral, más rápida respuesta y son capaces de detectar señales de potencia de luz de unos pocos microwatts y un ancho de banda de hasta unos pocos GHz. Los fotodiodos PIN sin amplificación interna de corriente, requieren una potencia de luz de alrededor de 1 micro watt para una detección suficientemente precisa. Para fotodiodos de avalancha con amplificación interna de corriente, la potencia requerida se reduce por un factor de aproximadamente 10.

Modulación y demodulación

En los sistemas de comunicación por fibra óptica se utiliza modulación digital o modulación analógica, y esto se refiere a la forma de modulación utilizada en la conversión de la información en una señal eléctrica. La intensidad de la señal óptica se cambia de acuerdo a esta señal eléctrica modulada. Del lado del receptor, se obtiene una señal eléctrica cuando una señal óptica —que ha sido debilitada y distorsionada en su propagación dentro de la fibra óptica— es recibida por un receptor de luz. Esta señal en banda base es la salida después de la amplificación y regeneración de la señal que proviene de la fuente de información.

En el caso de líneas largas deben usarse regeneradores. Un regenerador consiste de un receptor de luz, un regenerador eléctrico y un emisor de luz. El receptor de luz transforma los pulsos de luz recibidos en pulsos eléctricos. Esos pulsos son reconformados en el regenerador. Los pulsos reconformados modulan al emisor de luz, el cual envía los impulsos de luz amplificados y reconformados a la siguiente sección de fibra. El regenerador necesita una fuente de potencia separada.

Implementación

Como se ha descrito más arriba, un enlace por fibra óptica consiste en un cable de fibra, el emisor de luz, el receptor de luz y el equipamiento de modulación y

demodulación en los extremos emisor y receptor, respectivamente. La tarea del equipamiento de interfase es transformar las señales analógicas (por ejemplo, de audio) o las señales digitales (por ejemplo, señales de protección o señales de datos) a un formato conveniente para la modulación de la onda de luz. Aunque es posible modular la onda de luz directamente con señales analógicas, esto es poco usado, dado que los convertidores electro-ópticos más eficientes no son lineales. Normalmente todas las señales son convertidas en señales digitales.

Las señales analógicas son transformadas en señales moduladas por código de pulsos (PMC) o en señales de pulso modulados por frecuencia o en señales de pulso modulados por ancho. Las señales digitales de multiestado tienen que ser transformadas en señales biestado, puesto que para los pulsos de luz pueden emplearse solamente dos condiciones (0 o 1).

Con respecto a los valores de MHz.Km, el amplio ancho de banda de las señales permite muchos cientos de canales de audio, de datos y de protección, a ser transmitidos al mismo tiempo sobre una fibra. Por lo tanto, en la práctica solamente la atenuación de la fibra es el factor limitante de los valores MHz.Km.

Performance

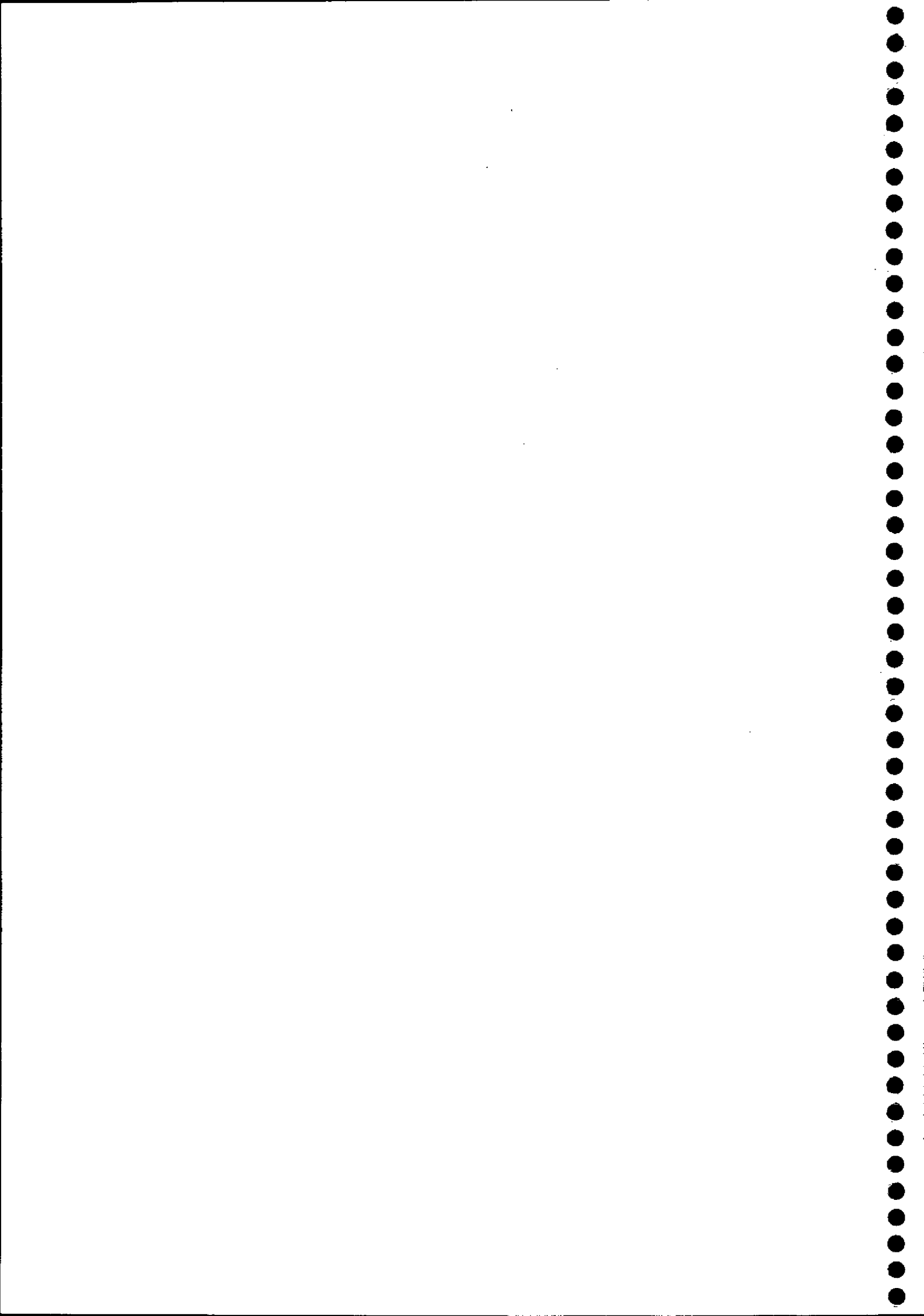
Puede alcanzarse una Confiabilidad muy alta en un enlace de comunicación por fibra óptica. Se ha obtenido una tasa de error de bit de 10^{-11} . Para los canales de teleprotección es posible obtener un muy alto grado de Seguridad, ya que no son alcanzados por las perturbaciones o disturbios eléctricos. El tiempo de transmisión es asimismo muy corto, en el orden de algunos milisegundos, ya que es posible utilizar una muy amplia banda de frecuencia. La inmunidad a los disturbios eléctricos hace de la fibra óptica un medio de comunicación absolutamente atractivo dentro de una estación, y para la comunicación entre la estación de potencia y el mundo exterior a la misma, a través de la barrera de potencial de la estación.

Las ventajas de un enlace por fibra óptica son:

- Absoluta insensibilidad a los campos de interferencia eléctrico y magnético, producidos por accionamientos de seccionadores e interruptores, descargas corona, descargas atmosféricas, radio transmisores, etc.
- Absoluta aislación de potencial entre el equipamiento de alta tensión y el equipamiento de telecomunicación.
- No tiene problemas de diafonía (crosstalk).
- Gran ancho de banda.
- Alta velocidad de transmisión.
- Tasa de error de bit extraordinariamente baja.

Las desventajas son:

- En grandes distancias deben usarse repetidoras.
- Una interrupción accidental de la fibra puede resultar en la pérdida de una gran cantidad de información y/o en la pérdida de información de protección vital.
- Altos costos de instalación.



CAPÍTULO 6

ERRORES Y SOLUCIÓN DE ERRORES EN APLICACIONES GENERALES Y EN APLICACIONES ESPECIALES DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA

6.1. Introducción

En el Capítulo 4 se expusieron con profundidad y amplitud los fundamentos de la Protección de Distancia. A pesar de ello, se ha recurrido a una serie de simplificaciones, algunas porque el propio principio de funcionamiento se basa en ellas y otras porque es más oportuno tratarlas separadamente de los aspectos fundamentales.

Cuando el principio de funcionamiento se basa en simplificaciones, las mismas conducen a errores que no pueden ser solucionados en la práctica, pero que deben ser tenidos en cuenta cuando se realiza la aplicación y se estudian las regulaciones.

En otros casos, los errores pueden ser adecuadamente corregidos, sea en forma total, sea en forma parcial.

Los errores que no son corregidos, porque no admiten corrección práctica o porque los dispositivos empleados no son aptos para realizar las correcciones, explican los márgenes de seguridad que deben tener los alcances de las distintas Zonas de Protección, que son bastante mayores que los que pueden exigir los fundamentos ideales expuestos en el Capítulo 4.

Algunos errores aparecen solamente en aplicaciones especiales, tales como la protección de líneas paralelas, líneas multiterminal, líneas con compensación serie, etc. También en estos casos, los errores pueden en ciertos casos ser corregidos, pero para corregirlos hay que conocerlos y si no pueden ser corregidos hay que tenerlos en cuenta.

6.2. Tipos de errores en aplicaciones generales

Clasificaremos los errores de la Protección de Distancia según su origen:

- Errores originados en los propios Relés de Distancia, como dispositivos de medición y comparación
- Errores originados en las ondas de tensión y corriente que constituyen las magnitudes de entrada a los relés
- Errores originados en la simplificación del principio de funcionamiento de los relés
- Errores originados en la alimentación remota a las fallas
- Errores originados en la alimentación intermedia a las fallas (errores por "infeed")
- Errores por "arranque de fases sanas"

A continuación describiremos esos errores y la forma de minimizarlos o de tenerlos en cuenta en los estudios de regulación.

6.3. Errores de los Relés de Distancia como dispositivos

Los Relés de Distancia son dispositivos que llevan a cabo mediciones y comparaciones. Esas mediciones y comparaciones son efectuadas por componentes físicos, que como tales están sujetos a errores que se relacionan con cada tipo de tecnología empleada, aún cuando las ondas de corriente y tensión sean idealmente sinusoidales puras.

Por ejemplo, un Comparador de Fase electromecánico, de Copa de Inducción (ver Capítulo 13), tiene su sensibilidad notoriamente reducida en sus límites de comparación, debido a que el valor de la cupla es reducido. Como en el límite de alcance de una Zona de la Protección de Distancia el ángulo entre las dos señales a comparar se encuentra también en su valor límite, aparece una incertidumbre en cuanto al alcance real de la Zona en cuestión.

Un ejemplo similar se puede dar con los relés electrónicos analógicos cuyos comparadores de fase se basan en la formación de ondas cuadradas a partir de ondas senoidales (ver Capítulo 13). La menor o mayor precisión con la que los flancos de las ondas cuadradas coincidan con los cruces por cero de las ondas senoidales, implica un mayor o menor error de la comparación de ángulos, que a su vez determina mayor o menor error de alcance de Zona.

Los errores originados en el hardware de los relés digitales mayormente están relacionados con la precisión de la conversión analógica – digital (ver Capítulo 13). Es decir, con que grado de exactitud se obtiene el valor numérico de cada muestra de las ondas muestreadas. A partir de la conversión a valores numéricos, los errores solamente tienen que ver con la calidad de los algoritmos seleccionados (ver Capítulo 7), que aquí no los consideramos como errores de dispositivo.

En realidad, los errores que como dispositivos de medición y comparación tienen los Relés de Distancia son en general despreciables frente a otros tipos de errores, salvo que los mismos se hayan agravado por problemas mecánicos en los relés electromecánicos o variación de parámetros de componentes en los relés electrónicos; notoriamente, variación de las características de capacitores.

6.4. Errores originados en las ondas de tensión y corriente de entrada

En el Capítulo 4 ha quedado claro que el principio de funcionamiento de los Relés de Distancia se basa en el procesamiento de ondas senoidales puras y por lo tanto representables mediante fasores. En rigor, las ondas de tensión y corriente que constituyen las entradas al relé no son senoidales puras, especialmente, pero no únicamente, durante el transitorio que sigue a la inyección de una falla.

Si no se toman recaudos adecuados, tanto en los dispositivos exteriores al relé como en el propio relé, esos errores son muy graves.

6.4.1. Errores originados en los Transformadores de Corriente y de Tensión

Los Transformadores de Corriente (TC) y los Transformadores de Tensión (TV) constituyen transductores indispensables, que convierten adecuadamente las respectivas magnitudes de alta tensión a valores compatibles con los dispositivos de protección y de medición. Las exigencias de los equipos de protección son de muy diferente tipo respecto a las exigencias de los equipos destinados a mediciones, por lo que sus características constructivas son distintas.

La mayor parte de los Transformadores de Corriente para protección actualmente en uso no son transductores lineales, en tanto usan núcleos de hierro para realizar su función. Hay una tendencia al desarrollo y uso de transductores de corriente lineales, con los cuales los problemas descritos a continuación podrán desaparecer o atenuarse notoriamente, pero en tanto existan Transformadores de Corriente de núcleo magnético, es imprescindible conocer como se deben seleccionar para evitar una incorrecta aplicación a sistemas de protección.

Aunque los Transformadores de Tensión presentan problemas mucho menores que los anteriores cuando son aplicados a las protecciones, es necesario conocer la forma en que los Transformadores de Tensión Capacitivos pueden producir una respuesta transitoria no adecuada luego de la inyección de una falla.

6.4.1.1. Transformadores de Corriente

Si bien se recomienda la lectura del Capítulo 14 y de la Bibliografía especializada cuando se deba llevar a cabo la selección de Transformadores de Corriente convencionales, a continuación se expone una breve síntesis de los problemas que originan errores en la Protección de Distancia, si no son adecuadamente tenidos en cuenta.

Como se dijo anteriormente, los Transformadores de Corriente destinados a protección tienen aspectos constructivos y normas totalmente diferentes a aquéllos de los destinados a mediciones que se llevan a cabo cuando la red funciona en condiciones normales. Esto se debe fundamentalmente a que durante las fallas u otras perturbaciones severas, las corrientes en distintos puntos del sistema de potencia adquieren valores muy superiores a sus valores durante la operación normal y están afectadas por componentes transitorias y componentes armónicas. Es esencial que la corriente primaria de un Transformador de Corriente sea trasladada a su secundario, y por lo tanto a los dispositivos a él conectados, tan fielmente como sea posible en lo que se refiere a la forma de onda.

Un Transformador de Corriente ideal sería entonces aquel en el cual la relación entre los valores instantáneos de las corrientes primarias y secundarias fuese un valor fijo, dado por la relación de transformación nominal.

Puesto que los Transformadores de Corriente convencionales se construyen a partir de núcleos ferromagnéticos, esa relación lineal no es posible conseguirla sino en forma aproximada antes que el núcleo llegue a la saturación, luego de la cual la proporcionalidad se pierde en forma total.

Un Transformador de Corriente puede llegar a saturar durante el período estacionario de una corriente de falla, obviamente saturando también durante el período transitorio, o bien puede llegar a saturar solamente con la corriente de falla del período transitorio, o bien puede no llegar a saturar en ningún momento.

En el caso de aplicación a la Protección de Distancia, los Transformadores de Corriente deben ser dimensionados de tal modo que no lleguen al estado de saturación durante todo el transitorio, por lo menos si se pretende que la Zona 1 de los relés no tenga un retardo adicional de tiempo.

Para que un Transformador de Corriente no sature durante el transitorio, deben tenerse en cuenta varias cosas:

- a) El Coeficiente de Sobreintensidad nominal que el transformador debe tener para que no sature durante el estado estacionario.
- b) El Factor de Sobredimensionamiento que debe multiplicar al Coeficiente de Sobreintensidad nominal para que el transformador no sature tampoco durante el período transitorio de la falla.
- c) El Factor de Sobredimensionamiento que se debe realmente aplicar cuando además de considerar el período transitorio se debe considerar también el magnetismo remanente que pueda permanecer en el núcleo a partir de fallas anteriores.
- d) El Factor de Sobredimensionamiento que se debe realmente aplicar cuando además de considerar el período transitorio y el magnetismo remanente que pueda permanecer en el núcleo a partir de fallas anteriores, se debe considerar también la doble energización que se produce en los procesos de recierre con falla permanente.

El Coeficiente de Sobreintensidad Nominal n_N debe seleccionarse teniendo en consideración la relación entre la corriente nominal del Transformador de Corriente y la máxima corriente de cortocircuito al que será sometido, la carga nominal del mismo y la carga real que le será conectada.

Un Transformador de Corriente que tiene determinado Coeficiente de Sobreintensidad Nominal y determinada carga nominal, puede ser usado con un Coeficiente de Sobreintensidad Real distinto si la carga que se conecte a su secundario es distinta a la nominal. Poniendo todo en función de los VA de carga nominales y reales, S_N y S respectivamente :

$$n = n_N \frac{S_N}{S} \quad (6-1)$$

Para que el transformador no sature durante el período transitorio de una corriente de falla, debe tener un Coeficiente de Sobreintensidad n' :

$$n' = k_{MAX} n \quad (6-2)$$

Donde el Factor de Sobredimensionamiento k_{MAX} tiene en cuenta la relación entre el valor máximo de la corriente de magnetización aperiódica y el valor pico de la corriente de magnetización periódica, del siguiente modo:

$$k_{MAX} = \frac{i_0 \text{ aperiódica (valor máximo)} + I_0 \text{ periódica (valor pico)}}{I_0 \text{ periódica (valor pico)}} \quad (6-3)$$

La expresión de la corriente de magnetización aperiódica de un Transformador de Corriente es muy compleja y depende de la constante de tiempo de la componente aperiódica de la corriente de falla, de la constante de tiempo del circuito secundario del transformador y de la relación entre la inductancia de la carga conectada al secundario y la inductancia de magnetización (ver Capítulo 14).

El resultado es que el valor de k_{MAX} , el cual considera valor máximo de la componente aperiódica de la corriente de falla, es normalmente muy superior a la unidad.

Consideremos ahora el magnetismo remanente en el núcleo de un Transformador de Corriente, el cual puede quedar establecido en un valor elevado como consecuencia de corrientes de falla anteriores. El valor del magnetismo remanente depende de la corriente de falla que lo produjo, del momento en que se interrumpió la misma y de las características de la carga (burden) conectado al transformador. En caso de cargas resistivas, el magnetismo remanente es máximo cuando la corriente se interrumpe en el momento que está pasando por cero.

Luego de establecido, el magnetismo remanente no decae sino muy escasamente por la corriente de carga normal que circule por sus arrollamientos. Es decir, sus efectos estarán en buena medida presentes cuando aparezcan nuevas corrientes de falla.

Los efectos del magnetismo remanente se manifiestan cuando la nueva corriente de falla es tal que impulsa la magnetización del núcleo en el mismo sentido en el que está dicho magnetismo remanente. En esas condiciones, con una dada corriente de falla que no hubiese producido la saturación sin magnetismo remanente, el Transformador de Corriente puede saturar con la presencia de magnetismo remanente.

Si no se admite que un Transformador de Corriente sature bajo ninguna condición que se pueda presentar, hay dos soluciones. Una de ellas es dimensionar el núcleo en lo que se refiere a su sección tal que tenga en cuenta el máximo magnetismo remanente posible. La otra solución es realizar núcleos con pequeño o mediano entrehierro. Optar por una u otra solución es una cuestión de costos y de errores de relación máximos especificados. Esto último se debe a que un Transformador de

Corriente con entrehierro tiene un error de relación mayor que un transformador sin entrehierro ; cuanto mayor es el entrehierro mayor es el error de relación.

El magnetismo remanente que puede quedar establecido en el núcleo de un TC sin entrehierro es del orden del 80% del flujo de saturación que alcanza el TC, cuando la carga conectada a su secundario es puramente resistiva. Cuando la carga es inductiva, el flujo remanente es significativamente menor, por ejemplo del orden del 25% del flujo de saturación. En Transformadores de Corriente con pequeño entrehierro, el flujo remanente es del orden del 10% del flujo de saturación.

Se denomina Factor de Remanencia k_R al valor porcentual del flujo remanente que persiste en el núcleo, en relación al flujo de saturación, luego de la eliminación de una falla.

Si se denomina $i_{0s}(R)$ a la corriente magnetizante a partir de la cual se produce saturación cuando hay magnetismo remanente, e i_{0s} la corriente máxima a partir de la cual se produce saturación cuando no hay magnetismo remanente, resulta :

$$i_{0s}(R) = i_{0s} \left[1 - k_R / 100 \right] \quad (6-4)$$

Otra cuestión a tener en cuenta es la doble energización. Se dice que existe doble energización cuando después de la desconexión de una línea debido a una falla y transcurrido un corto lapso de tiempo se reconecta la línea. Este es el caso del denominado recierre automático.

En esas condiciones, un Transformador de Corriente que no había saturado durante la falla original, puede saturar cuando la misma falla se presente luego de la reconexión.

Eso se debe a que la corriente del secundario de los Transformadores de Corriente no decae instantáneamente luego que se interrumpe su corriente primaria. La corriente secundaria luego de la interrupción de la corriente primaria es una corriente unidireccional, que decae con una constante de tiempo que depende de los parámetros del circuito secundario del transformador y que puede ser bastante elevada.

Es claro entonces que la posibilidad de doble energización implica un sobredimensionamiento adicional del núcleo de los Transformadores de Corriente.

Si los Transformadores de Corriente que alimentan las corrientes a un Relé de Distancia no son correctamente dimensionados considerando el período transitorio de las fallas, el efecto es que saturan durante uno o más ciclos. Eso implica que la componente de frecuencia fundamental de la corriente secundaria será inferior a la corriente que produciría un transductor lineal y que aparecerán componentes armónicas impares, notoriamente la tercera armónica.

Durante el tiempo que la componente de frecuencia fundamental de la corriente esté atenuada, la Impedancia Aparente que medirá el Relé de Distancia será mayor que la que realmente debería medir, dando lugar a un subalcance del relé, tal como si la Zona 1 se acortara.

Esto en general no constituye un problema grave en las Protecciones de Distancia con Teleprotección, salvo que la saturación sea tan importante que implique que transitoriamente no llegue a haber solapamiento de las Zonas 1 de los relés de ambos extremos.

En las Protecciones de Distancia sin Teleprotección, el efecto de la saturación puede ser el retardo de la Zona 1 durante el tiempo que dure la saturación.

6.4.1.2. Transformadores de Tensión

El comportamiento transitorio de los Transformadores de Tensión Inductivos es totalmente satisfactorio, reflejando su tensión secundaria fielmente la tensión primaria. Simplemente hay que cuidar que la carga conectada a sus secundarios no sea mayor que aquella para la cual fueron dimensionados.

Los Transformadores de Tensión Capacitivos (ver Capítulo 14), tienen un comportamiento transitorio menos satisfactorio. Por ejemplo, si la tensión primaria cae abruptamente a un valor cercano a cero por efecto de una falla muy cercana, la tensión secundaria cae hasta su valor final con una cierta constante de tiempo y, según el valor de los parámetros que intervienen, a veces en forma oscilatoria. No obstante, en general el tiempo de decaimiento es suficientemente corto como para no afectar notoriamente la medición de los Relés de Distancia.

6.4.2. Transitorios de falla

Los Relés de Distancia basan su funcionamiento en el procesamiento de los fasores representativos de las tensiones y corriente de entrada; es decir, de señales senoidales puras. Sin embargo, cuando se produce una falla hay una transición de esas señales, desde los valores previos a la falla hasta los valores correspondientes a la misma. Como en todo transitorio, los cambios hasta los valores estacionarios no se caracterizan por una modificación abrupta, sino que demandan un tiempo hasta llegar a dichos valores estacionarios de falla.

Dadas las constantes de tiempo involucradas, el tiempo que dura el transitorio corresponde a varios ciclos de la componente fundamental, de modo que el accionamiento de un Relé de Distancia en Zona 1 cae sin dudas dentro de ese período.

En las Figuras 6-1 y 6-2 se pueden ver ondas de corriente y tensión de falla, tal como son recibidas por un Relé de Distancia. La primera corresponde a una falla en una línea de 132kV, mientras que la segunda corresponde a una falla en una línea de 500kV.

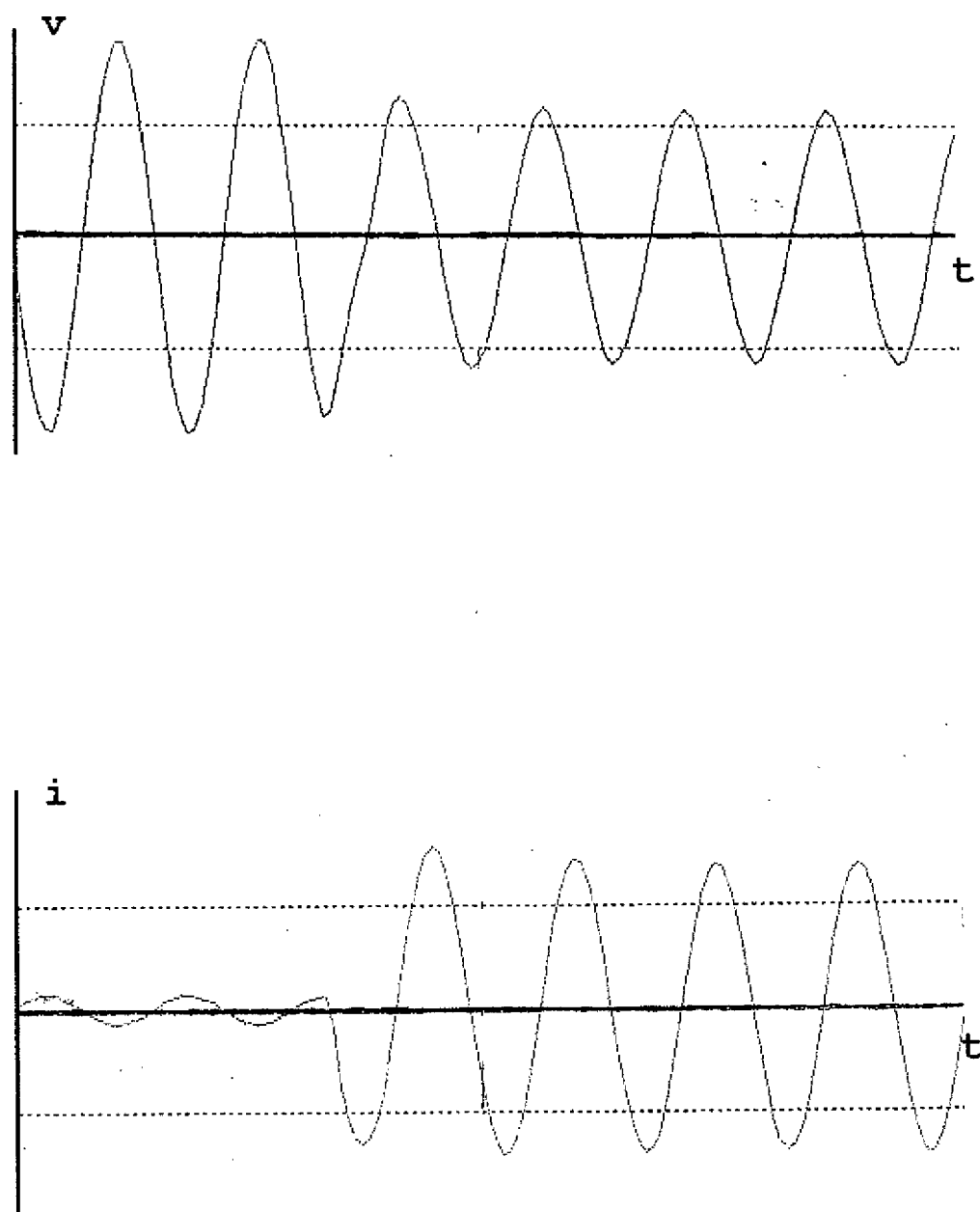


Fig. 6-1: Ejemplo de ondas de corriente y de tensión obtenidas durante una falla R-E en una línea de un sistema de 132kV

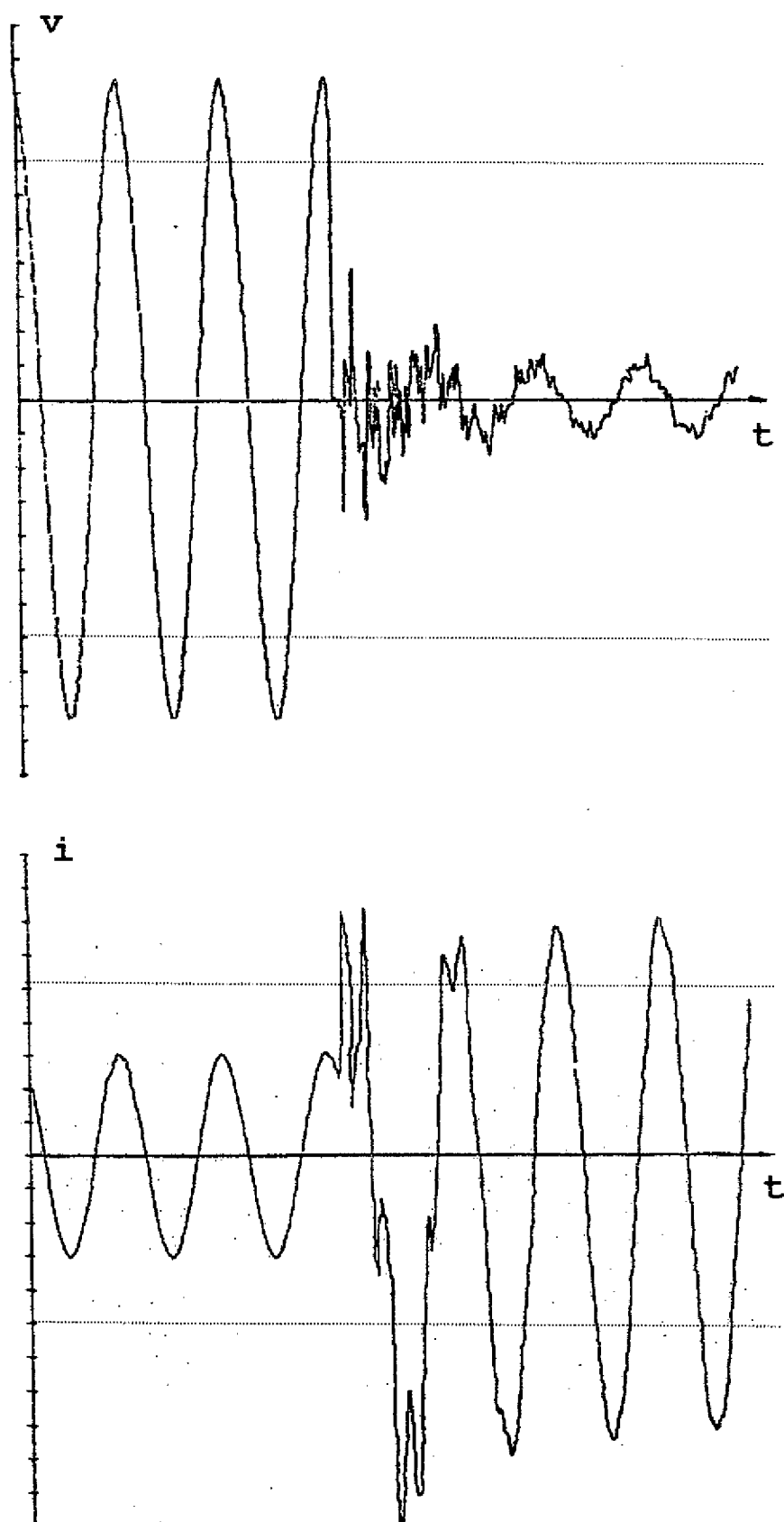


Fig. 6-2: Ejemplo de ondas de tensión y de corriente obtenidas durante una falla R-E en una línea de un sistema de 500kV

La corriente de falla en la línea de 132kV contiene una componente aperiódica exponencial, mientras que la corriente de falla en la línea de 500kV contiene no solamente una componente aperiódica exponencial, sino también componentes de frecuencias superiores a la frecuencia fundamental.

Vistas desde un Relé de Distancia, esas componentes son indeseables y constituyen una "contaminación" que dará lugar a errores si no son eliminadas.

La contaminación por la componente aperiódica exponencial de la corriente de falla puede estar presente en cualquier sistema eléctrico, cualquiera sea su nivel de tensión nominal, y su valor máximo depende del momento de inyección de la falla, en relación al momento de pasaje por cero de la onda de tensión. La constante de decaimiento depende de los parámetros de la red; notoriamente de la relación inductancia / resistencia del lazo de falla.

Las componentes de frecuencias superiores a la frecuencia fundamental, muy evidentes en la falla en la línea de 500kV, son originadas por el propio transitorio de falla, que dispara oscilaciones entre componentes de la red, tales como reactores shunt, capacitores shunt y la capacidad de las líneas. Los capacitores de compensación serie producen además oscilaciones subsíncronas; es decir, de frecuencia inferior a la nominal.

Aunque de muy bajo valor relativo si los Transformadores de Corriente están dimensionados correctamente, existe también una contaminación de armónicas impares, principalmente de tercera armónica, debida a la respuesta no absolutamente lineal de los núcleos magnéticos de los transformadores.

En los primitivos Relés de Distancia, los transitorios de falla no tenían efecto apreciable, ya que las constantes de tiempo de la red eran bajas y los tiempos de respuesta de los relés eran elevados.

Al evolucionar las redes, aparecieron constantes de tiempo de 100 ms y superiores, según la ubicación de la falla, al mismo tiempo que se requirieron y desarrollaron relés más rápidos. Con constantes de tiempo de 100 ms y relés cuya respuesta es de 20 ms a 25 ms, es evidente que deben tomarse recaudos especiales para evitar el efecto de la contaminación de las ondas.

Veamos entonces, en primer lugar, como se puede eliminar la influencia indeseable de la componente aperiódica exponencial de la corriente de falla .

6.4.2.1. Componente aperiódica exponencial de la corriente de falla

Consideremos el circuito de la Fig. 6-3. Para todo instante, a partir de la inyección de la falla, la corriente de cortocircuito puede ser expresada de la siguiente forma:

$$i_K = \hat{I}_K [\text{sen}(\omega t + \Psi - \Phi_{AL}) - e^{-(t/T_{AL})} \text{sen}(\Psi - \Phi_{AL})] \quad (6-5)$$

Donde:

$\hat{I}_K = \hat{E} / |Z_{AL}|$: valor pico de la corriente estacionaria.

Ψ : Ángulo en el que se produce la falla, medido desde el instante en el que la tensión pasa por cero.

$T_{AL} = L_{AK} / R_{AK}$: Constante de tiempo del sistema

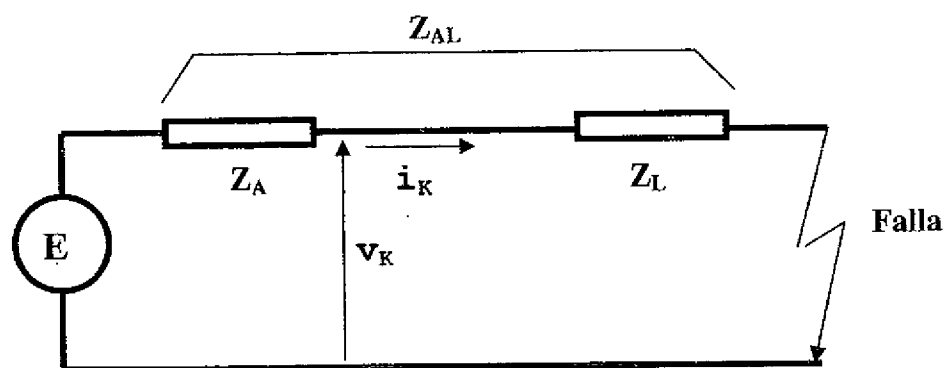


Fig. 6-3: Circuito elemental para el análisis de la corriente transitoria de falla

Obsérvese que existen dos componentes:

- Una componente estacionaria senoidal
- Una componente aperiódica

El pico de la componente aperiódica es máximo cuando:

$$\Psi - \phi_{AL} = \pi/2 \quad (6-6)$$

Dado que la impedancia del lazo de falla es normalmente muy reactiva, la componente exponencial es máxima cuando la falla se produce en el momento que el valor instantáneo de la tensión está muy cerca de cero. Aunque fallas en esas condiciones son muy poco probables, los Relés de Distancia deben prever esa situación excepcional, mediante la eliminación de la influencia de esa componente.

El decaimiento de la componente exponencial depende de la constante de tiempo del sistema, de tal modo que cuanto más reactivo es éste, más tiempo persiste una corriente transitoria apreciable.

6.4.2.2. Componente aperiódica exponencial de la tensión de falla

La tensión aplicada al relé, en valores instantáneos es

$$v_K = i_K \cdot R_L + L_L \cdot \frac{d}{dt} i_K \quad (6-7)$$

Derivando la expresión (6-5) y reemplazando en (6-7) resulta:

$$v_K = \hat{I}_K [\text{sen}(\omega t + \Psi - \Phi_{AL}) - e^{-(t/T_{AL})} \text{sen}(\Psi - \Phi_{AL})] \cdot R_L + \\ + \hat{I}_K [\omega \cos(\omega t + \Psi - \Phi_{AL}) + (1/T_{AL}) e^{-(t/T_{AL})} \text{sen}(\Psi - \Phi_{AL})] \cdot L_L \quad (6-8)$$

Observemos que la constante de tiempo del sistema T_{AL} es:

$$T_{AL} = (L_A + L_L) / (R_A + R_L) \quad (6-9)$$

Si el sistema es homogéneo, es decir si la constante de tiempo de la línea es igual a la constante de tiempo del sistema, se puede escribir:

$$T_{AL} = L_L / R_A \quad (6-10)$$

Reemplazando en la ecuación (6-8) resulta:

$$v_K = \hat{I}_K [\text{sen}(\omega t + \Psi - \Phi_{AL})] \cdot R_L + \hat{I}_K [\omega \cos(\omega t + \Psi - \Phi_{AL})] \cdot L_L \quad (6-11)$$

La conclusión es que cuando el sistema es homogéneo no se produce transitorio exponencial de la tensión aplicada al relé, aún cuando el transitorio exponencial de la corriente sea máximo.

6.4.2.3. Efecto de las componentes aperiódicas exponenciales

Los relés electromecánicos basados en comparadores de fase de tipo Copa de Inducción (ver Capítulo 13), constituyen un filtro natural de ese transitorio. En efecto, la cupla se genera por la interacción entre los flujos magnéticos producidos por las bobinas, con las corrientes inducidas por los mismos en la copa o tambor de inducción. Dado que las corrientes inducidas son proporcionales a las derivadas de los respectivos flujos respecto al tiempo, la componente aperiódica de los mismos genera componentes de las corrientes inducidas tanto más reducidas cuanto mayor es la constante de tiempo.

En el caso de los relés electromecánicos basados en puentes rectificadores y dispositivo de bobina móvil (ver Capítulo 13), en los semiciclos positivos la corriente rectificada se ve incrementada por la componente aperiódica, mientras que en los semiciclos negativos la corriente rectificada se ve disminuida por la componente aperiódica. En esas condiciones, un retardo de uno o dos ciclos permite una integración adecuada de la cupla sobre la bobina móvil y la consecuente eliminación

de la influencia de la componente aperiódica. El retardo se programa con las propias características mecánicas de la bobina móvil.

Tanto en el caso de los relés analógicos electromecánicos, como en el caso de los relés analógicos electrónicos se ha descrito frecuentemente el efecto de eliminación del error provocado por las componentes aperiódicas mediante la utilización de la denominada Impedancia Réplica. Si bien este método puede tener eficacia en determinados casos, en otros casos tiene un efecto menor, dando lugar a errores por componentes aperiódicas que necesitan ser eliminados de otra forma. Es claro que los relés electromecánicos son eficaces en ese sentido, pero en el caso de los relés electrónicos analógicos conviene profundizar este tema.

Una característica distanciométrica, por ejemplo la Característica de Admitancia, se obtiene comparando dos señales como las dadas en el punto 4.12 del Capítulo 4:

$$S_1 = K_1 \cdot V_{ap} + Z_{M1} \cdot I_{ap} \quad (6-12)$$

$$S_2 = K_2 \cdot V_{ap} + Z_{M2} \cdot I_{ap} \quad (6-13)$$

Particularmente, en el caso de una Característica de Admitancia polarizada por fase sana:

$$S_1 = -V_{ap} + Z_{M1} \cdot I_{ap} \quad (6-14)$$

$$S_2 = K \cdot V_{po} \quad (6-15)$$

Rigurosamente, la representación fasorial de las señales (6-12) a (6-15) solamente es correcta si las tensiones y la corriente han sido desprovistas de toda contaminación, mediante un filtrado adecuado.

Veamos lo que sucede si las ondas de corriente y tensión contienen componentes aperiódicas exponenciales no eliminadas.

En realidad, la verdadera representación de las señales debe hacerse en valores instantáneos:

$$s_1 = -v_K + R_{M1} \cdot i_K + L_{M1} \cdot \frac{d}{dt} i_K \quad (6-14)$$

$$s_2 = K \cdot v_{po1} \quad (6-15)$$

En este caso particular, si se toma la tensión de polarización de fases no afectadas por la falla, la componente aperiódica exponencial no se manifiesta en la señal s_2 , de modo que sólo debemos analizar la señal s_1 .

Si el sistema es homogéneo, la tensión $\mathbf{v_K}$ no tiene componente exponencial. Si $\mathbf{R_{MI}}$ y $\mathbf{L_{MI}}$ reproducen exactamente a los parámetros $\mathbf{R_L}$ y $\mathbf{L_L}$, tampoco el segundo término tendrá componente aperiódica exponencial. Pero eso se produce solamente si la falla está exactamente en el extremo de la Zona de protección y la falla es sólida; es decir, sin resistencia de falla.

Si el sistema no es homogéneo, pero la falla está exactamente en el extremo de la Zona de protección y la falla es sólida, tanto la tensión $\mathbf{v_K}$ como el segundo término tienen componente aperiódica exponencial, pero ambas se cancelan mutuamente.

Cuando hay resistencia de falla, a la resistencia $\mathbf{R_L}$ de la ecuaciones (6-7) y (6-11) hay que sumarle caída de tensión en la Resistencia de falla $\mathbf{R_f}$, de modo que el sistema (o lo que es más preciso, el lazo de falla) si era homogéneo deja de ser homogéneo. Pero además las componentes aperiódicas exponenciales de la ecuación (6-8) dejan de cancelarse.

El problema que provoca la resistencia de falla se puede agravar con la alimentación de la falla desde el extremo remoto, ya que en la caída de tensión en la misma interviene también la componente aperiódica exponencial provista por aquel extremo.

Es claro entonces que, salvo en condiciones particulares, las señales a comparar estarán afectadas por los transitorios descritos y por lo tanto afectarán el alcance de la Zona 1. Es claro también que los errores que provocan podrán ser pequeños o más importantes, según la incidencia de los factores analizados.

Si se quieren evitar esos errores, a los relés electrónicos analógicos hay que dotarlos de filtros adecuados.

6.4.2.4. Uso de filtros para evitar errores por contaminación de las ondas

Debe recordarse que las ondas de corriente y tensión pueden no sólo estar contaminadas por las componentes aperiódicas exponenciales, sino que también pueden contener ondas armónicas y ondas no armónicamente relacionadas por efecto de otros transitorios, especialmente en redes de alta y muy alta tensión con compensación paralela y serie.

Por resolver ese problema, los Relés de Distancia de tecnología electrónica analógica están provistos de filtros pasabanda analógicos. Esos filtros se instalan normalmente luego de los transformadores auxiliares de las corrientes y tensiones de entrada, antes de la formación de las señales a ser comparadas. El diseño de esos filtros es muy importante para la exactitud y la velocidad del relé, ya que una banda muy estrecha mejora la exactitud, pero disminuye la velocidad de respuesta y viceversa.

En los relés digitales se llevan a cabo dos procesos de filtrado (ver Capítulos 7 y 13). El primer filtrado es lo que se denomina "prefiltrado analógico" y tiene la tarea de eliminar componentes de frecuencias elevadas, en función de Límite de Nyquist. El segundo proceso de filtrado es digital y está descrito en el Capítulo 7.

Los filtrados digitales con muestras correspondientes a un ciclo completo de la onda fundamental son muy efectivos. Filtrados de medio ciclo constituyen algoritmos rápidos, pero son menos efectivos y por lo tanto dan lugar a mayores errores de medición.

6.5. Errores originados en la simplificación del principio de funcionamiento

Los fundamentos de la Protección de Distancia, que son expuestos en el Capítulo 4, contienen algunas simplificaciones, que son insoslayables desde el punto de vista práctico. Esas simplificaciones son las siguientes:

- a) Considerar que la matriz de impedancias propias y mutuas de las líneas es tal que las impedancias mutuas entre fases y entre fases y tierra son iguales para las tres fases.
- b) Suponer que la componente imaginaria (reactancia) de la Impedancia Aparente medida es igual a la reactancia intercalada entre el relé y el punto de falla.
- c) Suponer que la corriente que alimenta al relé es igual a la contribución a la corriente de falla desde el lado del relé, sin considerar las alimentaciones intermedias a la falla.

Los dos primeros problemas afectan a todas las Zonas del relé. El tercer problema afecta a las Zonas 2 en adelante; en algunos casos puede afectar también a la Zona 1, pero esos casos los describiremos en el punto referido a Aplicaciones Especiales.

6.5.1. Matriz de impedancias real

La matriz de impedancias descrita en el punto 4.8.2 del Capítulo 4, a partir de la cual se consideró la Transformación de Fortescue y las impedancias de Secuencia Positiva, Secuencia Negativa y Secuencia Cero de una línea, no es más que una simplificación de la realidad física.

Véase la Fig. 6-4. Allí aparecen esquemáticamente varias disposiciones de líneas aéreas. Aún en la disposición en triángulo equilátero, los elementos de la matriz de impedancias compensadas por corriente de tierra son desiguales, debido a la influencia asimétrica del retorno por tierra

En la Fig. 6-5 se observa la disposición de una línea de 132kV, cuya matriz de impedancias por milla, compensadas por la corriente de tierra, es la siguiente:

$Z_{RRC} = 0,366 + j0,986$	$Z_{RSC} = 0,086 + j0,301$	$Z_{RTC} = 0,076 + j0,308$
$Z_{SRC} = 0,086 + j0,301$	$Z_{SSC} = 0,347 + j0,964$	$Z_{STC} = 0,081 + j0,365$
$Z_{TRC} = 0,076 + j0,308$	$Z_{TSC} = 0,081 + j0,365$	$Z_{TTC} = 0,326 + j1,005$

En la Fig. 6-6 se aprecia la disposición de una línea doble de 400kV, cuya matriz de impedancias por milla, compensadas por corriente de tierra, es la siguiente:

$Z_{RRC} = 0,0798$ $+j\,0,7808$	$Z_{RSC} = 0,0486$ $+j\,0,3561$	$Z_{RTC} = 0,0472$ $+j\,0,2609$	$Z_{RR'C} = 0,0471$ $+j\,0,2372$	$Z_{RS'C} = 0,0486$ $+j\,0,2747$	$Z_{RT'C} = 0,0493$ $+j\,0,3049$
$Z_{SRC} = 0,0486$ $+j\,0,3561$	$Z_{SSC} = 0,0781$ $+j\,0,7632$	$Z_{STC} = 0,0468$ $+j\,0,3081$	$Z_{SR'C} = 0,0467$ $+j\,0,2478$	$Z_{SS'C} = 0,0478$ $+j\,0,2867$	$Z_{ST'C} = 0,0486$ $+j\,0,2747$
$Z_{TRC} = 0,0472$ $+j\,0,2609$	$Z_{TSC} = 0,0468$ $+j\,0,3081$	$Z_{TTC} = 0,0765$ $+j\,0,7193$	$Z_{TR'C} = 0,0463$ $+j\,0,2619$	$Z_{TS'C} = 0,0467$ $+j\,0,2478$	$Z_{TT'C} = 0,0471$ $+j\,0,2372$
$Z_{R'RC} = 0,0471$ $+j\,0,2372$	$Z_{R'SC} = 0,0765$ $+j\,0,7193$	$Z_{R'SC} = 0,0463$ $+j\,0,2619$	$Z_{R'R'C} = 0,0765$ $+j\,0,7193$	$Z_{R'S'C} = 0,0468$ $+j\,0,3081$	$Z_{R'T'C} = 0,0472$ $+j\,0,2609$
$Z_{S'RC} = 0,0486$ $+j\,0,2747$	$Z_{S'SC} = 0,0478$ $+j\,0,2867$	$Z_{S'TC} = 0,0467$ $+j\,0,2478$	$Z_{S'R'C} = 0,0468$ $+j\,0,3081$	$Z_{S'S'C} = 0,0781$ $+j\,0,7632$	$Z_{S'T'C} = 0,0485$ $+j\,0,3561$
$Z_{T'RC} = 0,0493$ $+j\,0,3049$	$Z_{T'SC} = 0,0486$ $+j\,0,2747$	$Z_{T'TC} = 0,0471$ $+j\,0,2372$	$Z_{T'R'C} = 0,0472$ $+j\,0,2609$	$Z_{T'S'C} = 0,0485$ $+j\,0,3561$	$Z_{T'T'C} = 0,0798$ $+j\,0,7808$

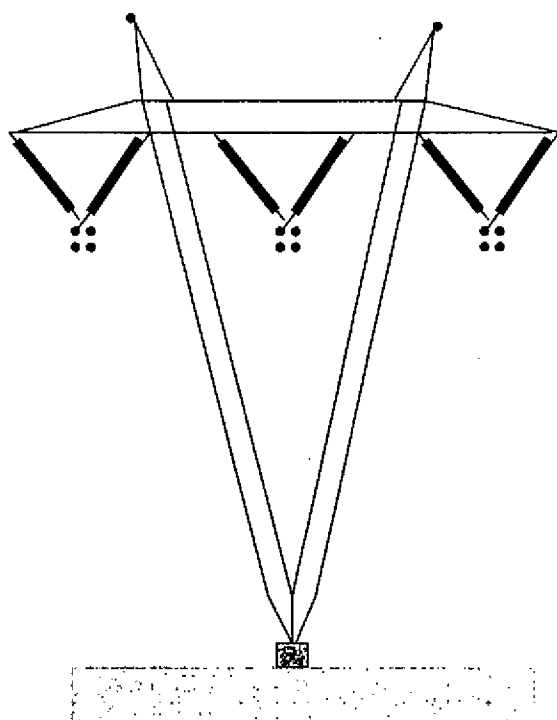
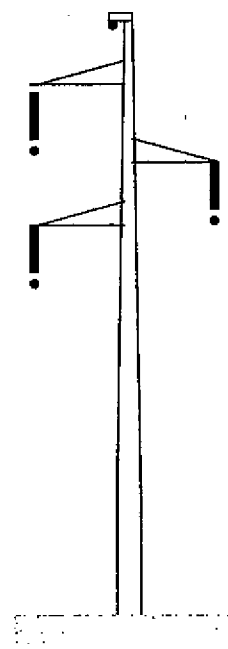


Fig. 6-4 a)

Ejemplo esquemático de una línea de 500kV con disposición coplanar horizontal

Fig. 6-4 b)

Ejemplo esquemático de una línea de 132kV con disposición triangular



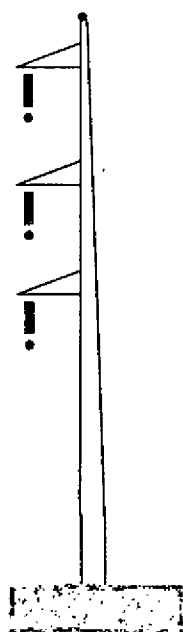
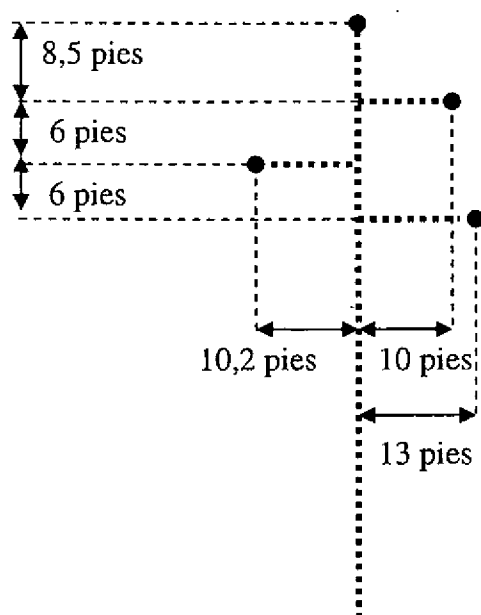


Fig. 6-4 c)

Ejemplo esquemático de una
línea de 66kV con disposición
coplanar vertical



Conductores: 30/7 s.c.a

Hilo de guardia: 12/7 s.c.a.

Fig. 6-5: Disposición de un ejemplo de línea aérea de 132kV

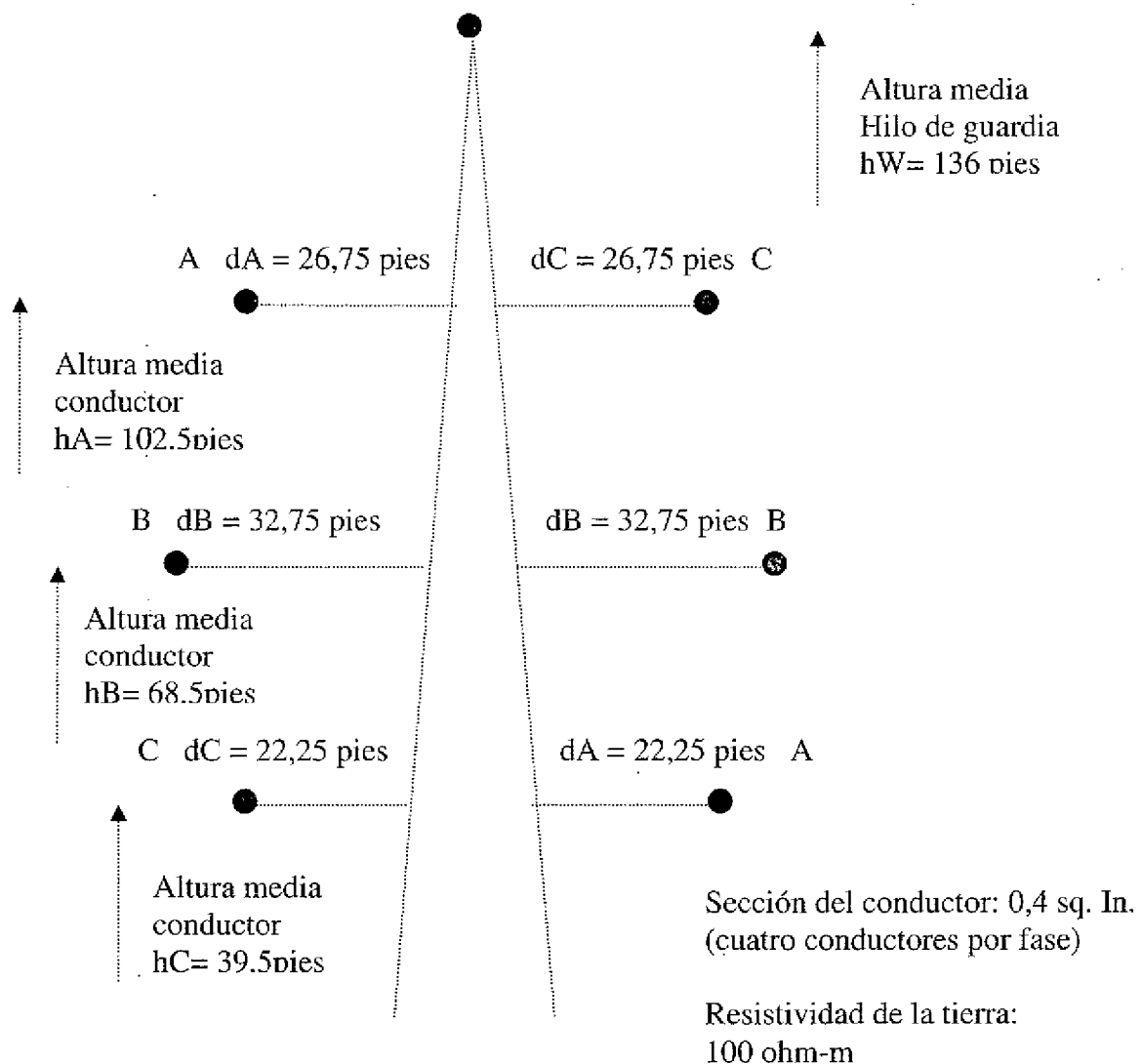


Fig. 6-6: Disposición de un ejemplo de línea aérea de 400kV en doble terna

Por el momento, en la segunda matriz observemos solamente los elementos propios de cada línea. Los elementos que representan las interacciones entre las dos líneas los consideraremos cuando tratemos la protección de líneas paralelas.

En ambas matrices los elementos son claramente desiguales; es decir:

$$\begin{aligned} Z_{RS} &\text{ distinta a } Z_{RT} \text{ distinta a } Z_{ST} \\ Z_{RR} &\text{ distinta a } Z_{SS} \text{ distinta a } Z_{TT} \end{aligned}$$

Para explicar la desigualdad de los elementos diagonales, debemos recordar que:

La autoimpedancia compensada por efecto de la corriente por tierra es del tipo:

$$Z_{LC} = Z_L - 2Z_m + Z_E \quad (6-16)$$

La impedancia mutua compensada por efecto de la corriente por tierra es del tipo:

$$Z_{MC} = Z_M - 2Z_m + Z_E \quad (6-17)$$

Donde

Z_{LC} : Impedancia propia de la fase compensada por la corriente de tierra

Z_L : Impedancia propia de la fase

Z_m : Impedancia mutua entre la fase y tierra

Z_M : Impedancia mutua entre fases

Z_{MC} : Impedancia mutua entre fases compensada por la corriente de tierra

Z_E : Impedancia propia del retorno por tierra

Aunque las impedancia propias de las tres fases son iguales, las impedancia propias de las fases compensadas por la corriente de tierra difieren, debido a que las impedancias mutuas entre cada una de las fases y tierra difieren entre si.

Siendo desiguales los elementos de la matriz de impedancias, la diagonalización dada por la transformación de Fortescue no es tal y las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero desacopladas solamente son una aproximación válida al cabo de una transposición completa de la línea.

Se puede hacer un cálculo simplificado respecto a los errores de alcance de los Relés de Distancia producido por estas diferencias de impedancias de las fases en caso de una falla a tierra. Considerando que no haya carga previa y que la corriente de la fase averiada sea aproximadamente igual a la corriente residual en el punto de ubicación del relé, resulta que la diferencia de lo que midan cada una de las unidades para fallas a tierra en una dada ubicación de la falla quedará determinada por la diferencia de los términos de la diagonal de la matriz.

En el caso de la línea de 132kV del ejemplo, el error porcentual de las otras dos unidades respecto a la unidad que mide el valor medio es de aproximadamente 2%. El mismo error en el caso del ejemplo de la línea de 400kV, sin considerar la influencia de la línea paralela, resulta de aproximadamente 4%.

Claro que las corrientes de carga podrán aumentar o disminuir algo esos errores y también lo podrán hacer distintas reparticiones de la corriente residual.

De todos modos, el error a considerar es fundamentalmente el que corresponde al alcance de la Zona 1, que es menor, pero no nulo, si la línea tiene una transposición completa entre las dos Estaciones de sus extremos.

En el peor de los casos, que es el de una línea sin transposición, el error que se produce no es grave, por lo menos en comparación con otros errores de la Protección de Distancia. Por ello, normalmente no se toma ningún recaudo especial para solucionarlo.

No obstante, si se pretende compensar el error en una línea sin transposición, es posible hacerlo con la modalidad de Compensación por Fases Sanas. En efecto:

$$V_{RE} = I_R \times Z_{RRC} + I_S \times Z_{RSC} + I_T \times Z_{RTC} + I_f R_f \quad (6-18)$$

Haciendo:

$$I_{RC} = I_R + (Z_{RSC} / Z_{RRC}) I_S + (Z_{RTC} / Z_{RRC}) I_T \quad (6-19)$$

resulta:

$$\frac{V_{RE}}{I_{RC}} = xZ_{RRC} + \frac{I_f R_f}{I_R + (Z_{RSC} / Z_{RRC}) I_S + (Z_{RTC} / Z_{RRC}) I_T} \quad (6-20)$$

Claro que una formulación debe aplicarse a las otras dos fases y que es necesario conocer las impedancias propias de cada fase y las impedancias mutuas entre las tres fases. Es decir, los tres elementos deben ser regulados en forma diferente.

6.5.2. Alimentación remota a la falla

6.5.2.1. Formulación del problema

En el punto 4.7 del Capítulo 4 se hizo un planteo del problema de la alimentación remota a una falla, considerando el factor complejo que amplifica la resistencia de falla vista por un Relé de Distancia e inclusive puede adicionar una reactancia aparente, cuando las corrientes provenientes de los dos extremos no están en fase.

Recordemos que en el Modo de medición de falla a tierra es:

$$Z_a = \frac{V_{Rrelé}}{I_{Rrelé} + k_0 I_{0relé}} = xZ_{L1} + \frac{3R_f}{(I_{CR} / I_{0t}) + 2C_1 + C_0(1 + k_0)} \quad (6-21)$$

de forma que el factor en general complejo que amplifica la resistencia de falla es:

$$k_f = \frac{3 I_{0t}}{I_{CR} + 2C_1 I_{0t} + C_0(1 + k_0) I_{0t}} \quad (6-22)$$

Es conveniente repasar el significado de los términos presentes en la fórmula:

I_{CR} es la corriente de carga por la fase R en la ubicación del relé:

$$I_{CR} = \frac{(E_{A1} - E_{B1})}{Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}} \quad (6-23)$$

La corriente de secuencia cero que circula por la falla es :

$$I_{0t} = \frac{E_T}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R_f} \quad (6-24)$$

Además:

$$I_{0t} = I_{1t} = I_{2t} \quad (6-25)$$

Donde :

$$Z_1 = \frac{[(1-x)Z_{L1} + Z_{B1}] \cdot [xZ_{L1} + Z_{A1}]}{Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}} = C_1 \cdot [xZ_{L1} + Z_{A1}] \quad (6-26)$$

$$Z_2 = \frac{[(1-x)Z_{L2} + Z_{B2}] \cdot [xZ_{L2} + Z_{A2}]}{Z_{A2} + Z_{L2} + Z_{B2}} = C_2 \cdot [xZ_{L2} + Z_{A2}] \quad (6-27)$$

$$Z_0 = \frac{[(1-x)Z_{L0} + Z_{B0}] \cdot [xZ_{L0} + Z_{A0}]}{Z_{A0} + Z_{L0} + Z_{B0}} = C_0 \cdot [xZ_{L0} + Z_{A0}] \quad (6-28)$$

y la fuente Thévenin equivalente es:

$$E_T = E_{A1} - \frac{(E_{A1} - E_{B1})}{Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}} (xZ_{L1} + Z_{A1}) \quad (6-29)$$

Se dijo en el Capítulo 4 que, aunque el efecto de las corrientes normales de carga sobre el factor **kf** pueda ser relativamente bajo, si la falla se superpone a una oscilación de potencia esa influencia puede llegar a ser importante, teniendo en cuenta que crece con el crecimiento angular entre las FEMs equivalentes de los extremos. Pero también se relaciona con la resistencia de falla, a la que multiplica, ya que en el caso de fallas fase a tierra puede adquirir en ciertos casos valores muy importantes.

Nos proponemos ahora analizar con más detalles el error que es capaz de producir el factor **kf**, de acuerdo a los parámetros del circuito y las condiciones de carga.

Reemplazando en la ecuación (6-22) resulta:

$$kf = \frac{3[Z_{B1} + (1-x)Z_{L1} + (E_{B1}/E_{A1})(Z_{A1} + xZ_{L1})]}{(2Z_1 + Z_0 + 3R_f) + \mathcal{M}[Z_{B1} + (1-x)Z_{L1}] - (E_{B1}/E_{A1})[2Z_1 + Z_0 + 3R_f - \mathcal{M}(Z_{A1} + xZ_{L1})]} \quad (6-30)$$

Con :

$$\mathcal{M} = 2C_1 + (Z_{L0}/Z_{L1})C_0 \quad (6-31)$$

y donde se ha considerado:

$$Z_1 = Z_2 \quad y \quad C_1 = C_2 \quad (6-32)$$

La expresión de **kf** es de la forma:

$$kf = \frac{A + (E_{B1}/E_{A1}) B}{C + (E_{B1}/E_{A1}) D} \quad (6-33)$$

Con:

$$A = 3[Z_{B1} + (1-x)Z_{L1}] \quad (6-34)$$

$$B = 3[(Z_{A1} + xZ_{L1})] \quad (6-35)$$

$$C = (2Z_1 + Z_0 + 3Rf) + \mathcal{M} [Z_{B1} + (1-x)Z_{L1}] \quad (6-36)$$

$$D = - [2Z_1 + Z_0 + 3Rf - \mathcal{M} (Z_{A1} + xZ_{L1})] \quad (6-37)$$

Esto permite analizar con bastante sencillez la variación de **kf** con la variación de las condiciones de carga. Si se fija la ubicación de la falla y la resistencia de falla, la magnitud variable de la ecuación (6-33) es el cociente entre las FEM de ambos extremos del sistema equivalente. Consideraremos dos casos:

- Módulo de (E_{B1}/E_{A1}) fijo, variando el ángulo
- Ángulo entre (E_{B1}/E_{A1}) fijo, variando el módulo

Es posible realizar el análisis recurriendo a las transformaciones en el campo complejo. Para ello se puede realizar el cociente de polinomios complejos de la expresión (6-33), de modo que quede una constante más un resto:

$$kf = G + \frac{H}{J(E_{B1}/E_{A1}) + N} \quad (6-38)$$

Con:

$$G = B/D \quad (6-39)$$

$$H = (DA - BC)/D \quad (6-40)$$

$$J = D \quad (6-41)$$

$$N = C \quad (6-42)$$

a) Módulo de (E_{B1}/E_{A1}) fijo, variando el ángulo

Se trata de una circunferencia con centro en el origen. Luego **J** la expande y **N** le produce una traslación, dando por resultado una circunferencia no pasante por el origen. La inversión de una circunferencia no pasante por el origen, es otra circunferencia que tampoco pasa por el origen. Al multiplicar esa circunferencia por

H la misma se expande o contrae y se rota, pero sigue siendo una circunferencia, la que finalmente se traslada en **G**.

b) Ángulo entre (E_{B1}/E_{A1}) fijo, variando el módulo

Es una recta pasante por el origen. Luego **J** la rota y **N** le produce una traslación, dando por resultado una recta no pasante por el origen. La inversión de una recta no pasante por el origen, es una circunferencia que pasa por el origen.

Al multiplicar esa circunferencia por **H** la misma se expande o contrae y se rota, pero sigue siendo una circunferencia, la que finalmente se traslada en **G**, de modo que finalmente será una circunferencia no pasante por el origen.

Obsérvese que son dos familias de circunferencias, que, dados los parámetros del sistema, la resistencia de falla y la ubicación de la falla, permiten conocer los valores de **kf** en función de las condiciones de la carga que transporta la línea.

Con el método analítico se pueden conocer la ubicación del centro de cada circunferencia y el radio de cada circunferencia. No obstante, sabiendo que se trata de circunferencias, es más sencillo calcular tres puntos particulares de cada una de ellas y hacer pasar la representación por esos tres puntos.

En la práctica hay solamente un caso de esas dos familias de circunferencias en que el radio resulta infinito, es decir, en el que la circunferencia es una recta. Cuando el argumento de **J** (E_{B1}/E_{A1}) es igual al argumento de **N** la traslación de la recta del caso b) mantiene a la recta pasante por el origen; como la inversión de una recta pasante por el origen es otra recta pasante por el origen, el resultado de todas las transformaciones es otra recta.

Si se observan atentamente las ecuaciones (6-36) y (6-37) se puede ver que los argumentos de **J** y **N** son prácticamente iguales en todos los casos (salvo en el caso de una resistencia de falla extremadamente alta), de modo que el resultado es una recta cuando (E_{B1}/E_{A1}) tiene un ángulo de 0° , lo cual significa que la línea no transporta carga activa.

A título de ejemplo, en la Fig. 6-7 se muestra un gráfico con los valores que adopta el factor **kf** en el caso de falla monofásica a tierra en una línea de 132kV, con los parámetros del sistema indicados en la misma figura. El gráfico está limitado a valores prácticos de la relación (E_{B1}/E_{A1}) .

Otro ejemplo está basado en el sistema de 500kV de la Fig. 4-46 del Capítulo 4. Los valores que adopta el factor **kf** en el caso de falla monofásica a tierra se muestran en la Fig. 6-8; para resistencia de falla de 10 ohms.

En la misma figura se muestran los respectivos valores de la Impedancia Aparente, según la ecuación (6-21).

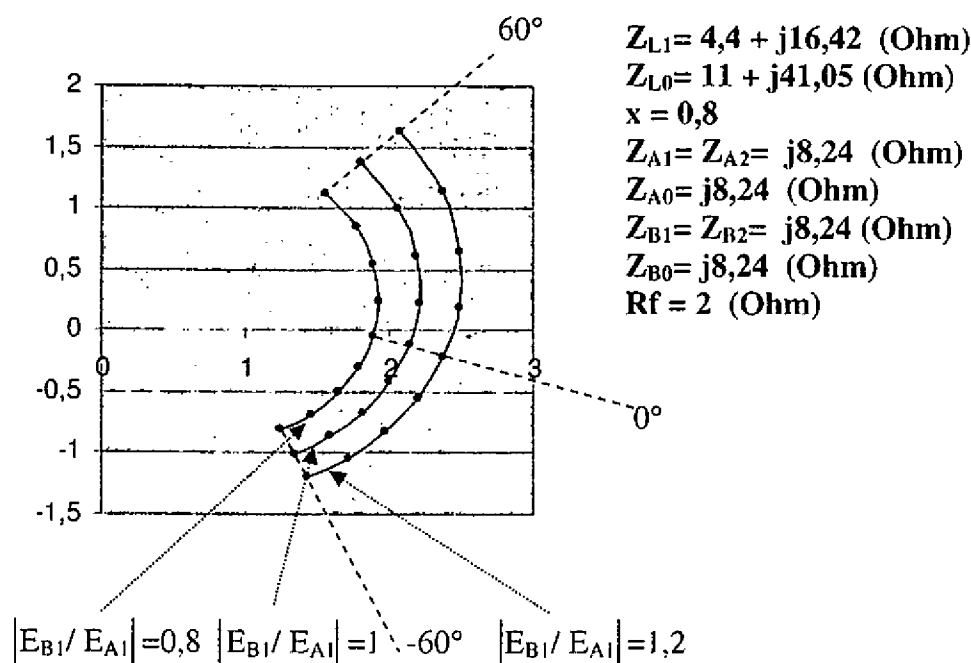


Fig. 6-7: Gráfico de valores de k_f para un ejemplo de falla fase a tierra en una línea de 132kV

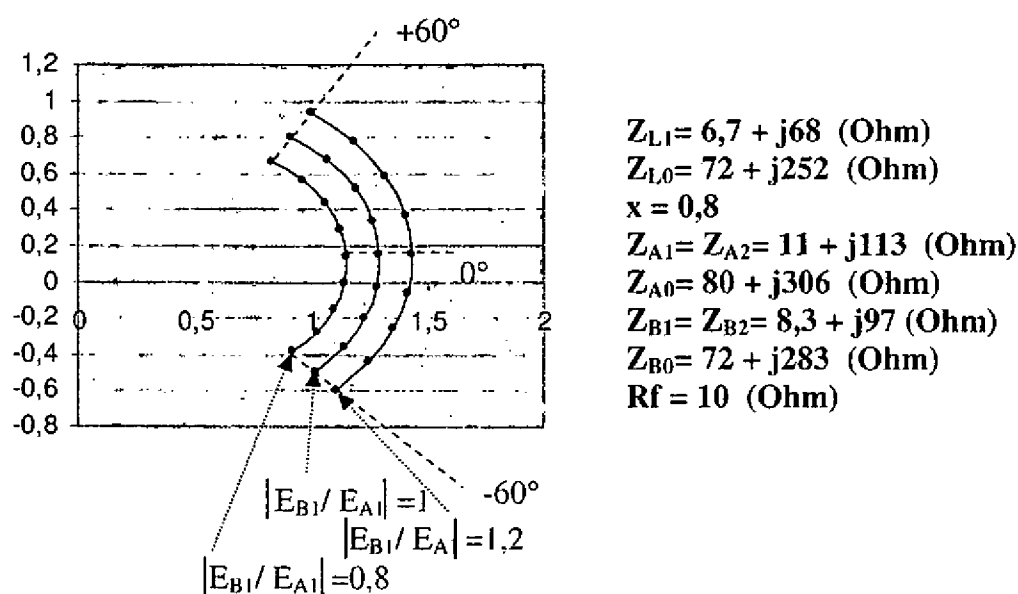


Fig. 6-8 (a): Gráfico de valores de k_f para un ejemplo de falla fase a tierra en una línea de 500kV

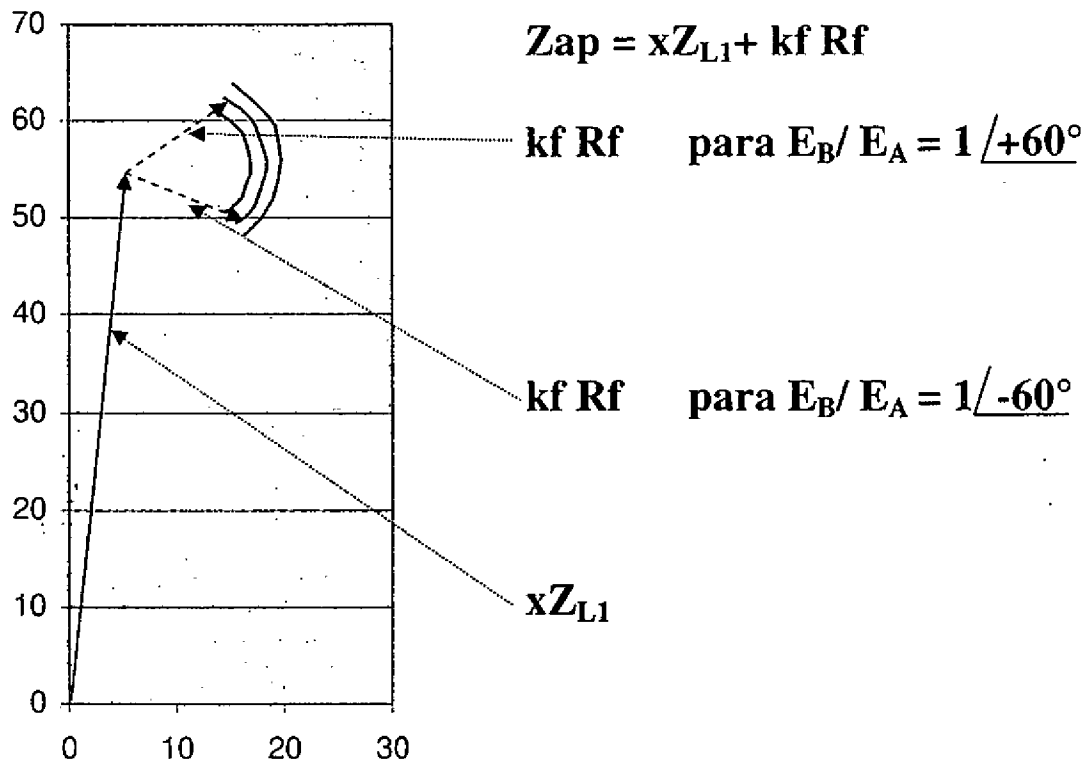


Fig. 6-8 (b): Gráfico de valores de la Impedancia Aparente para el ej. de la Fig. 6-8 (a)

En el caso de fallas entre dos fases el factor kf es:

$$kf = \frac{I_{1t}}{I_{CR} + 2C_1 I_{1t}} \quad (6-43)$$

I_{CR} es la corriente de carga por la fase R en la ubicación del relé:

$$I_{CR} = \frac{(E_{A1} - E_{B1})}{Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}} \quad (6-44)$$

La corriente de secuencia positiva que circula por la falla es :

$$I_{1t} = \frac{E_T}{Z_1 + Z_2 + R_f} \quad (6-45)$$

Además:

$$I_{1t} = -I_{2t} \quad (6-46)$$

Reemplazando en la ecuación (6-43) resulta:

$$k_f = \frac{[Z_{B1} + (1-x)Z_{L1} + (E_{B1}/E_{A1})(Z_{A1} + xZ_{L1})]}{(2Z_1 + R_f) + \mathcal{M}[Z_{B1} + (1-x)Z_{L1}] - (E_{B1}/E_{A1})[2Z_1 + R_f - \mathcal{M}(Z_{A1} + xZ_{L1})]} \quad (6-47)$$

Con :

$$\mathcal{M} = 2C_1 \quad (6-48)$$

y donde se ha considerado:

$$Z_1 = Z_2 \quad y \quad C_1 = C_2 \quad (6-49)$$

También en este caso la expresión de k_f es de la forma:

$$k_f = \frac{A + (E_{B1}/E_{A1}) B}{C + (E_{B1}/E_{A1}) D} \quad (6-50)$$

Con:

$$A = [Z_{B1} + (1-x)Z_{L1}] \quad (6-51)$$

$$B = [(Z_{A1} + xZ_{L1})] \quad (6-52)$$

$$C = (2Z_1 + R_f) + \mathcal{M}[Z_{B1} + (1-x)Z_{L1}] \quad (6-53)$$

$$D = - [2Z_1 + R_f - \mathcal{M}(Z_{A1} + xZ_{L1})] \quad (6-54)$$

De modo que todas las consideraciones hechas para las falla monofásicas a tierra son válidas en este caso, aunque en la práctica la resistencia de falla en las fallas entre dos fases es más previsible y nunca de tan grandes valores como en el caso de las anteriores.

Para completar la idea, pero sin mayor significado práctico, veamos la falla trifásica.

$$kf = \frac{I_{1t}}{I_{CR} + C_1 I_{1t}} \quad (6-55)$$

I_{CR} es la corriente de carga por la fase R en la ubicación del relé:

$$I_{CR} = \frac{(E_{A1} - E_{B1})}{Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}} \quad (6-56)$$

La corriente de secuencia positiva que circula por la falla es :

$$I_{1t} = \frac{E_T}{Z_1 + R_f} \quad (6-57)$$

Reemplazando en la ecuación (6-55) resulta:

$$kf = \frac{[Z_{B1} + (1-x)Z_{L1} + (E_{B1}/E_{A1})(Z_{A1} + xZ_{L1})]}{(Z_1 + R_f) + \mathcal{M}[Z_{B1} + (1-x)Z_{L1}] - (E_{B1}/E_{A1})[Z_1 + R_f - \mathcal{M}(Z_{A1} + xZ_{L1})]} \quad (6-58)$$

Con :

$$\mathcal{M} = C_1 \quad (6-59)$$

También en este caso la expresión de kf es de la forma:

$$kf = \frac{A + (E_{B1}/E_{A1}) B}{C + (E_{B1}/E_{A1}) D} \quad (6-60)$$

Con:

$$A = [Z_{B1} + (1-x)Z_{L1}] \quad (6-61)$$

$$B = [(Z_{A1} + xZ_{L1})] \quad (6-62)$$

$$C = (Z_1 + R_f) + \mathcal{M} [Z_{B1} + (1-x)Z_{L1}] \quad (6-63)$$

$$D = - [Z_1 + R_f - \mathcal{M} (Z_{A1} + xZ_{L1})] \quad (6-64)$$

6.5.2.2. Conclusiones

El error en la medición de la Impedancia Aparente que puede tener un Relé de Distancia puede ser muy significativo. El error más grave no es el que corresponde al eje de resistencias, sino el que corresponde al eje de reactancia, ya que puede significar sobrealcance o subalcance, según el sentido del flujo de energía previo a la falla.

Los especialistas que deban adoptar características de Relés de Distancia y/o que deban realizar los cálculos de regulación, deben prestar especial atención a este problema. Las condiciones que requieren mayores detalles en el análisis son distintas combinaciones de los siguientes factores:

- Potencia de cortocircuito desde la fuente hacia adelante del relé muy importante (Z_B de bajo valor).
- Potencia de cortocircuito a espaldas del relé relativamente baja (Z_A de elevado valor).
- Ángulo de transmisión elevado (gran transferencia de carga activa por la línea).
- Posibilidad de alta resistencia de falla.
- Relación Resistencia de Falla / Impedancia de la línea protegida elevada (aplicación en líneas cortas).
- Potencia activa saliente desde el relé hacia el extremo remoto (tendencia al sobrealcance).
- Potencia activa entrante desde el extremo remoto hacia el relé (tendencia al subalcance). Esta condición es más grave en la protección de líneas cortas.

Las formulaciones del factor **kf** que hemos presentado pueden resultar de mucha utilidad para saber cual es la tendencia y lo que se puede esperar en función de los distintos parámetros en juego. Los modernos programas de computación que existen en la actualidad pueden dar una respuesta más precisa. Pero no es aconsejable recurrir a esos programas sin un dominio de la formulación analítica, ya que de otro modo los resultados pueden estar falseados por errores cometidos al introducir los datos y dichos resultados falsos no ser captados adecuadamente.

6.5.3. Alimentación intermedia a la falla

6.5.3.1. Formulación del problema

En este punto se presenta el problema de los errores que presenta la Protección de Distancia desde su Zona 2 en adelante, debido a la alimentación a las fallas desde las barras intermedias. No debe confundirse este problema con el que presentan ciertas configuraciones especiales, tales como líneas multiterminal, líneas en derivación o transformadores conectados en derivación, que si bien tiene un enfoque analítico similar al caso de este punto, afecta también a la Zona 1 y será tratado en un punto posterior.

El escalonamiento de las Zonas descrito en el punto 4.11 del Capítulo 4 no es más que una simplificación, en lo que se refiere al alcance de las Zonas 2 y 3. En efecto, el alcance de dichas Zonas está notablemente afectado por las alimentaciones intermedias en las barras que siguen a la barra de la Estación en la que esté ubicado el relé. Es bastante conocido el efecto de las alimentaciones intermedias activas; es decir, cuando a la barra acceden líneas distintas a la que está dedicada la protección analizada y que conducen potencia desde el sistema hacia la barra. Suele ser menos conocido el efecto de las alimentaciones de corriente de secuencia cero intermedias.

En la Fig. 6-9 se puede observar un caso de alimentación intermedia activa. En la Fig. 6-10 se muestra un caso de alimentación intermedia de corriente de secuencia cero. Aunque ambos casos se exponen por separado, lo normal es que en una red existan combinaciones de los mismos.

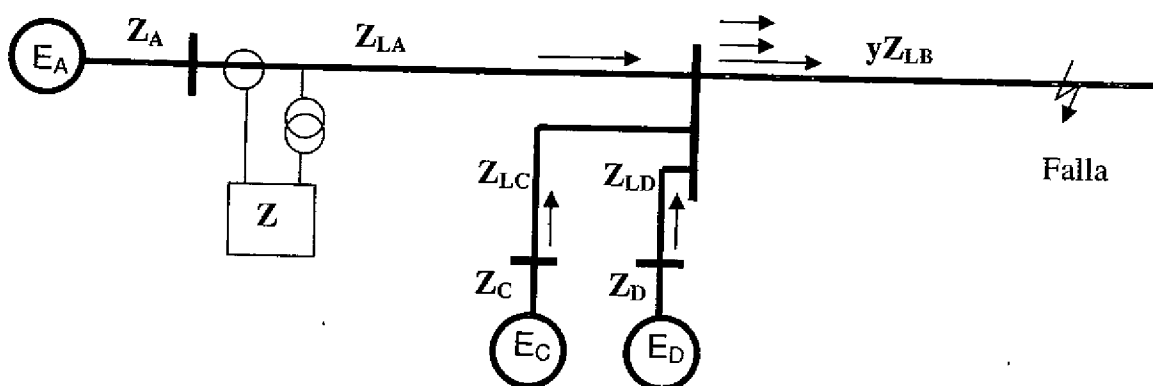


Fig. 6-9: Alimentación intermedia activa

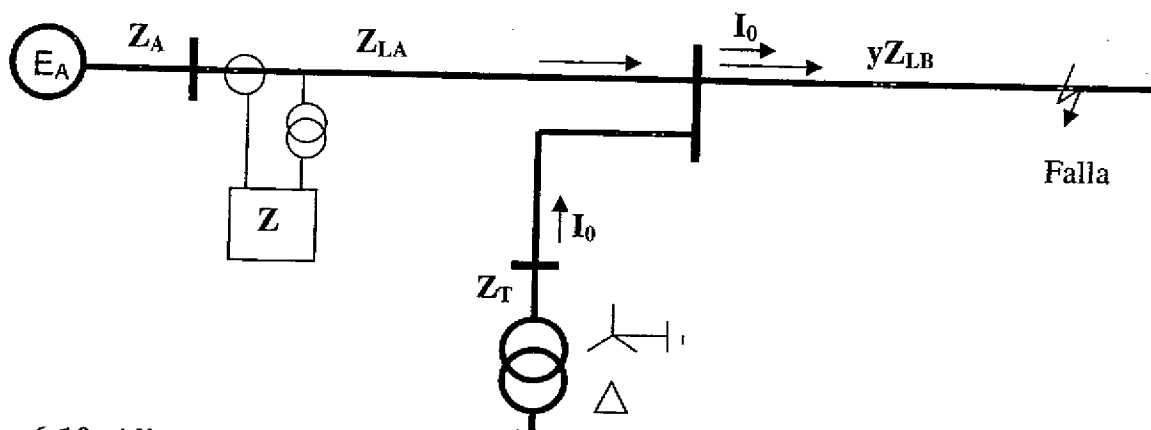


Fig. 6-10: Alimentación intermedia de secuencia cero

La idea del error surge de inmediato si se considera que por la ubicación del relé circula solamente parte de la corriente que produce caídas de tensión hasta la falla. En efecto, desde la barra remota hasta la falla hay una corriente que produce una caída de tensión adicional y que no puede ser detectada por el relé, por lo que da por resultado un error en la medición de la Impedancia Aparente.

Salvo en casos muy particulares, conocidos por "outfeed", el error implica un subalcance del relé; es decir, el relé mide una Impedancia Aparente superior a la que realmente mediría si no estuviesen las alimentaciones intermedias.

En lo que sigue se presenta la formulación analítica del problema.

6.5.3.2. Falla trifásica

La falla trifásica es la que menos dificultad de análisis presenta, debido a que interviene solamente la red de secuencia positiva. En la Fig. 6-11 se observa dicha red, con una sola alimentación intermedia entre la ubicación del relé y la falla. La generalización a más de una alimentación intermedia es sumamente sencilla.

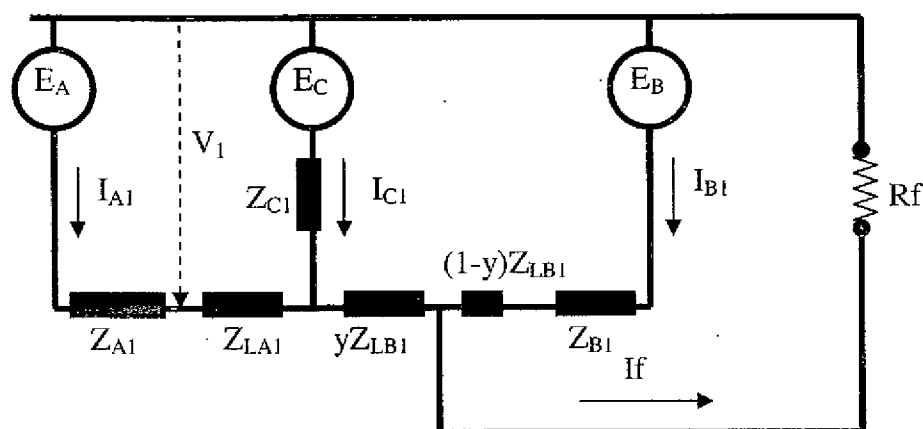


Fig. 6-11: Red de secuencia positiva para el estudio de la falla trifásica

La tensión de la fase R en la ubicación el relé es:

$$V_{RE} = Z_{LA1} \cdot I_{RA1} + y Z_{LB1} \cdot (I_{RA1} + I_{RC1}) + I_f \cdot R_f \quad (6-65)$$

Entonces:

$$\frac{V_{RE}}{I_{RA1}} = Z_{LA1} + y Z_{LB1} \frac{(I_{RA1} + I_{RC1})}{I_{RA1}} + \frac{I_f}{I_{RA1}} R_f \quad (6-66)$$

Véase que con toda claridad aparece el factor que amplifica la impedancia entre la barra remota y la falla. Cuanto mayor es la corriente intermedia aportada por la rama *c* mayor es la distorsión a esa impedancia. También aumenta el factor de amplificación que afecta a la resistencia de falla.

6.5.3.3. Falla entre dos fases

El planteo para una falla entre dos fases (Fig. 6-12) da por resultado lo siguiente:

$$\frac{V_{ST}}{I_{SA} - I_{TA}} = Z_{LA1} + y Z_{LB1} \frac{(I_{SA} - I_{TA}) + (I_{SC} - I_{TC})}{(I_{SA} - I_{TA})} + \frac{I_f}{(I_{SA} - I_{TA})} R_f \quad (6-67)$$

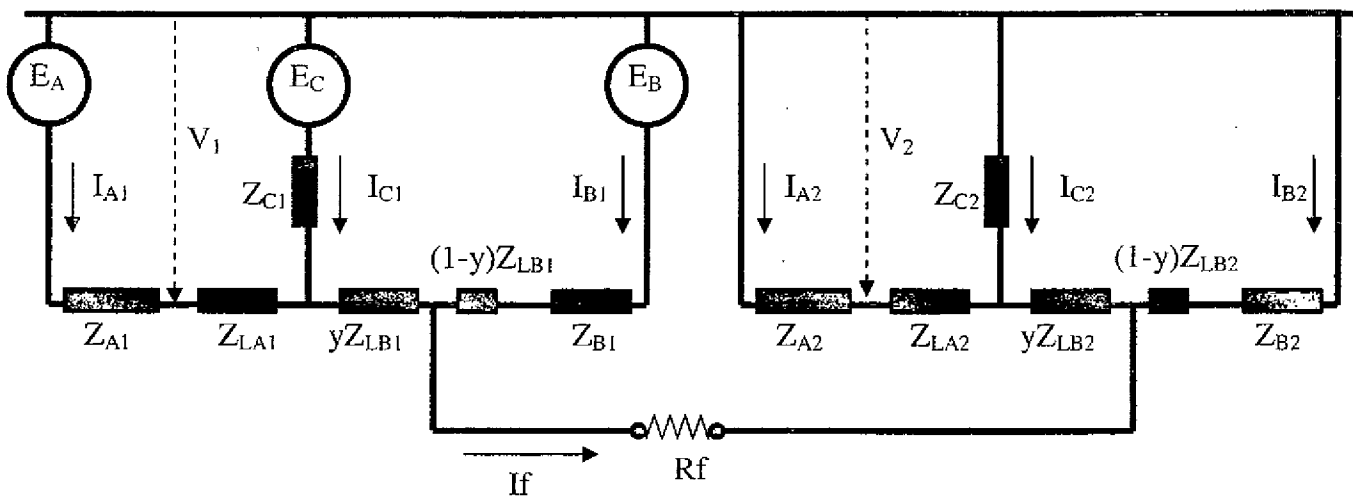


Fig. 6-12: Redes de secuencia para el estudio de la falla bifásica

En realidad las conclusiones son similares al caso de la falla trifásica, ya que no hay influencia de la red de secuencia cero.

6.5.3.4. Falla fase a tierra

Resolviendo para la falla fase a tierra (Fig. 6-13), resulta:

$$\frac{V_{RE}}{I_{RA} + k_0 I_{A0}} = Z_{LA1} + y Z_{LB1} \frac{(I_{RA} + k_0 I_{A0}) + (I_{RC} + k_0 I_{C0})}{(I_{RA} + k_0 I_{A0})} + \frac{I_f}{(I_{RA} + k_0 I_{A0})} R_f \quad (6-68)$$

Tampoco en este caso las conclusiones difieren conceptualmente de las anteriores.

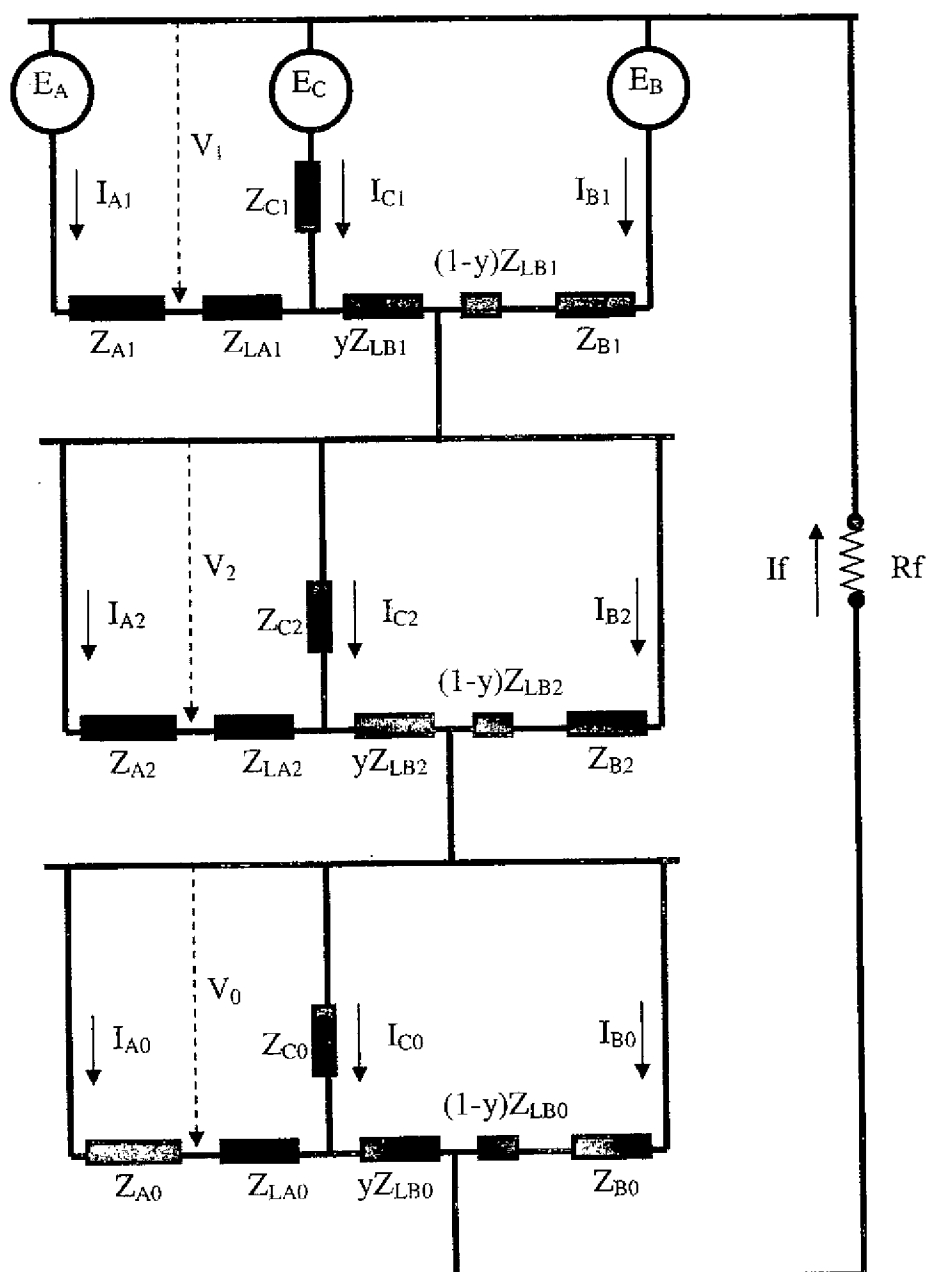


Fig. 6-13: Redes de secuencia para el estudio de la falla fase a tierra

6.5.3.5. Falla fase a tierra con alimentación intermedia sólo de corriente de secuencia cero

En este caso las redes de secuencia a considerar son las de la Fig. 6-14. Obsérvese que esta alimentación intermedia aparece en todos los casos en los que en la barra remota hay un transformador del tipo del mostrado en el esquema unifilar de la figura, aunque también debe considerarse el aporte de las líneas que, aunque no

tengan generación, vinculan a transformadores instalados en otras barras (Fig. 6-15). Este aporte de corriente de secuencia cero de transformadores remotos, solamente puede ser significativo en la práctica si la línea de vinculación es muy corta.

$$\frac{V_{RE}}{I_{RA} + k_0 I_{A0}} = Z_{LA1} + y Z_{LB1} \frac{(I_{RA} + k_0 I_{A0}) + I_{C0} (1 + k_0)}{(I_{RA} + k_0 I_{A0})} + \frac{I_f}{(I_{RA} + k_0 I_{A0})} R_f \quad (6-69)$$

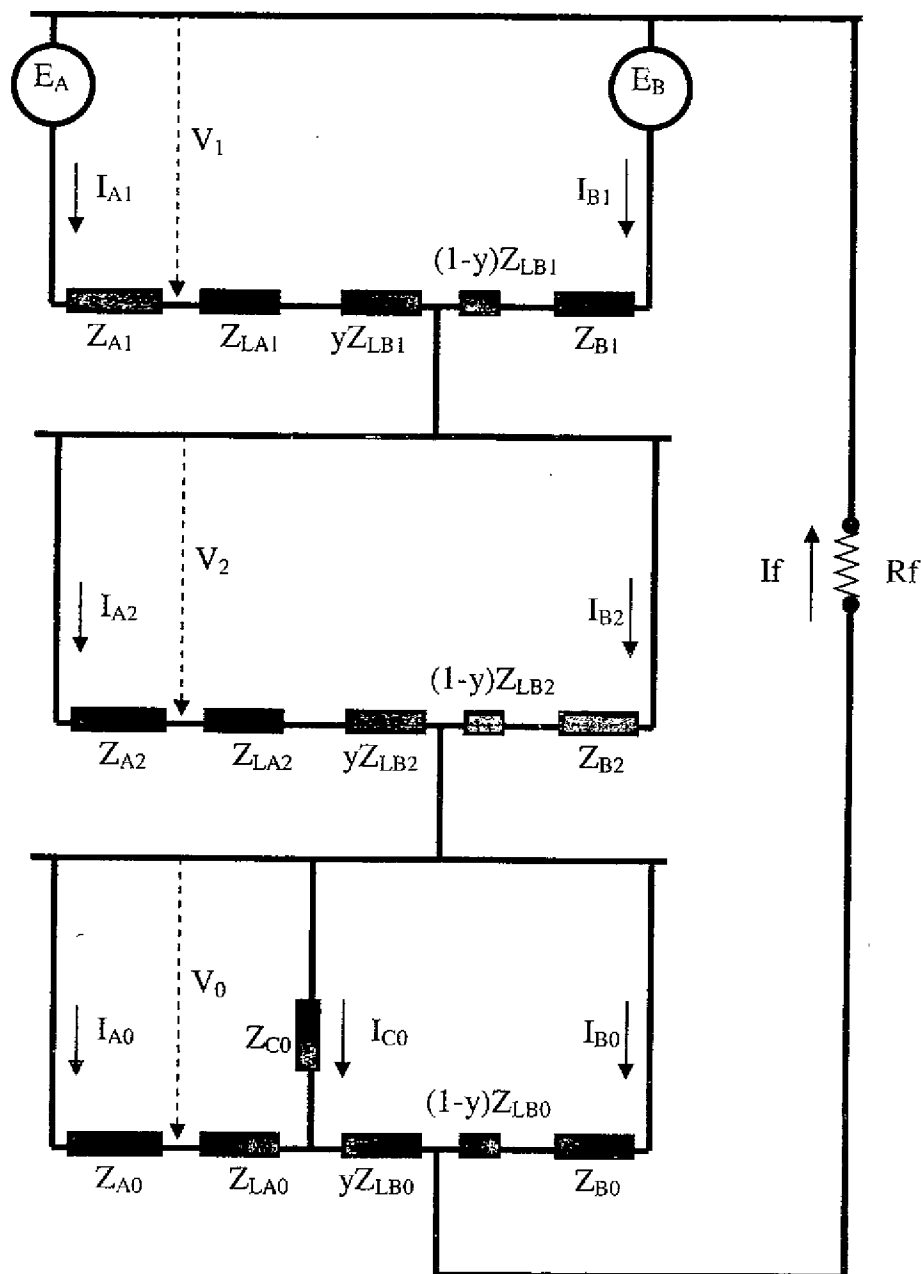


Fig. 6-14: Redes de secuencia para el estudio de la falla fase a tierra con alimentación intermedia sólo de secuencia cero

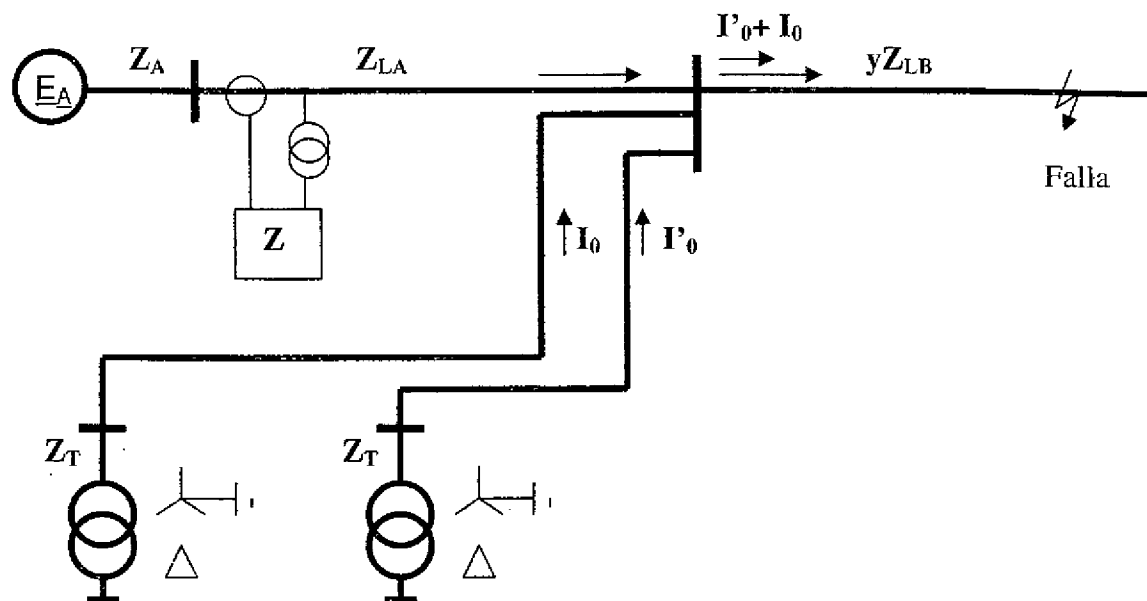


Fig. 6-15: Aporte de corriente de secuencia cero desde transformadores instalados en barras remotas

6.5.3.6. Efecto sobre otras Zonas

Aunque se ha expuesto el efecto de las alimentaciones intermedias sobre la Zona 2 de la Protección de Distancia, no es difícil inferir el efecto sobre la Zona 3 u otras Zonas en adelante.

En todos los casos, la impedancia de cada tramo queda afectada por un factor que es el cociente entre la suma de las corrientes que circulan por el tramo y la corriente alimentada al relé. Es claro que esas corrientes son las que correspondan al tipo de falla.

6.5.3.7. Conclusiones

El problema presentado es de gran importancia en la aplicación de la Protección de Distancia como Respaldo Remoto y no debe olvidarse que la Protección de Distancia y la Protección de Sobrecorriente, constituyen los únicos esquemas de zona no acotada, capaces de proveer ese tipo de respaldo. Además, es un criterio aceptado que la existencia de Respaldo Local de Circuito o de Respaldo Local de Estación no releva de la necesidad del Respaldo Remoto.

Por esa razón, debe prestarse especial atención al alcance de la Zona 2, la Zona 3 y posiblemente de una Zona 4, en el sentido de asegurar Respaldo Remoto de protecciones instaladas en otras Estaciones.

Esto no es nada sencillo cuando en las barras de las Estaciones cuyas protecciones deben ser respaldadas hay alimentaciones intermedias significativas.

6.5.4. Arranque de fases sanas

6.5.4.1. Formulación del problema

Así como los errores descritos en los puntos anteriores admiten una evaluación porcentual, los errores derivados de los arranques de fases sanas, cuando se producen, se pueden considerar absolutos. Es decir, resultan tan elevados que no pueden ser tomados en cuenta por las tolerancias del alcance de las Zonas.

Si se tiene en cuenta que un Relé de Distancia tiene seis Modos de Medición, el asunto consiste en determinar cual es la respuesta de cada Modo cuando se produce una falla distinta a la que está específicamente dedicado. Hemos visto que en todos los casos la respuesta es una impedancia medida mayor que la Impedancia Aparente medida por el Modo dedicado específicamente a la falla producida. Pero también resulta necesario saber en muchos casos cuanto mayor es aquella impedancia medida.

En efecto, se ha visto en el Capítulo 4 que hay Relés de Distancia que tienen una única Unidad de Medida, la cual es alimentada por las corrientes y tensiones que corresponden al tipo de falla producido en función de lo determinado por un Sistema de Arranque. Aunque el Sistema de Arranque tiene una identificación física en los relés analógicos, el concepto se extiende sin dificultad a aquellos relés digitales que realizan los cálculos numéricos solamente en el lazo de falla, el cual es seleccionado por el algoritmo de selección de fases falladas, que constituye precisamente el Sistema de Arranque.

El Sistema de Arranque puede estar constituido por elementos de Sobrecorriente (algoritmos de Sobrecorriente en los relés digitales), por elementos denominados de Subimpedancia o por elementos distanciométricos simples, combinados con un elemento de Sobrecorriente de Tierra (algoritmos respectivos con esas funciones en los relés digitales).

Si el arranque y selección de fases falladas es por sobrecorriente, es necesario asegurar que el umbral de accionamiento sea lo suficientemente sensible como para que efectivamente accionen las fases afectadas aún con las más altas resistencias de falla, pero que al mismo tiempo impida que accionen las fases no afectadas directamente por la falla, ya que la misma implica en la mayor parte de los casos variaciones de las corrientes en las otras fases. La forma de asegurar lo expuesto es realizar los cálculos simulando las condiciones más exigentes del sistema, tanto para fallas máximas como para fallas mínimas. Cualquier variación del sistema, como por ejemplo la puesta en servicio de nuevas unidades generadoras o la incorporación de nuevas líneas, exige verificar si se siguen cumpliendo las premisas o si hay que recalcular los umbrales de arranque.

El arranque y selección de fases por sobrecorriente no es práctico y muchas veces ni siquiera se puede aplicar en las Protecciones de Distancia de grandes redes de transmisión, en las que lo usual es el arranque y selección de fases mediante Elementos Distanciométricos simples, combinados con un elemento de Sobrecorriente de Tierra. Sin embargo, esta modalidad también requiere comprobaciones bastante elaboradas, basadas en los fundamentos analíticos que

expondremos, y a veces no tiene posibilidad de ser aplicada y debe recurrirse a relés con múltiples Unidades de Medida o, en el caso de relés digitales, cálculo simultáneo de los seis lazos posibles.

Para formular el problema hay que basarse en las expresiones de los Cuadros 4-2 a 4-5 del Capítulo 4, que, aunque están simplificadas por no tenerse en consideración la carga, son suficientemente ilustrativas. Pero antes de eso, debemos agregar que el problema no es solamente de selección de fases para la función descrita, sino que también se aplica para la selección de fases asociada al recierre automático unipolar. De ese modo, aunque se trate de relés de múltiples Unidades de Medida, hay que verificar en que forma se lleva a cabo la función asociada al recierre automático.

Los Elementos o Algoritmos de Arranque y Selección de Fases de tipo distanciométrico tienen características en el plano de impedancia como las mostradas en los ejemplos de la Fig. 6-16. En algunos casos forman parte de algunos de los límites de las Zonas de medición. El asunto consiste entonces en determinar si la impedancia medida mediante los Modos no específicamente dedicados a la falla en cuestión cae dentro de lo que denominamos Característica de Arranque.

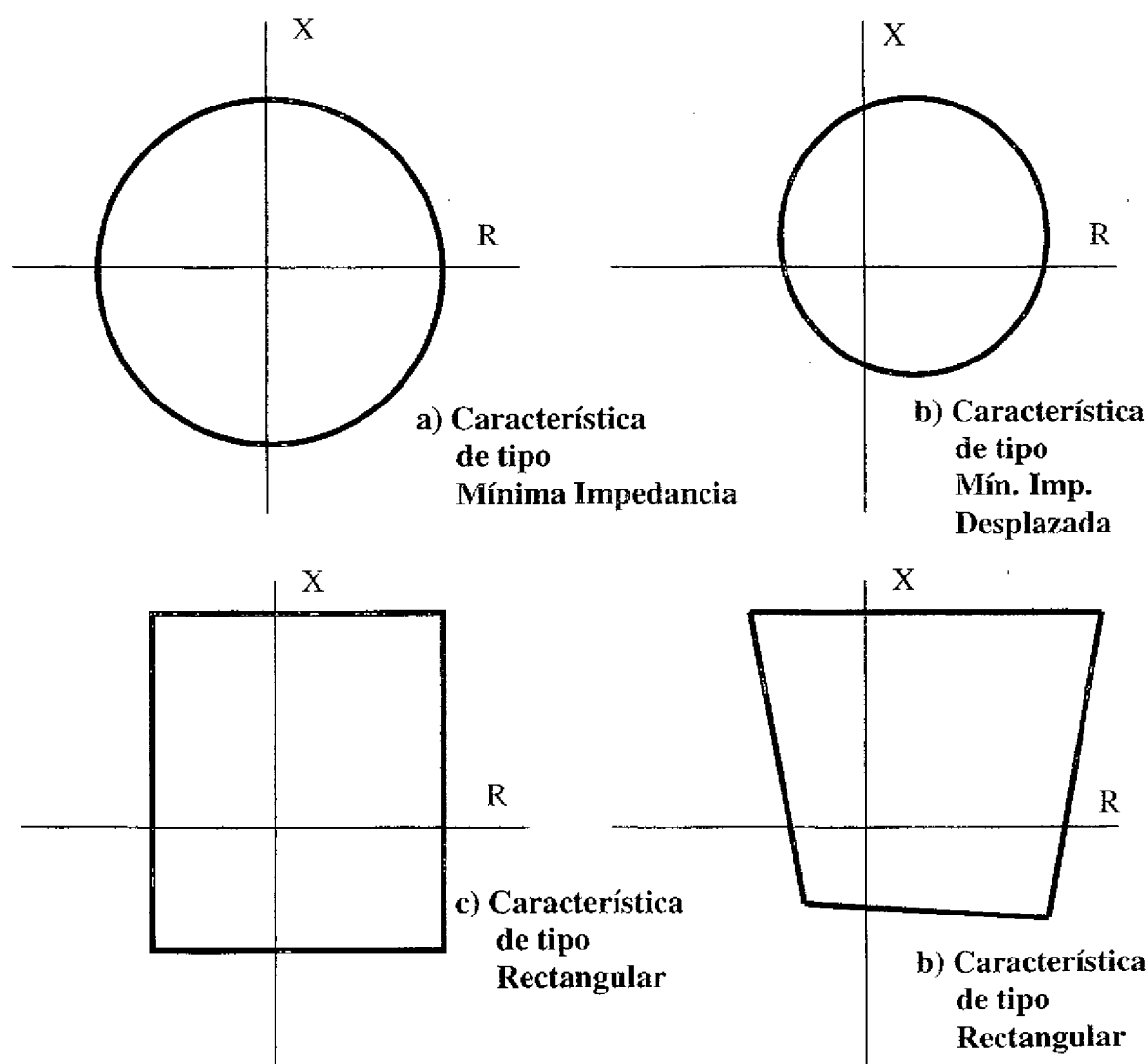
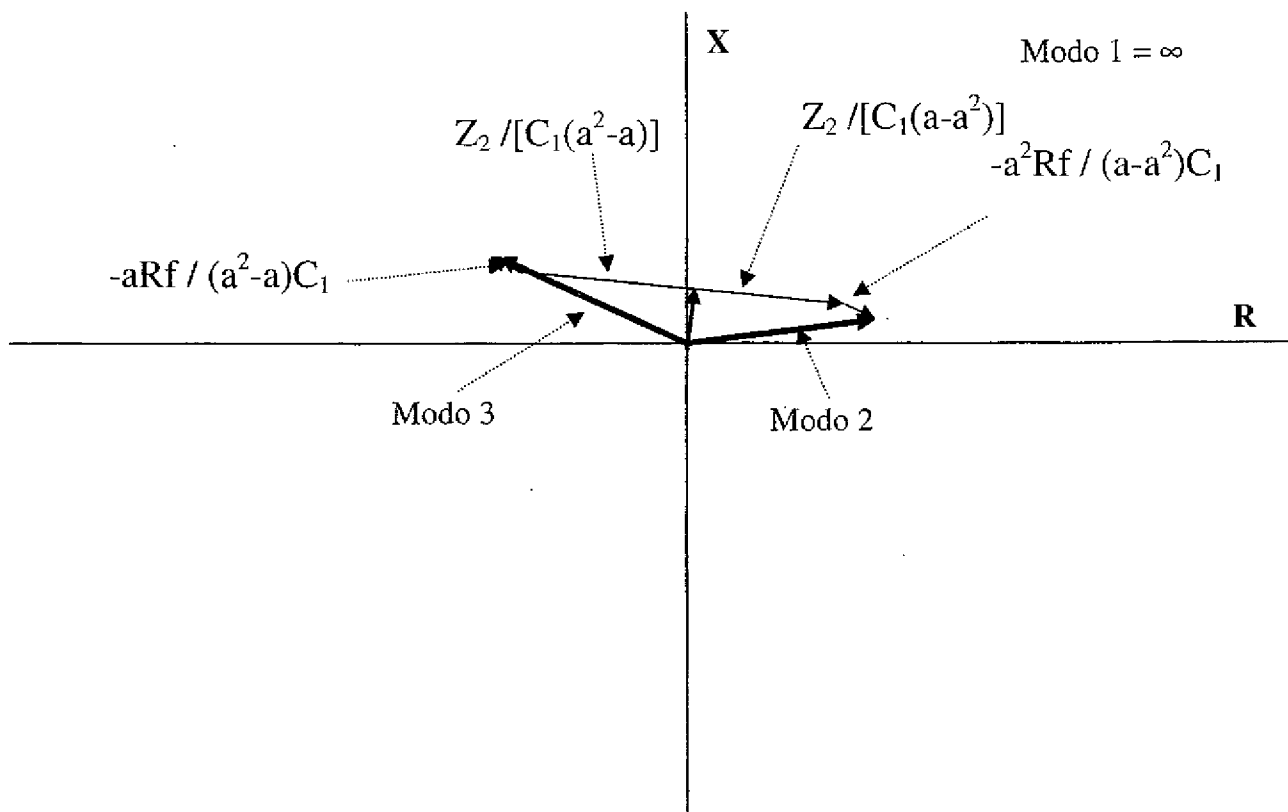


Fig. 6-16: Ejemplos de Características de Arranque y Selección de Fases

6.5.4.2. Respuestas de los Modos de Medición

Consideremos los Modos de Medición para fallas entre fases (Modos 4, 5 y 6). En los Cuadros 4-2 a 4-5 del Capítulo 4, puede verse las respuestas para distintos tipos de falla. En las Figuras 4-24 y 4-25 del mismo Capítulo 4 se pueden observar sendos gráficos generales que representan las respuestas de esos Modos en caso de fallas "S-T" y "R-E". Para completar la idea general, consideremos ahora los Modos de Medición para fallas fase a tierra (Modos 1, 2 y 3). En los mismos cuadros del Capítulo 4 puede verse la respuesta para distintos tipos de falla. En la Fig. 6-17 y en la Fig. 6-18 pueden observarse la representación gráfica de las respuestas de esos Modos frente a fallas "S-T" y "R-E".



$$Z_2 / C_1 = Z_A + xZ_{L1}$$

Fig. 6-17: Representación gráfica de la respuesta de los Modos de Medición 1, 2 y 3 frente a fallas S-T

Parámetros utilizados en el ejemplo de la Fig. 6-17:

$$xZ_{L1} = 5,36 + j54,4 \text{ (ohm)}$$

$$C_1 = C_2 = 0,397$$

$$Z_1 = Z_2 = 6,49 + j66,46 \text{ (ohm)}$$

$$R_f = 10 \text{ (ohm)}$$

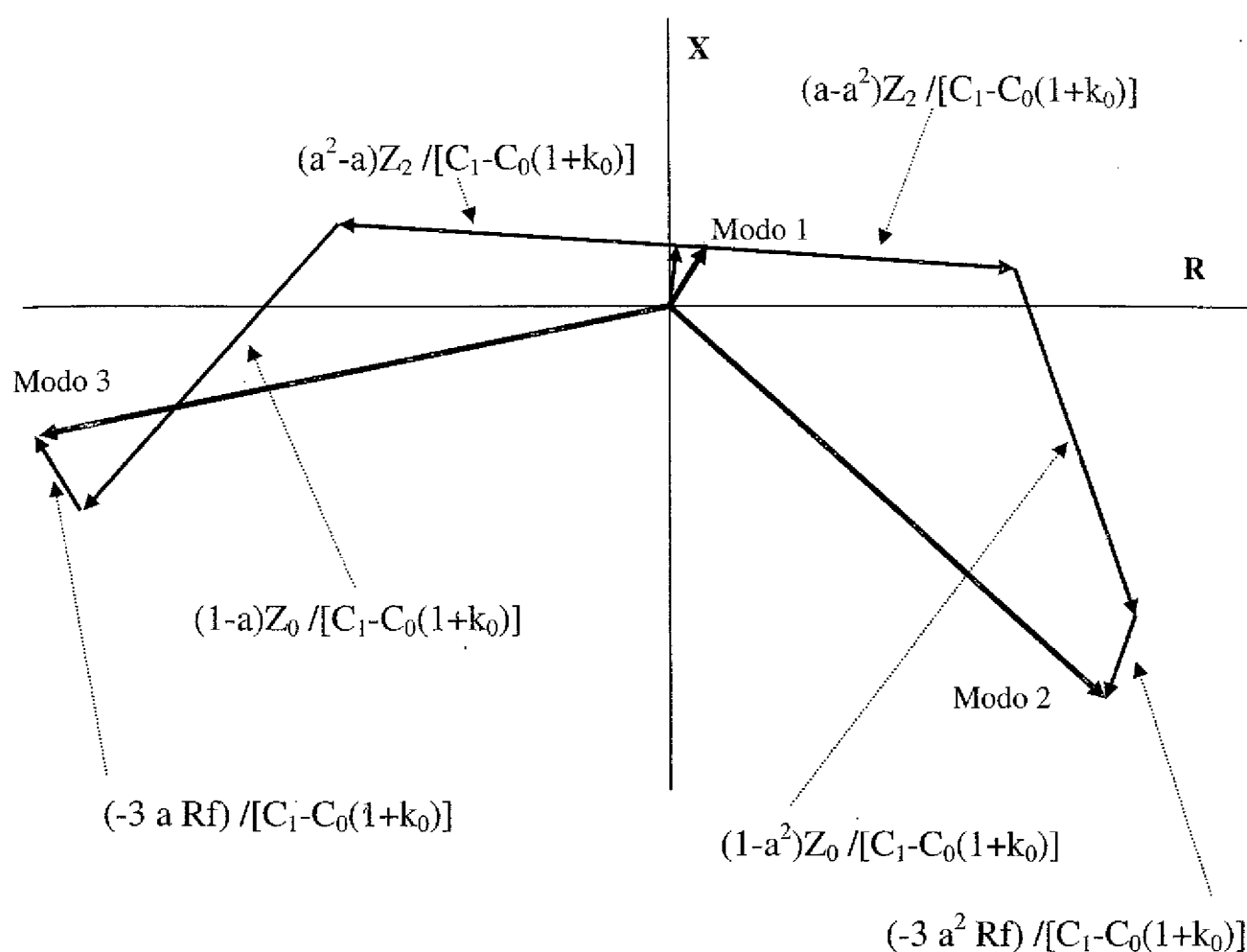


Fig. 6-18: Representación gráfica de la respuesta de los Modos de Medición 1, 2 y 3 frente a fallas R a Tierra

Parámetros utilizados en el ejemplo de la Fig. 6-18:

$$xZ_{L1} = 5,36 + j54,4 \quad (\text{ohm})$$

$$C_1 = C_2 = 0,397$$

$$C_0 = 0,246$$

$$Z_1 = Z_2 = 6,49 + j66,46 \quad (\text{ohm})$$

$$Z_0 = 16,48 + j75,42 \quad (\text{ohm})$$

$$(Z_{L0}/Z_{L1}) = 3,77 - j0,68 \cong 3,77$$

$$C_1 - C_0(Z_{L0}/Z_{L1}) = -0,53$$

$$2C_1 + C_0(Z_{L0}/Z_{L1}) = 1,724$$

$$R_f = 10 \quad (\text{ohm})$$

Es bastante sencillo verificar que las impedancias aparentes que determinan esos Modos de Medición en caso que la falla no es la que corresponde a la que está específicamente dedicado, siempre es mayor que la impedancia intercalada hasta la falla, pero que su valor depende en grado sumo de la Impedancia de Fuente Z_A (impedancia equivalente hacia atrás del relé). En efecto, cuanto menor es Z_A más se acercan las respectivas Impedancias Aparentes al origen de coordenadas.

En rigor, si se trata de una falla entre fases, las respuestas de los seis Modos de Medición tienen los siguientes tres términos:

- a) Un término que es la impedancia intercalada entre el relé y la falla
- b) Un término que es proporcional a la suma de la impedancia de fuente y la impedancia intercalada entre el relé y la falla, incluido un corrimiento de fase
- c) Un término que es proporcional a la resistencia de falla, incluido un corrimiento de fase

En el caso de falla fase a tierra, las respuestas del Modo 4 y del Modo 6 contienen los siguientes cuatro términos:

- d) Un término que es la impedancia intercalada entre el relé y la falla
- e) Un término que es proporcional a la suma de la impedancia de fuente y la impedancia intercalada entre el relé y la falla, incluido un corrimiento de fase
- f) Un término que es proporcional a la resistencia de falla, incluido un corrimiento de fase
- g) Un término que es proporcional a la Impedancia Total Equivalente de secuencia cero Z_0 e inversamente proporcional a C_1

También en el caso de falla fase a tierra, la respuesta del Modo 2 y del Modo 3 contiene los siguientes cuatro términos:

- h) Un término que es la impedancia intercalada entre el relé y la falla
- i) Un término que es proporcional a la resistencia de falla, incluido un corrimiento de fase
- j) Un término que es proporcional a la Impedancia Total Equivalente de secuencia negativa Z_2 (que a los fines prácticos se puede considerar igual a Z_1) e inversamente proporcional a $[C_1 - C_0(1+k_0)]$, incluido un corrimiento de fase
- k) Un término que es proporcional a la Impedancia Total Equivalente de secuencia cero Z_0 e inversamente proporcional a $[C_1 - C_0(1+k_0)]$, incluido un corrimiento de fase

Puede comprobarse fácilmente que el término g) decrece en la medida que menor sea la Impedancia Total Equivalente de secuencia cero y mayor sea la proporción de corriente de secuencia positiva que circule por el relé, en comparación con la aportada por el extremo remoto. Es claro que esto último ocurre cuando la impedancia de fuente es pequeña.

La influencia de los términos j) y k) es mucho más sutil, en tanto depende de la relación entre C_1 y C_0 . Teóricamente el denominador puede ser positivo o negativo,

pero es positivo solamente cuando la impedancia de fuente de secuencia cero por la rama en la que está ubicado el relé es muy elevada, lo que significa que la proporción de la corriente de secuencia cero que circula por la ubicación del relé es muy baja. Dado que los casos críticos de arranque de fase sana se producen para fallas cercanas a la ubicación del relé, para que eso suceda la impedancia de fuente de secuencia cero hacia atrás del relé debería ser muy elevada. Por ejemplo, para $k_0 = 2,5$, el valor del denominador es positivo para valores de C_0/C_1 inferiores a 0,28. A los fines prácticos esto no ocurre cuando hay puestas a tierra del sistema eléctricamente cercanas a la ubicación del relé. En caso de existir tales puestas a tierra, C_0 tiene un valor que se acerca a la unidad y el valor absoluto del denominador se acerca a su máximo posible.

En conclusión, las Impedancias Aparentes que miden los Modos de Medición no específicamente dedicados a la falla producida son tanto menores cuanto menores sean las impedancias de fuente de secuencias positiva y cero.

En el punto 4.14.4 del Capítulo 4 se presentó un ejemplo de un sistema de 500kV que es útil también como ejemplo para el análisis de la respuesta de los distintos Modos de Medición. En este caso consideraremos el Relé de Distancia ubicado en la Estación "A" para la protección de la línea entre esta Estación y la Estación "B".

Se supone una falla en la línea, muy cercana a la Estación "A", es decir, con x prácticamente cero. Se supone también resistencia de falla nula y carga despreciable. La Impedancias Aparentes medidas por los seis Modos de Medición en caso de falla R-E y falla S-T están graficadas en la Fig. 6-19, en la que están todos los datos usados para el cálculo.

Aunque una resistencia de falla no nula y la carga transmitida por la línea modifican algo estos resultados, a los fines del ejemplo las simplificaciones son aceptables.

6.5.4.3. Limitaciones a las características para arranque y selección de fases

La correcta selección de las características de los Relés de Distancia para arranque y selección de fases hay que dividirla en dos partes:

- a) Selección de fases para los Relés de Distancia de única Unidad de Medida
- b) Selección de fases para recierre automático unipolar o bipolar

6.5.4.3.1. Relés de Distancia con única Unidad de Medida

Los Relés de Distancia con única Unidad de Medida necesitan un sistema que seleccione correctamente la fase o fases falladas, para realizar las conmutaciones de corrientes y tensiones que deban aplicarse a la única Unidad de Medida.

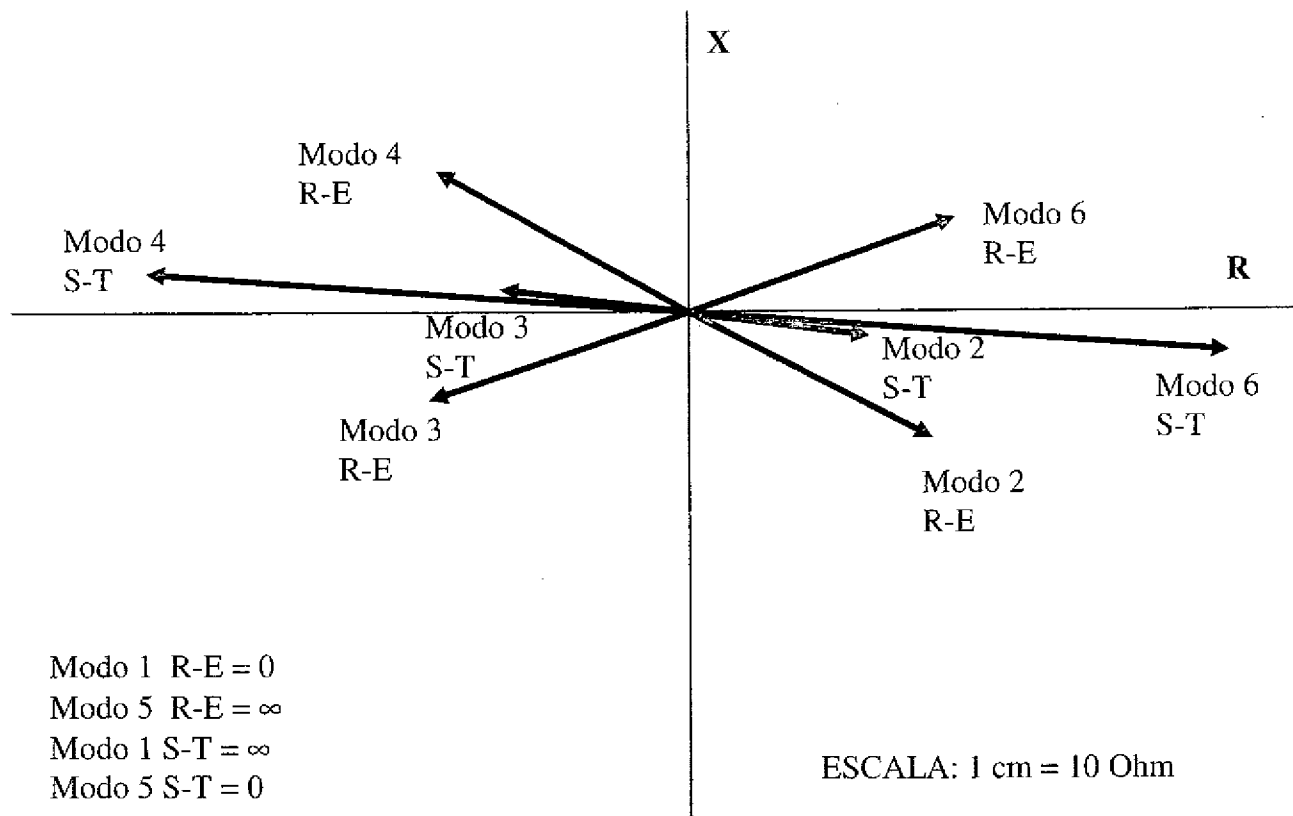


Fig. 6-19: Representación gráfica de la respuesta de los Modos de Medición 1, 2, 3, 4, 5 y 6 frente a fallas R a Tierra y fallas entre fases S y T, en caso de fallas muy cercanas y baja impedancia de fuente

Parámetros utilizados en el ejemplo de la Fig. 6-19:

$$xZ_{L1} = 0,00 + j0,00 \text{ (ohm)}$$

$$C_1 = C_2 = 0,84 ; C_0 = 0,93$$

$$Z_1 = Z_2 = 3,33 + j33,72 \text{ (ohm)}$$

$$Z_0 = 1,86 + j24,93 \text{ (ohm)}$$

$$(Z_{L0} / Z_{L1}) = 3,77 - j0,68 \cong 3,77$$

$$C_1 - C_0(Z_{L0} / Z_{L1}) = -2,66 ; 2C_1 + C_0(Z_{L0} / Z_{L1}) = 5,18$$

$$R_f = 0 \text{ (ohm)}$$

$$Z_{A1} = Z_{A2} = Z_1 / C_1 = Z_2 / C_2 = 4 + j40 \text{ (ohm)}$$

$$Z_{A0} = Z_0 / C_0 = 1,7 + j26,7 \text{ (ohm)}$$

Arranque por Sobrecorriente

Este tipo de selección solamente puede basarse en unidades de sobrecorriente en el caso de redes en la que las corrientes que circulan por la fase o fases en falla se diferencien netamente de las corrientes que circulen por las fases o fase no falladas, aún en las condiciones más exigentes de resistencia de falla y corriente de carga que circule por la línea. Por ello no es aplicable sino en ciertas redes de distribución en media tensión y algunos casos de líneas de subtransmisión, con bajos valores de impedancia de las líneas protegidas y relativamente fuertes alimentaciones a las fallas. Desde un punto de vista práctico, un criterio aceptado es que la más pequeña posible corriente de falla no debe ser menor que aproximadamente 1,3 veces la máxima corriente de carga y 1,5 veces la corriente nominal de los Transformadores de Corriente para la corriente de tierra. Es perfectamente claro, por otra parte, que un simple arranque por corriente de tierra no es suficiente, ya que para una correcta selección del lazo de falla la corriente de corto circuito debe ser lo suficientemente grande como para arranque también las unidades de sobrecorriente de la fase o fases afectadas. Si se dan esas condiciones, es claro que la combinación de los elementos de sobrecorriente de fase y el elemento de sobrecorriente de tierra que hayan accionado, determina el tipo de falla producido.

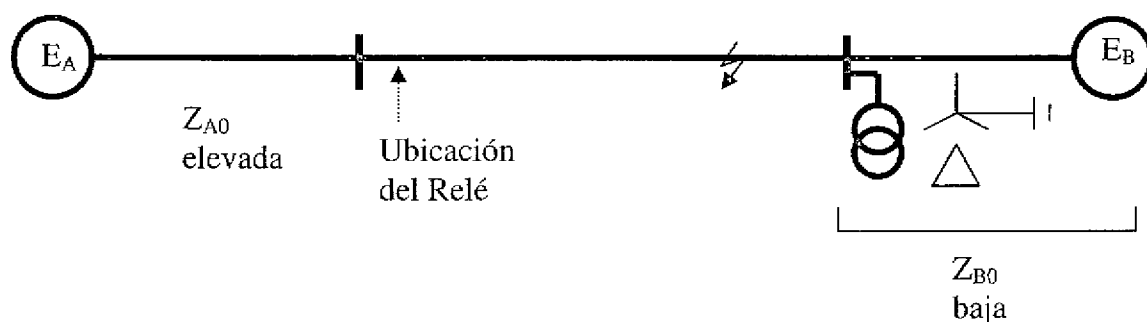
No obstante que los criterios prácticos enunciados son válidos, no siempre son suficientes. En efecto, en el caso de fallas a tierra las corrientes por las fases no afectadas directamente por la falla no dependen solamente de la carga, sino que también dependen de las puestas a tierra del sistema y de las impedancias homopolares hacia ambos lados de la falla, tal como se aprecia en la Fig. 6-20. Con impedancias homopolares elevadas desde atrás del relé hasta la falla, la contribución por las fases sanas en la ubicación del relé a la corriente de falla puede ser tan grande como para que se produzca el accionamiento de las tres unidades. Un caso extremo puede apreciarse en la Fig. 6-21.

En todo caso, el arranque por sobrecorriente requiere un muy cuidadoso análisis de las corrientes que alimentarán al relé, para todas las combinaciones de configuraciones del sistema, ubicaciones de las fallas, estados de carga y resistencias de fallas previstas.

Arranque por Subimpedancia

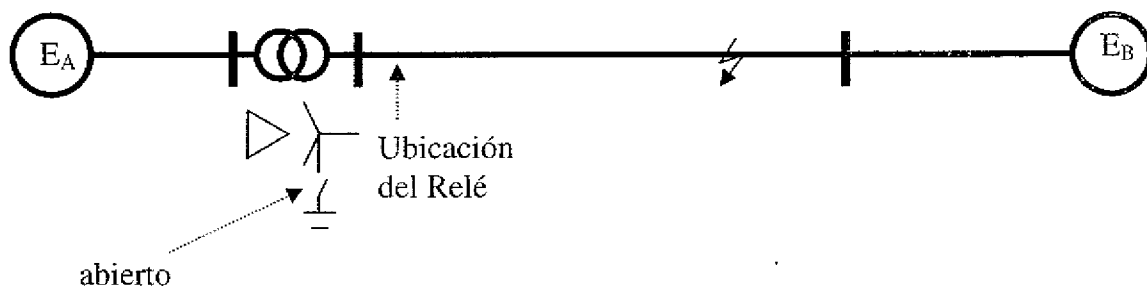
Veamos en primer lugar las razones generales por las cuales la corriente de falla de una línea puede ser demasiado pequeña como para que se pueda utilizar el criterio de sobrecorriente para el arranque:

- Alta impedancia de fuente
- Corriente de tierra limitada por resistencia o reactancia en la puesta a tierra del punto estrella del transformador
- Elevada resistencia de falla en casos críticos esperados
- Corriente de falla que se divide en caminos paralelos en el caso de redes malladas



Debido a la alta impedancia de secuencia cero del lado de la fuente hacia atrás del relé y la presencia de un transformador en el extremo de la línea protegida, el aporte de corriente de secuencia cero a la falla se realiza principalmente desde la barra remota. Con reparticiones distintas de corriente de secuencia cero y corrientes de secuencia positiva y negativa desde ambos extremos, la falla provoca corrientes en las fases no afectadas directamente por la falla. Esas corrientes son tanto mayores cuanto mayor es la diferencia de reparticiones mencionadas (diferencia de las constantes $C_1 = C_2$ y C_0).

Fig. 6-20: Ejemplo de puesta a tierra en la red que da lugar a corrientes importantes en las fases no afectadas directamente por la falla



Por la ubicación del relé no hay aporte de corriente de secuencia cero. Por lo tanto, en esa ubicación, para una falla R-E:

$$I_R = I_{A1} + I_{A2}$$

$$I_S = a I_{A1} + a^2 I_{A2}$$

$$I_T = a^2 I_{A1} + a I_{A2}$$

Fig. 6-21: Ejemplo de un caso extremo de aporte de corrientes a la falla por las fases no afectadas directamente por la misma

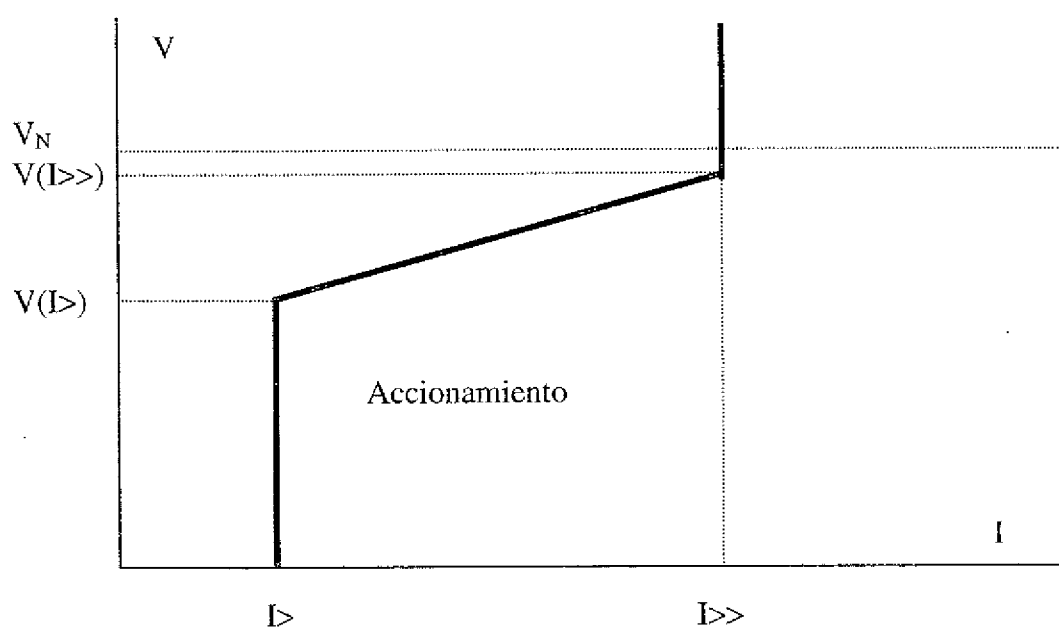


Fig. 6-22: Arranque por Subimpedancia

En tales casos, el monitoreo de la tensión en el lugar de la protección presenta un criterio adicional útil para el arranque, teniendo en cuenta que la misma depende de la impedancia de fuente y de la impedancia del lazo de falla.

En el caso conocido como Arranque por Subimpedancia, la tensión límite es controlada por la corriente, de modo que la sensibilidad del accionamiento se incrementa con el incremento de la corriente, tal como se muestra en la Fig. 6-22. Allí, $I_{>>}$ corresponde a un arranque solamente por sobrecorriente. Regulaciones típicas son las siguientes:

$$I_{>} = 0,5 I_N$$

$$I_{>>} = 2,5 I_N$$

$$V(I_{>}) = 0,7 V_N$$

$$V(I_{>>}) = V_N$$

En definitiva, el accionamiento de la unidad se produce toda vez que la corriente supera cierto nivel y la tensión está por debajo de valores dependientes de la corriente o cuando la corriente supera un nivel superior, independientemente del valor de la tensión. El umbral inferior de corriente impide que la unidad accione cuando la línea está fuera de servicio (cero tensión).

Arranque por Subimpedancia dependiente del ángulo

Dado que en las líneas aéreas el ángulo de la impedancia aparente que se presenta al relé durante las fallas es sustancialmente mayor que dicho ángulo bajo condiciones de carga, es posible introducir un criterio adicional de arranque basado en el ángulo entre tensión y corriente. Eso permite alcanzar una mayor sensibilidad del Arranque por Subimpedancia cuando el ángulo de cortocircuito medido está dentro de un rango regulable por encima del ángulo de la impedancia de carga, tal como se aprecia en la Fig. 6-23.

De ese modo se puede extender el alcance de la detección de fallas en el extremo de líneas largas e inclusive en líneas adyacentes, para las cuales las alimentaciones en la barra intermedia pueden causar un incremento de la impedancia medida.

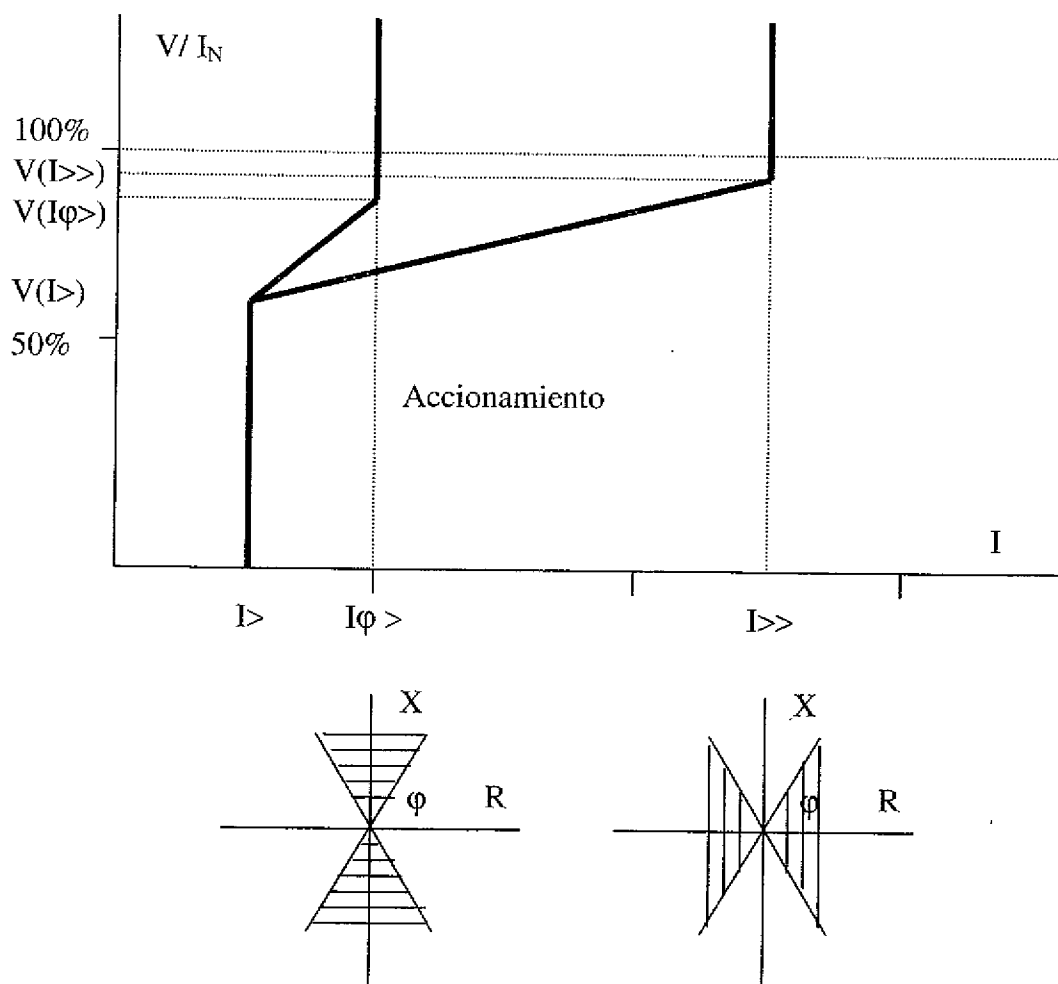


Fig. 6-23: Arranque por Subimpedancia dependiente del ángulo

Arranque por Impedancia

Una variante más flexible es aplicable en algunos casos de redes de transmisión de alta tensión, por ejemplo de 132kV, en la que la selección de fases se lleva a cabo por medio de unidades distanciométricas de característica muy simple,

complementadas por una unidad de sobrecorriente de tierra. Es usual que se trate de tres unidades distanciométricas con característica de Mínima Impedancia (circunferencia con centro en el origen), alimentadas con la siguiente lógica:

- 1- Normalmente las tres unidades distanciométricas están alimentadas con las corrientes y tensiones que corresponden a fallas entre fases
- 2- Si se produce una falla y la unidad de sobrecorriente de tierra no detecta falla a tierra, las tres unidades distanciométricas mantienen ese tipo de alimentación
- 3- Si se produce una falla y la unidad de sobrecorriente detecta falla a tierra, un sistema de conmutación conmuta a las corrientes y tensiones que corresponden a falla fase a tierra

Sin entrar en una descripción más detallada, es sencillo ver que las Impedancias Aparentes que midan las dos unidades distanciométricas no dedicadas específicamente a la falla que se ha producido, deben caer fuera de la característica de Mínima Impedancia, para que el sistema de selección de fases lleve a cabo la lógica correcta para alimentar adecuadamente a la Unidad de Medida. Eso significa que el radio de la circunferencia debe ser mayor que raíz de tres veces la impedancia de fuente de secuencia positiva, en caso de fallas entre fases:

$$\text{Radio} = \text{Alcance de la Característica de Arranque} \leq \sqrt{3} |Z_{A1}| \quad (6-70)$$

En la Fig. 6-24 se representa tal condición.

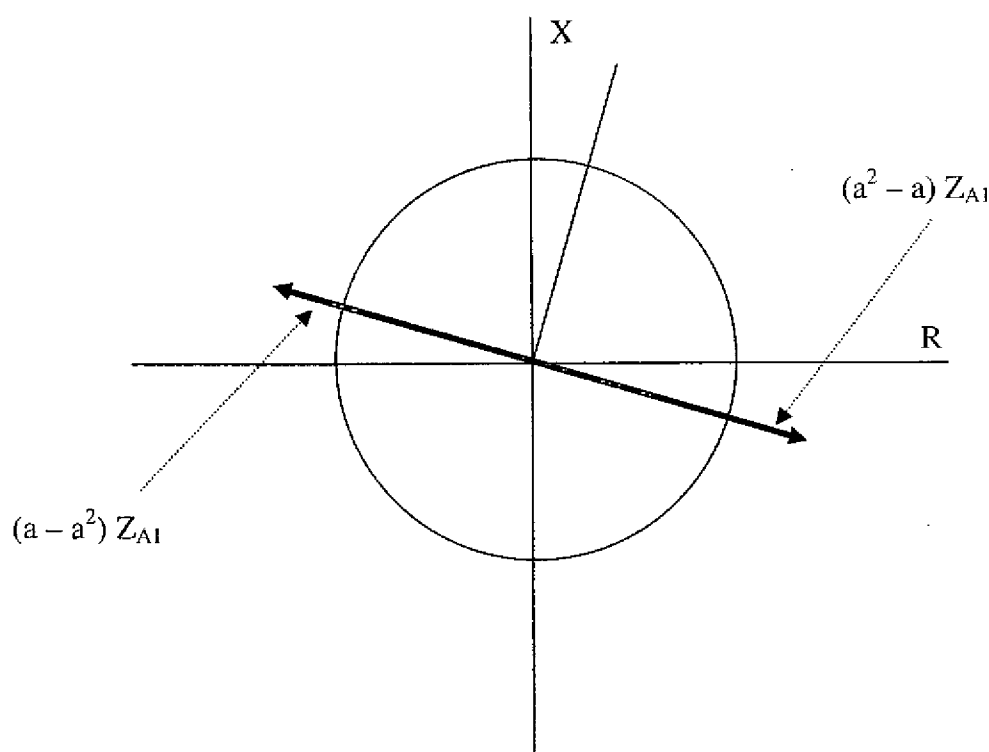


Fig. 6-24: Alcance máximo de una característica de Mínima Impedancia para arranque y selección de fases en un Relé de Distancia con una única Unidad de Medida - Fallas entre fases-

En el caso de las fallas fase a tierra la condición es:

$$\text{Radio} \leq \left| \frac{(a^2 - a) Z_1 + (1 - a^2) Z_0}{C_1 - C_0(1+k_0)} \right| \quad (6-71)$$

o

$$\text{Radio} \leq \left| \frac{3 Z_0}{C_1 - C_0(1+k_0)} \right| \quad (6-72)$$

el que resulte menor.

Esta condición tiene en cuenta que las fallas doble fase a tierra son medidas como fallas fase a tierra.

En todos los casos con Z_1 , Z_0 , C_1 y C_0 calculados para $x = 0$

En la Fig. 6-25 está representada esa condición.

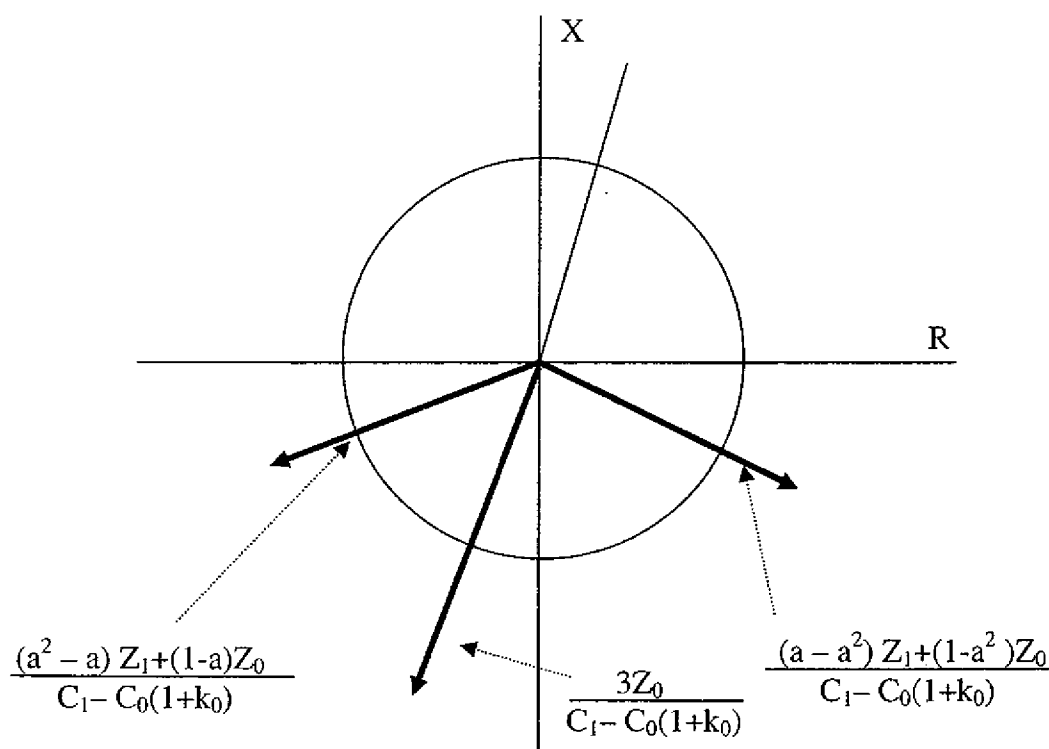


Fig. 6-25: Alcance máximo de una característica de Mínima Impedancia para arranque y selección de fases en un relé de con única Unidad de Medida – Fallas entre fase y tierra

Es evidente que la característica de Mínima Impedancia para las unidades de selección de fases no es adecuada cuando no se cumplen las condiciones enunciadas, pero además hay que tomar un margen de seguridad no menor al 10%, ya que la medición de impedancia de fases sanas adolece de varios de los errores

descriptos en puntos anteriores. Efectivamente, los errores por transitorios, por componente reactiva aparente por resistencia de falla, por no transposición de las líneas y por deformación de las ondas de corriente y tensión, además de los errores propios de aparato, son aplicables a este caso.

Cuando la característica de Mínima Impedancia no es aplicable, suele recurrirse a una característica desplazada, como se aprecia en la Fig. 6-26. Se mantiene el alcance hacia adelante, pero se reduce el cubrimiento en los cuatro cuadrantes.

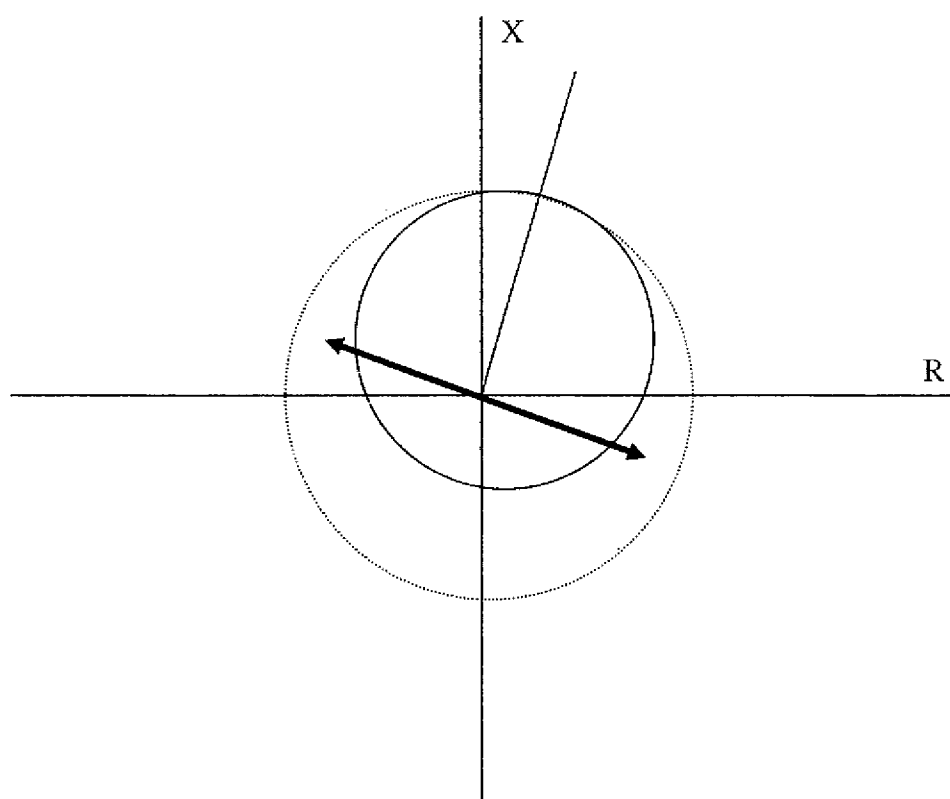


Fig. 26: Ejemplo de característica de Mínima Impedancia Desplazada para evitar el arranque de fases sanas

Si bien nos hemos referido a relés analógicos, en los que el principio de única Unidad de Medida y lógica de selección de fases ha tenido mucha aplicación con la tecnología electromecánica, dicho principio también se usa en algunos relés digitales, con un algoritmo de selección de fases y un algoritmo distanciométrico solamente en el lazo de falla detectado. Es perfectamente claro entonces que se deben tomar las mismas precauciones que han sido descriptas.

Debe observarse que si las unidades de arranque y selección de fases en los relés analógicos, o los algoritmos con esa función en los relés digitales, no son suficientemente simples, el sistema de única Unidad de Medida pierde sentido.

Cuando la impedancia de fuente es tan baja como para que no sean aplicables características de arranque y selección de fases realmente simples, o directamente no sea aplicable ninguna característica, lo correcto es recurrir a Relés de Distancia

de múltiples Unidades de Medida, o, en el caso de relés digitales, al procesamiento simultáneo de todos los lazos de falla.

6.5.4.3.2. Recierre automático con discriminación de fases

La función de Recierre Automático tiene distintas variantes, según la fase o fases en la que se produzca la primera apertura y el posterior recierre:

- Recierre Automático monofásico, aplicable sólo a fallas monofásicas
- Recierre Automático monofásico para fallas monofásicas y Recierre Automático bifásico para fallas entre dos fases
- Recierre Automático monofásico para fallas monofásicas y Recierre Automático trifásico para todos los demás tipos de falla
- Recierre Automático trifásico para todo tipo de falla
- Recierre Automático monofásico para fallas monofásicas, Recierre Automático bifásico para fallas entre dos fases y Recierre Automático trifásico para fallas trifásicas

Aunque estas variantes cubren todas las posibilidades, en realidad algunas de ellas son de uso poco frecuente.

El Recierre Automático exclusivamente monofásico es utilizado cuando la estabilidad del sistema queda comprometida al abrirse más de una fase de la línea en cuestión; esto es, cuando la cupla sincronizante del sistema depende totalmente o en buena medida de la línea. En este caso, la apertura de dos o las tres fases frente a una falla, haría que el recierre se produjese con un desplazamiento angular inaceptable.

Salvo en el caso de Recierre Automático trifásico para todo tipo de falla, la determinación de la fase o fases falladas es indispensable y esa función es llevada a cabo por la Protección de Distancia, cuando la misma constituye la protección principal de la línea. Es claro entonces, que nos encontramos frente a un problema similar al descrito en el punto anterior, salvo que una incorrecta selección no tiene efectos tan graves y se limita en la mayor parte de los casos a que el recierre se bloquee.

Cuando se trata de Relés de Distancia con única Unidad de Medida, o Relés de Distancia digitales con algoritmo distanciométrico solamente aplicado al lazo de falla detectado, las unidades o algoritmos de arranque y selección de fases usados para la conmutación, son los que también llevan a cabo la selección de fases para el Recierre Automático. Por esa razón, todos los argumentos expuestos en el punto anterior permanecen válidos.

Cuando se trata de relés con múltiples Unidades de Medida o algoritmos simultáneos para todos los lazos de falla, el asunto requiere atención especial y los relés digitales pueden aportar mejores soluciones que los relés analógicos.

En primer lugar, se debe hacer notar que en los relés de múltiples Unidades de Medida o de múltiples algoritmos es totalmente usual recurrir en cada Unidad de Medida, o en cada algoritmo de lazo, a una Característica de Arranque, la que constituye una envolvente de las tres o más Zonas del relé y que permite la

detección de fase o fases falladas con fines de Recierre Automático. Algunas combinaciones de ese tipo pueden verse en la Fig. 6-27.

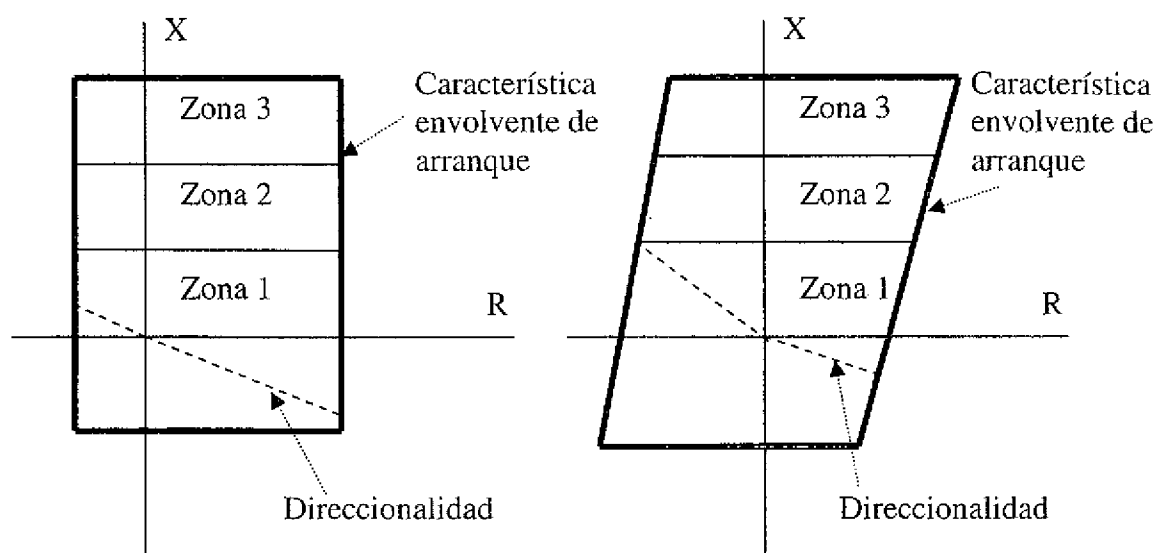


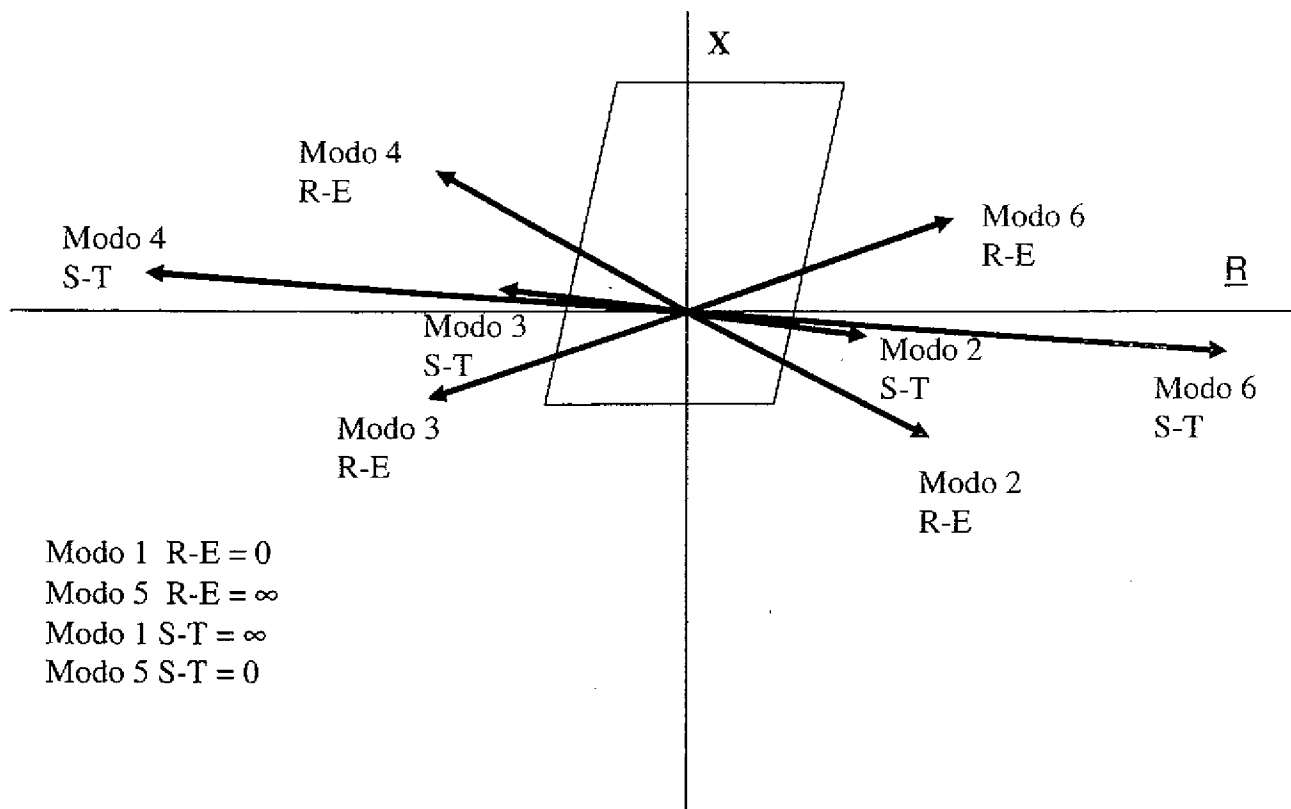
Fig. 27: Ejemplos de Características de Arranque cuadrilaterales envolventes

La característica envolvente debe ser apta para evitar que las Unidades de Medida o los algoritmos de lazo detecten condiciones de carga, permitiendo simultáneamente un alcance suficiente y una tolerancia a la resistencia de falla adecuada. Pero también debe ser apta para excluir la Impedancia Aparente de los lazos de fases sanas, tal como se muestra en la Fig. 6-28.

En efecto, cuando la impedancia de fuente es muy baja, las Unidades de Medida o los algoritmos distanciométricos de fases no falladas podrían medir Impedancias Aparentes que caigan dentro de la característica en caso de fallas muy cercanas, especialmente si la característica debe tener una tolerancia importante a la resistencia de falla. En cierta medida esto se puede evitar haciendo que la selección de fases para el recierre se haga solamente por Zona 1, lo cual significa que solamente se tiene en cuenta la Unidad de Medida o algoritmo de lazo que produjo la condición de disparo.

Aún con las mayores precauciones adoptadas para la selección de la característica a utilizar, puede no haber solución convencional al problema. Por ejemplo, en un sistema de 500kV como el de Argentina, con líneas muy extensas y centrales generadoras de gran potencia, algunos relés pueden tener a sus espaldas impedancias tan bajas como 20 o 25 ohms y Zona 1 de protección tan elevada como 70 ohms. Si se pretende excluir con certeza las Impedancias Aparentes de los lazos de fases no falladas en caso de fallas muy cercanas, pueden resultar tolerancias a la resistencia de falla excesivamente bajas.

Los relés digitales permiten soluciones más eficaces, en tanto la forma de la Característica de Arranque puede ser optimizada y además se puede recurrir a criterios adicionales, tal como la comparación numérica de las impedancias medidas por los diferentes algoritmos de lazo.



En la figura, la Característica de Arranque excluye las Impedancias Aparentes presentadas a las fases sanas y tiene una buena tolerancia a la resistencia de falla, debido a que la impedancia de fuente hacia atrás del relé es elevada en relación a la impedancia de línea protegida. En la medida que esa relación disminuye, la Característica de Arranque debe ser más angosta y consecuentemente será menor la tolerancia a la resistencia de falla. En casos extremos de muy baja impedancia de fuente, no podrá evitarse el arranque de fases sanas si se producen fallas muy cercanas, por lo menos manteniendo una buena tolerancia a la resistencia de falla.

Fig. 28: Característica de Arranque que excluye las Impedancias Aparentes de los lazos de fases sanas

6.5.4.4. Conclusiones

Es evidente a través de los puntos anteriores que la posibilidad de arranque de fases sanas resulta un serio problema para los relés de única Unidad de Medida, o para relés digitales de único algoritmo, y también para la selección de fases para el Recierre Automático. Desde un punto de vista práctico, el problema debe merecer

especial atención cuando la impedancia hacia atrás del relé es muy baja, es decir, cuando el relé está instalado en Estaciones cuyas barras tienen una gran potencia de cortocircuito.

Aunque la presentación analítica del problema es indispensable para su cabal comprensión, es recomendable recurrir en cada caso al estudio mediante un modelado computacional, de modo de poder obtener las Impedancias Aparentes que se pueden presentar en todos los lazos, bajo todas las condiciones operativas y tipos de falla. A partir de allí se podrán seleccionar las características más adecuadas y/o las regulaciones más aptas. No deben perderse de vista los márgenes de seguridad necesarios, en tanto son vigentes los errores descritos en puntos anteriores y en puntos que continúan.

6.6. Aplicaciones especiales y errores relacionados

Las aplicaciones especiales de la Protección de Distancia que trataremos a continuación son las siguientes:

- Protección de líneas paralelas
- Protección de líneas multiterminal y líneas con derivaciones
- Protección de líneas con compensación serie
- Protección de líneas compuestas (línea aérea – línea subterránea; línea aérea – transformador; línea subterránea – transformador)
- Detección de oscilaciones de potencia y pérdida de estabilidad

Para cada uno de estos casos describiremos los errores que aparecen con la forma de aplicación de la Protección de Distancia hasta aquí descripta y las modalidades que se pueden adoptar para disminuir esos errores o eliminar sus efectos.

6.6.1. Protección de líneas paralelas

6.6.1.1. Conceptos generales

Cuando dos o más líneas aéreas tienen un recorrido común y la distancia entre ellas es suficientemente pequeña, aparece un acoplamiento electromagnético que se manifiesta por tensiones inducidas en cada línea, debidas a las corrientes que circulan por las restantes. Tanto en el caso de corrientes de carga como en el caso de corrientes de las fallas sin contacto a tierra, las tensiones inducidas entre líneas son despreciables o muy bajas, por razones que analizaremos más adelante. Cuando se trata de corrientes de fallas a tierra, los efectos están lejos de ser despreciables y en la Protección de Distancia se manifiestan como errores de alcance muy acentuados.

La falta de espacio físico y razones ambientales en muchos países del mundo, hacen que se deba recurrir a "pasillos" o "corredores" de líneas. Es decir, líneas aéreas que siguen un recorrido paralelo y que se ubican en las mismas torres o en torres separadas por cortas distancias.

El recorrido paralelo puede ser total, como en el caso del esquema de la Fig. 6-29 (a), o parcial, como se ve en el esquema de la Fig. 6-29 (b). Cuando el recorrido paralelo es total, las líneas son de igual nivel de tensión y están conectadas a las mismas Estaciones en sus extremos, por lo menos en la gran mayoría de los casos. A este tipo de caso lo denominaremos "líneas verdaderamente paralelas" y lo analizaremos con mayor detalle, en tanto es el más comúnmente encontrado.

Otras variantes se pueden observar en la Figs. 6-29 (c), (d) y (e), incluyendo líneas de distintos niveles de tensión y de sistemas separados.

Desde un punto de vista general, el esquema aplicar para estudiar las relaciones entre tensiones y corriente en un tramo **k-l** de dos líneas paralelas en ese tramo es el de la Fig. 6-30, el cual es una extensión del esquema de la Fig. 4-19 del Cap. 4.

Con todo rigor, las impedancias mutuas entre fases de cada línea son distintas, salvo en disposiciones de triángulo equilátero o que exista en el tramo una transposición completa. Las impedancias mutuas entre fases y tierra son siempre distintas, a menos que se considere un tramo con una transposición completa. Las impedancias mutuas entre una línea y la otra son siempre distintas, a menos que en el tramo haya una transposición completa entre líneas.

Teniendo en cuenta que el efecto de las asimetrías sobre los errores de la Protección de Distancia es notoriamente más bajo que el efecto de los errores debidos a la inducción entre las líneas debida a las corrientes homopolares, realizamos la siguientes simplificaciones:

$$Z_{RS} = Z_{ST} = Z_{TR} = Z_M \quad (6-73)$$

$$Z_{R'S'} = Z_{S'T'} = Z_{T'R'} = Z_{M'} \quad (6-74)$$

Si se trata de líneas constructivamente iguales:

$$Z_M = Z_{M'} \quad (6-75)$$

También haremos las siguientes simplificaciones:

$$Z_{RE} = Z_{SE} = Z_{TE} = Z_m \quad (6-76)$$

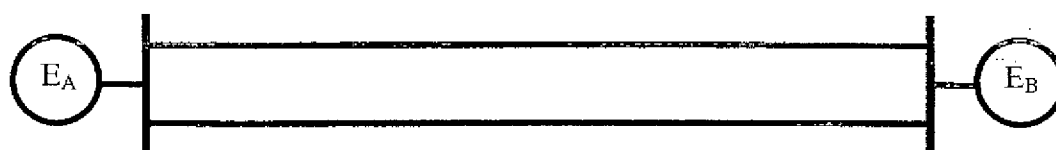
$$Z_{R'E} = Z_{S'E} = Z_{T'E} = Z_{mp} \quad (6-77)$$

Si se trata de líneas constructivamente iguales:

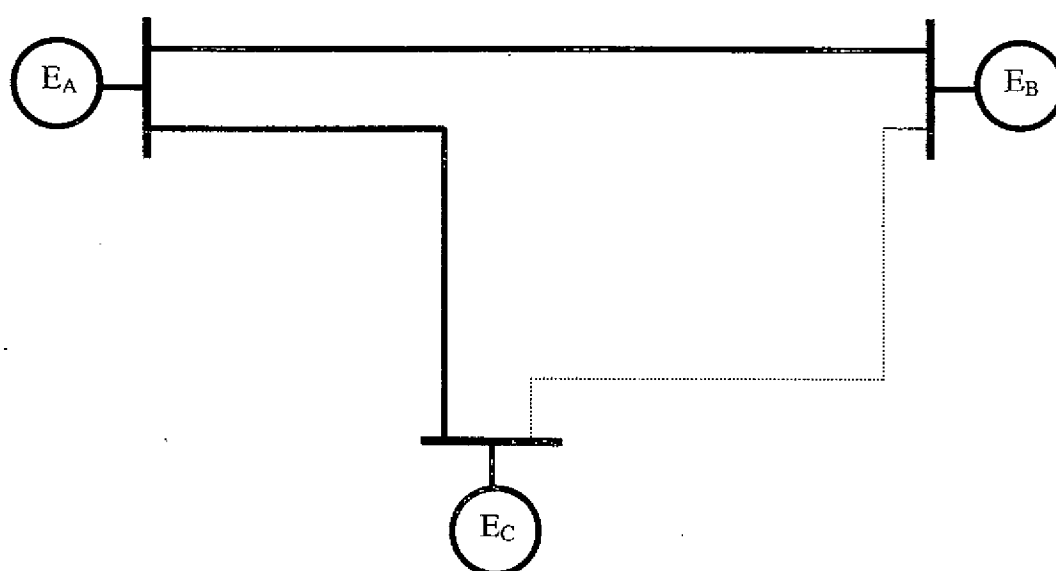
$$Z_m = Z_{mp} \quad (6-78)$$

Otras simplificaciones son:

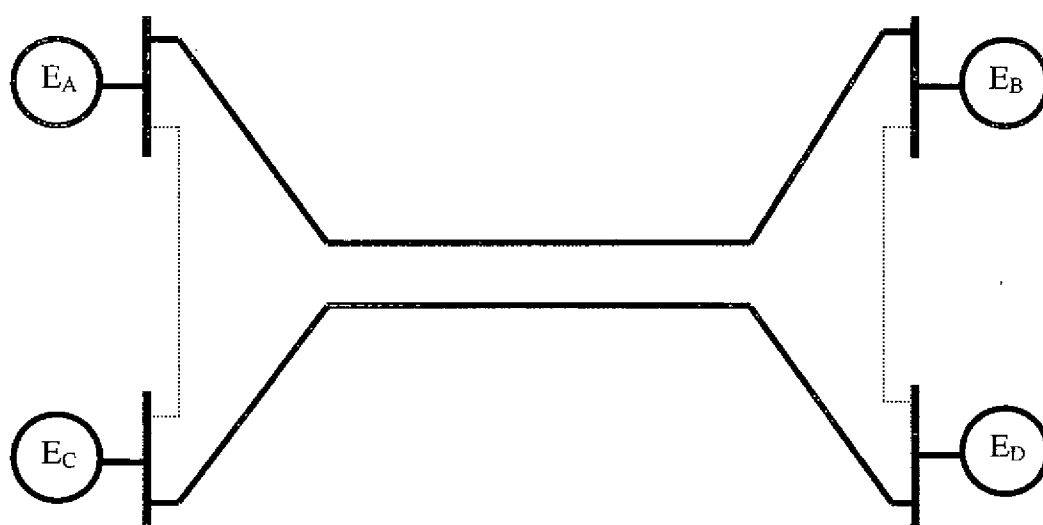
$$Z_{RR'} = Z_{RS'} = Z_{RT'} = Z_{SR'} = Z_{SS'} = Z_{ST'} = Z_{TR'} = Z_{TS'} = Z_{TT'} = Z_{Mp} \quad (6-79)$$



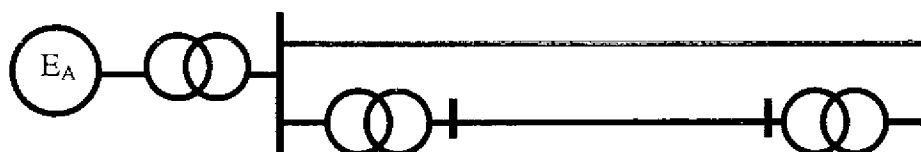
a) Líneas paralelas con barras comunes en ambos extremos



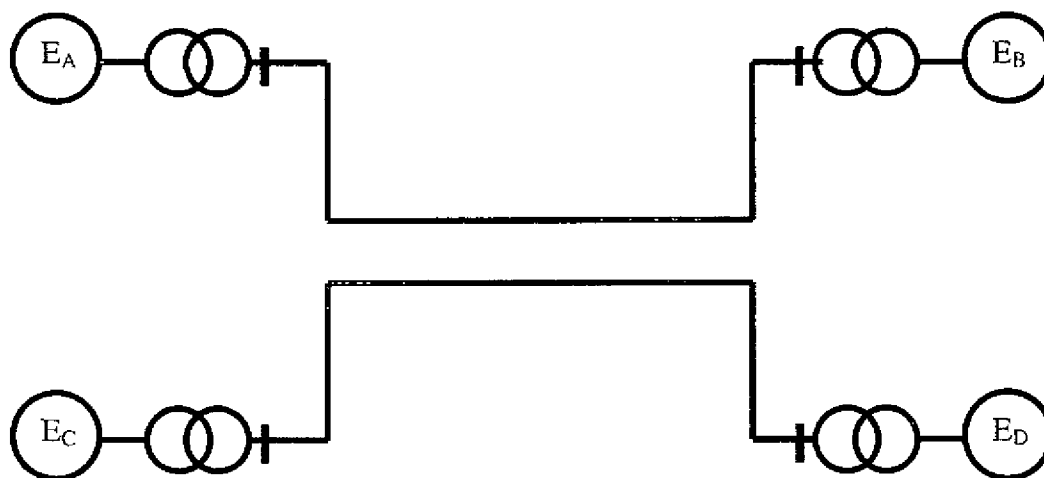
b) Líneas paralelas con barra común en un solo extremo



c) Líneas paralelas con barras separadas en ambos extremos



d) Líneas paralelas con distintos niveles de tensión



e) Líneas paralelas de sistemas separados

Fig. 6-29: Variantes de líneas paralelas

Es claro que, aún con las simplificaciones adoptadas, la ecuación matricial que relaciones corrientes y tensiones en el tramo es más compleja que la correspondiente ecuación matricial (4-21) del Capítulo 4. En principio debemos pensar en vectores de tensiones de seis elementos, un vector de corrientes también de seis elementos y una matriz de impedancias compensadas por efectos de las corrientes por tierra de 6×6 .

Esa ecuación matricial se puede particionar, para obtener solamente las tensiones que corresponden a la línea cuya protección está bajo estudio, de modo que los vectores de tensiones tendrán tres elementos, la matriz de impedancias será de 6×3 y el vector de corrientes conservará sus seis elementos.

Para determinar como son los elementos de la matriz veamos la ecuación de la caída de tensión en una fase en función de las corrientes de las fases de las dos líneas y las impedancias propias y mutuas:

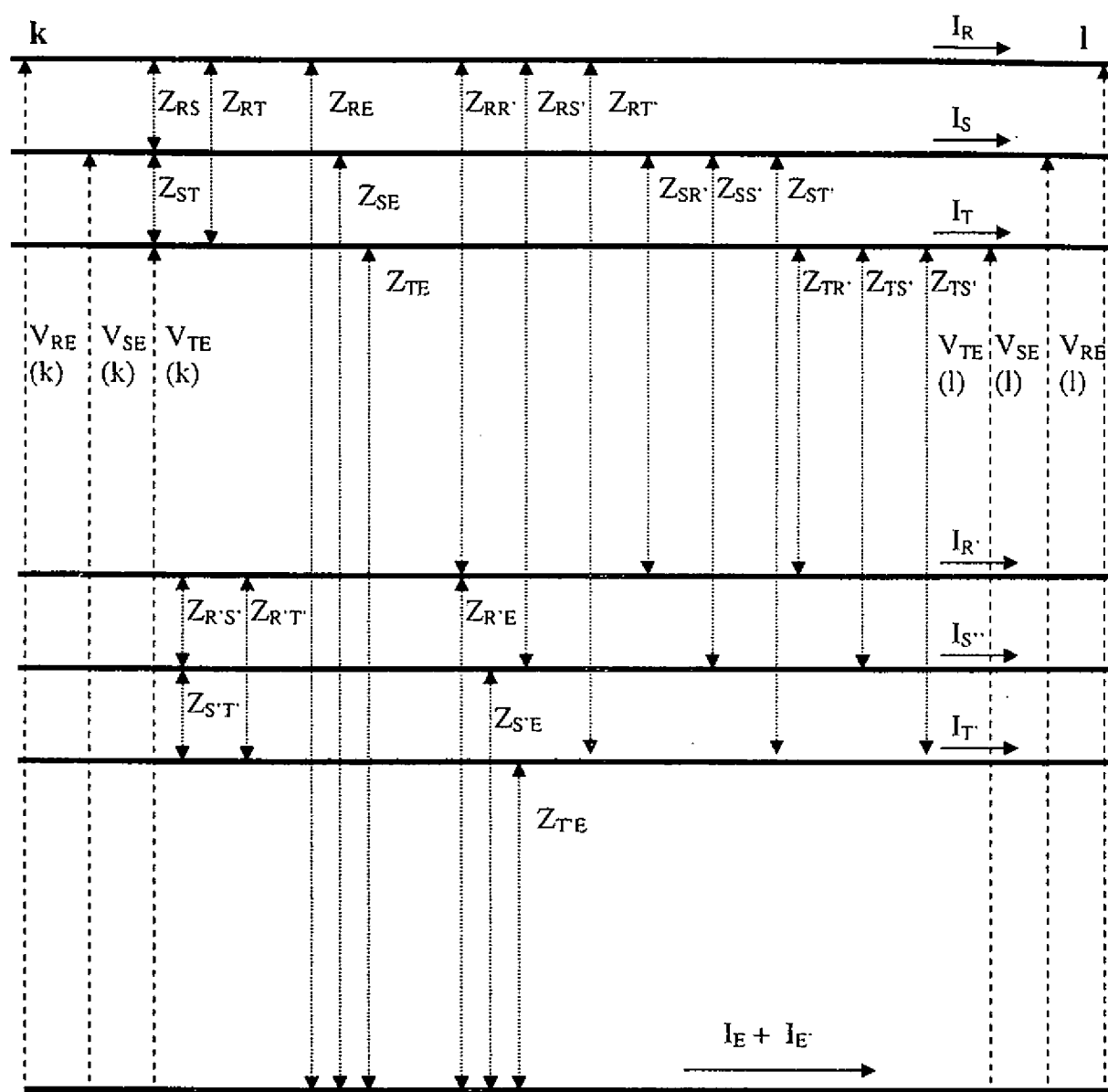


Fig. 6-30: Esquema para estudio de las relaciones entre tensiones y corrientes en un tramo $k-l$ de dos líneas paralelas

$$V_{RE(k)} - V_{RE(l)} = I_R Z_L + I_S Z_M + I_T Z_M + I_R Z_E + I_S Z_E + I_T Z_E - 2(I_R Z_m + I_S Z_m + I_T Z_m) + I_R Z_{Mp} + I_S Z_{Mp} + I_T Z_{Mp} + I_R Z_E + I_S Z_E + I_T Z_E - (I_R Z_{mp} + I_S Z_{mp} + I_T Z_{mp}) \quad (6-80)$$

Puesto que:

$$I_R + I_S + I_T = I_E = 3I_0,$$

es claro que la interacción electromagnética entre las dos líneas se produce solamente a través de la corriente homopolar.

Es sencillo inducir las expresiones para las otras dos caídas de tensión, pero veamos que la ecuación matricial resultante contiene una matriz de impedancias de 6x3 elementos y por lo tanto nos es una matriz cuadrada a la que podemos aplicar la Transformación de Fortescue. Sin embargo, si admitimos que siempre será posible encontrar una relación entre las corrientes residuales de ambas líneas, del tipo:

$$I_{E'} = K_{pa} I_E$$

se puede expresar la ecuación matricial del modo siguiente:

$V_{RE(k)}$	$V_{RE(l)}$	=	$Z_L - 2Z_m + Z_E + K_{pa}(Z_{Mp} - Z_{mp} + Z_E)$	$Z_M - 2Z_m + Z_E + K_{pa}(Z_{Mp} - Z_{mp} + Z_E)$	$Z_M - 2Z_m + Z_E + K_{pa}(Z_{Mp} - Z_{mp} + Z_E)$	I_R
$V_{SE(k)}$	$V_{SE(l)}$		$Z_M - 2Z_m + Z_E + K_{pa}(Z_{Mp} - Z_{mp} + Z_E)$	$Z_L - 2Z_m + Z_E + K_{pa}(Z_{Mp} - Z_{mp} + Z_E)$	$Z_M - 2Z_m + Z_E + K_{pa}(Z_{Mp} - Z_{mp} + Z_E)$	I_S
$V_{TE(k)}$	$V_{TE(l)}$		$Z_M - 2Z_m + Z_E + K_{pa}(Z_{Mp} - Z_{mp} + Z_E)$	$Z_M - 2Z_m + Z_E + K_{pa}(Z_{Mp} - Z_{mp} + Z_E)$	$Z_L - 2Z_m + Z_E + K_{pa}(Z_{Mp} - Z_{mp} + Z_E)$	I_T

A la matriz cuadrada resultante se le puede aplicar la Transformación de Fortescue, en forma similar a la expresión (4-25) del Capítulo 4, de modo que se obtiene:

$V_0(k)$	$V_0(l)$	=	$Z_{0p(kl)}$	0	0	I_0
$V_1(k)$	$V_1(l)$		0	$Z_{1(kl)}$	0	I_1
$V_2(k)$	$V_2(l)$		0	0	$Z_{2(kl)}$	I_2

Con:

$$Z_{0p(kl)} = Z_L + 2Z_M - 6Z_m + 3Z_E + 3K_{pa}(Z_{Mp} - Z_{mp} + Z_E) \quad (6-81)$$

$$Z_{1(kl)} = Z_{2(kl)} = Z_L - Z_M \quad (6-82)$$

También la impedancia homolar a considerar cuando hay líneas en paralelo puede expresarse de la siguiente forma.

$$Z_{0p(kl)} = Z_{0(kl)} + K_{pa} Z_{M0(kl)} \quad (6-83)$$

Con:

$$Z_{M0(kl)} = 3Z_{Mp} - 3Z_{mp} + 3Z_E \quad (6-84)$$

Esta impedancia de secuencia cero adicional a la impedancia de secuencia cero del tramo considerado se puede medir sin dificultades, como se verá más adelante.

Ahora consideremos la impedancia aparente que medirá un Relé de Distancia en caso de falla fase a tierra, si el factor de compensación k_0 , definido tal como en la expresión (4-42) del Capítulo 4, es ajustado como si no estuviese la línea paralela. En esas condiciones, para una falla ubicada a una distancia porcentual x , resulta:

$$V_{RE} / (I_R + k_0 I_0) = xZ_{L1} + xZ_{M0} [I_0' / (I_R + k_0 I_0)] + I_f R_f / (I_R + k_0 I_0) \quad (6-85)$$

Véase que $xZ_{M0} [I_0' / (I_R + k_0 I_0)]$ es el error que introduce la línea paralela, que también lo podemos expresar como:

$$\text{Error} = xZ_{M0} [K_{pa} I_0 / (I_R + k_0 I_0)] \quad (6-86)$$

Es práctico expresar el error en proporción a la impedancia de secuencia positiva de la línea hasta el lugar de falla:

$$V_{RE} / (I_R + k_0 I_0) = xZ_{L1} \{1 + k_{p0} [K_{pa} I_0 / (I_R + k_0 I_0)]\} + I_f R_f / (I_R + k_0 I_0) \quad (6-87)$$

Con:

$$k_{p0} = Z_{M0} / Z_{L1} \quad (6-88)$$

Resulta claro que el error porcentual depende de:

- a) La relación entre la corriente de secuencia cero de la línea paralela y la corriente de secuencia cero de la línea, expresada por K_{pa} .

b) La relación entre la impedancia homopolar mutua y la impedancia de secuencia positiva de la línea, expresada por k_{p0} .

c) La relación entre la corriente de secuencia cero de la línea y la corriente de fase compensada por la corriente de secuencia cero de la línea.

Además puede verse que el error es positivo cuando la corriente de secuencia cero por la línea paralela está en fase con la corriente de secuencia cero por la línea y que es negativo cuando están en contrafase.

Desde un punto de vista general, el error de impedancia medida no está en fase con la impedancia de secuencia positiva entre el relé y la falla, ya que en general las relaciones a) y b) no son necesariamente valores reales.

Puesto que todos los parámetros físicos pueden ser conocidos, sea mediante cálculos, sea mediante mediciones, el problema de cálculo del error radica principalmente en conocer el factor K_{pa} , que varía según la configuración del sistema, la ubicación de la falla y las condiciones operativas.

6.6.1.2. Caso de líneas “verdaderamente paralelas”

El caso más general a analizar está representado en la Fig. 6-31. Pero en primer lugar analizaremos algunos casos singulares significativos, representados en las Figuras 6-32, 6-33, 6-34 y 6-35.

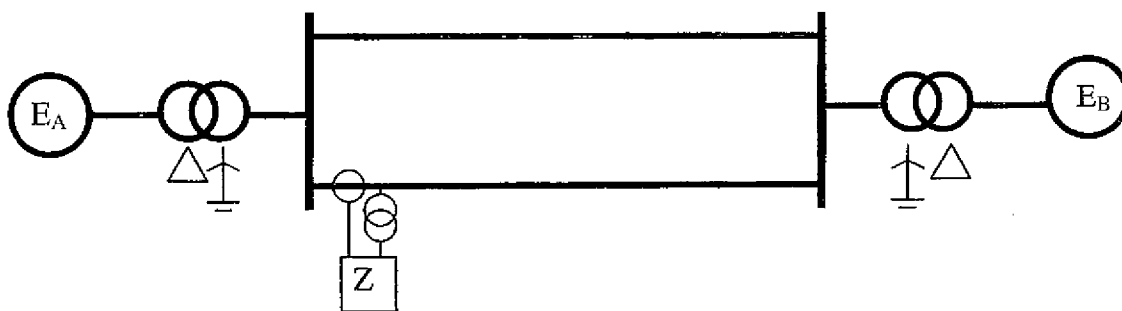


Fig. 6-31: Caso general para el estudio de líneas “verdaderamente paralelas”

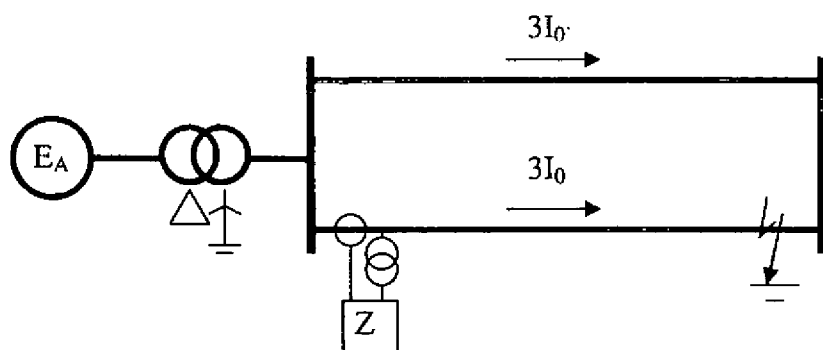


Fig. 32: Falla en el extremo remoto sin alimentación en aquel extremo

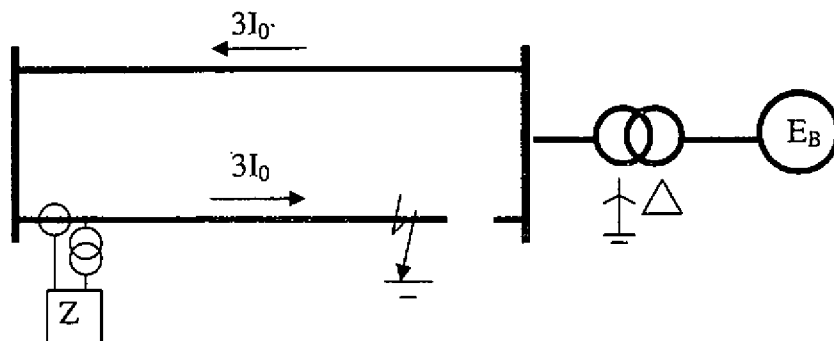


Fig. 33: Falla en el extremo remoto con el interruptor remoto abierto y sin alimentación desde el extremo del relé

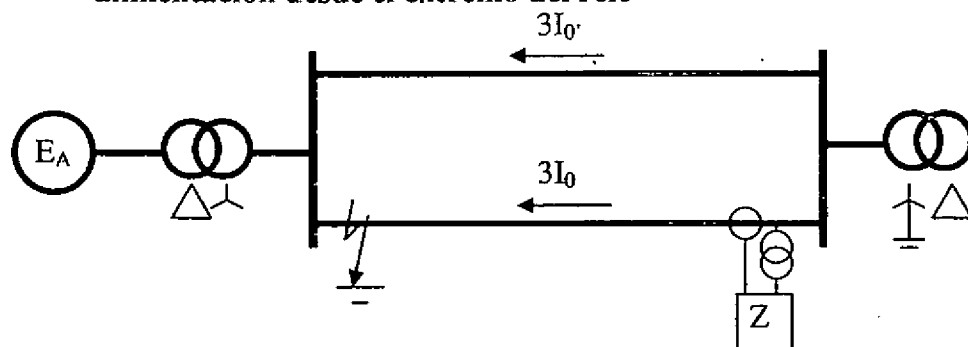


Fig. 34: Falla en el extremo remoto con alimentación desde aquel extremo solamente de secuencia positiva y con alimentación solamente de secuencia cero desde el extremo del relé

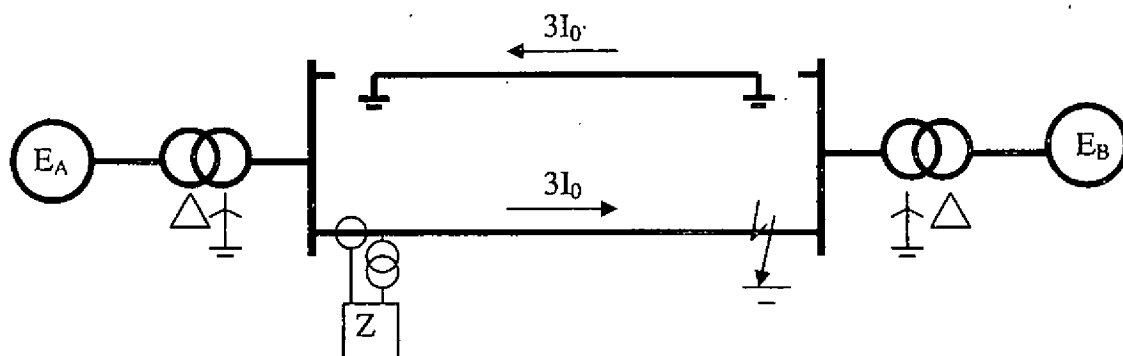


Fig. 35: Falla en el extremo de la línea con la línea paralela fuera de servicio y puesta a tierra en ambos extremos

6.6.1.2.1. Falla en el extremo remoto sin alimentación desde aquel extremo

Este caso está representado en la Fig. 6-32. Aquí el factor K_{pa} es igual a 1. La corriente homopolar por la línea es un tercio de la corriente por la fase fallada. Entonces la expresión del error resulta:

$$\text{Error relativo} = k_{p0} [K_{pa} I_0 / (I_R + k_0 I_0)] = k_{p0} [1 / (3 + k_0)] \quad (6-89)$$

Consideraremos el ejemplo de dos líneas paralelas de 500kV, con torres separadas y espaciamiento medio entre líneas de 75 m.

Longitud de las líneas: **313 Km**

Impedancia de secuencia positiva por Km:

$$Z_{L1} = 0,0278 + j 0,2738 \text{ (ohm/Km)}$$

Impedancia de secuencia cero por Km:

$$Z_{L0} = 0,2286 + j 0,7912 \text{ (ohm/Km)}$$

Impedancia mutua de secuencia cero por Km:

$$Z_{M0} = 0,2332 + j 0,3354 \text{ (ohm/Km)}$$

Por simplicidad, considerando solamente las componentes reactivas, resulta:

$$k_0 = 1,9$$

$$k_{p0} = 1,2$$

$$\text{Error relativo} = 0,24 \text{ p.u.}$$

6.6.1.2.2. Falla en el extremo remoto con el interruptor remoto abierto y sin alimentación desde el extremo donde está ubicado el relé

El caso está representado en la Fig. 6-33. Aquí el factor K_{pa} es igual a -1 (el signo negativo significa corrientes en sentidos opuestos). La corriente homopolar por la línea es un tercio de la corriente por la fase fallada. Entonces la expresión del error resulta:

$$\text{Error relativo} = k_{p0} [K_{pa} I_0 / (I_R + k_0 I_0)] = - k_{p0} [1 / (3 + k_0)] \quad (6-90)$$

Consideraremos el mismo ejemplo de dos líneas del caso anterior:

Error relativo = - 0,24 p.u.

6.6.1.2.3. Falla en el extremo remoto con alimentación desde aquel extremo solamente de secuencia positiva y con alimentación solamente de secuencia cero desde el extremo del relé

Este caso está representado en la Fig. 6-34. Aquí el factor K_{pa} es igual a 1. La corriente homopolar por la línea es igual a la corriente por la fase fallada. Entonces la expresión del error resulta:

$$\text{Error relativo} = k_{p0} [K_{pa} I_0 / (I_R + k_0 I_0)] = k_{p0} [1 / (1 + k_0)] \quad (6-91)$$

Consideraremos el mismo ejemplo de dos líneas de los casos anteriores:

Error relativo = 0,41 p.u.

6.6.1.2.4. Falla en el extremo de la línea con línea paralela fuera de servicio y puesta a tierra en ambos extremos

Este caso se puede apreciar en el esquema de la Fig. 6-35. Se trata de un caso de sumo interés, ya que el mismo se produce como mínimo cuando una línea paralela se encuentre bajo trabajos de mantenimiento.

La corriente de secuencia cero producida por la falla en la línea en servicio induce una tensión de secuencia cero en la línea fuera de servicio y puesta a tierra en ambos extremos:

$$E_{0p} = Z_{M0} I_0 \quad (6-92)$$

La tensión inducida hace circular por la línea fuera de servicio una corriente homopolar:

$$I_{0'} = - Z_{M0} I_0 / Z_{L0} \quad (6-93)$$

La constante K_{pa} resulta entonces:

$$K_{pa} = - Z_{M0} / Z_{L0} \quad (6-94)$$

La expresión del error relativo es:

$$\text{Error relativo} = k_{p0} [- (Z_{M0} / Z_{L0}) I_0 / (I_R + k_0 I_0)] \quad (6-95)$$

Si se desprecia la corriente de carga:

$$\text{Error relativo} = k_{p0} [- (Z_{M0} / Z_{L0}) / (3 + k_0)] \quad (6-96)$$

Sustituyendo para el mismo ejemplo de los casos anteriores:

$$\text{Error relativo} = - 0,10 \text{ p.u.}$$

6.6.1.2.5. Caso general

El esquema para el caso más general puede verse en el Fig. 6-31. En él se considera una distancia a la falla variable y alimentación de secuencia positiva, negativa y cero desde ambos extremos. Es claro que los distintos casos particulares pueden obtenerse a partir de este caso general.

En la Fig. 6-36 están representadas las tres redes de secuencia, conectadas para estudiar una falla fase a tierra. El modelo de la red de secuencia cero involucra la interacción entre las dos líneas paralelas y puede representarse, como puede comprobarse sin dificultad, por la red de la Fig. 6-37.

A pesar de la aparente sencillez del circuito, la expresión de la relación K_{pa} en función de la distancia a la falla tiene cierta complejidad y no es lineal. El resultado es el siguiente:

$$K_{pa} = \frac{xZ_{B0} - (1-x)Z_{A0}}{(2-x)Z_{B0} + (1-x)(Z_{A0} + Z_{L0} + Z_{M0})} \quad (6-97)$$

Dentro de esta expresión general, es posible ver que cuanto mayor es la impedancia de secuencia cero de la fuente remota en relación a la impedancia de secuencia cero a espaldas del relé, mayor es K_{pa} . De ese modo, se puede graficar el error relativo en función de la distancia a la falla, tal como se muestra en la Fig. 6-38, en la que se han considerado los datos del punto 6.6.1.2.1. La impedancia de la fuente remota se ha tomado para el caso más desfavorable, es decir, infinita. Se ha graficado también el error del relé del otro extremo de la línea, usando la misma expresión de K_{pa} , pero trastocando las impedancias de fuente y las distancias. Es posible ver que, mientras que el error relativo del relé del extremo **A** varía con la distancia a la falla, el error relativo del relé del extremo **B** es constante y además son de distinto signo.

Más allá de este caso extremo, las expresiones generales del error relativo y de K_{pa} permiten calcular el error para cualquier condición del sistema, incluyendo la influencia de la relación entre la corriente de fase y la corriente de secuencia cero, que depende de la configuración de las puesta a tierra de la red y que influye a través del denominador de la fórmula.

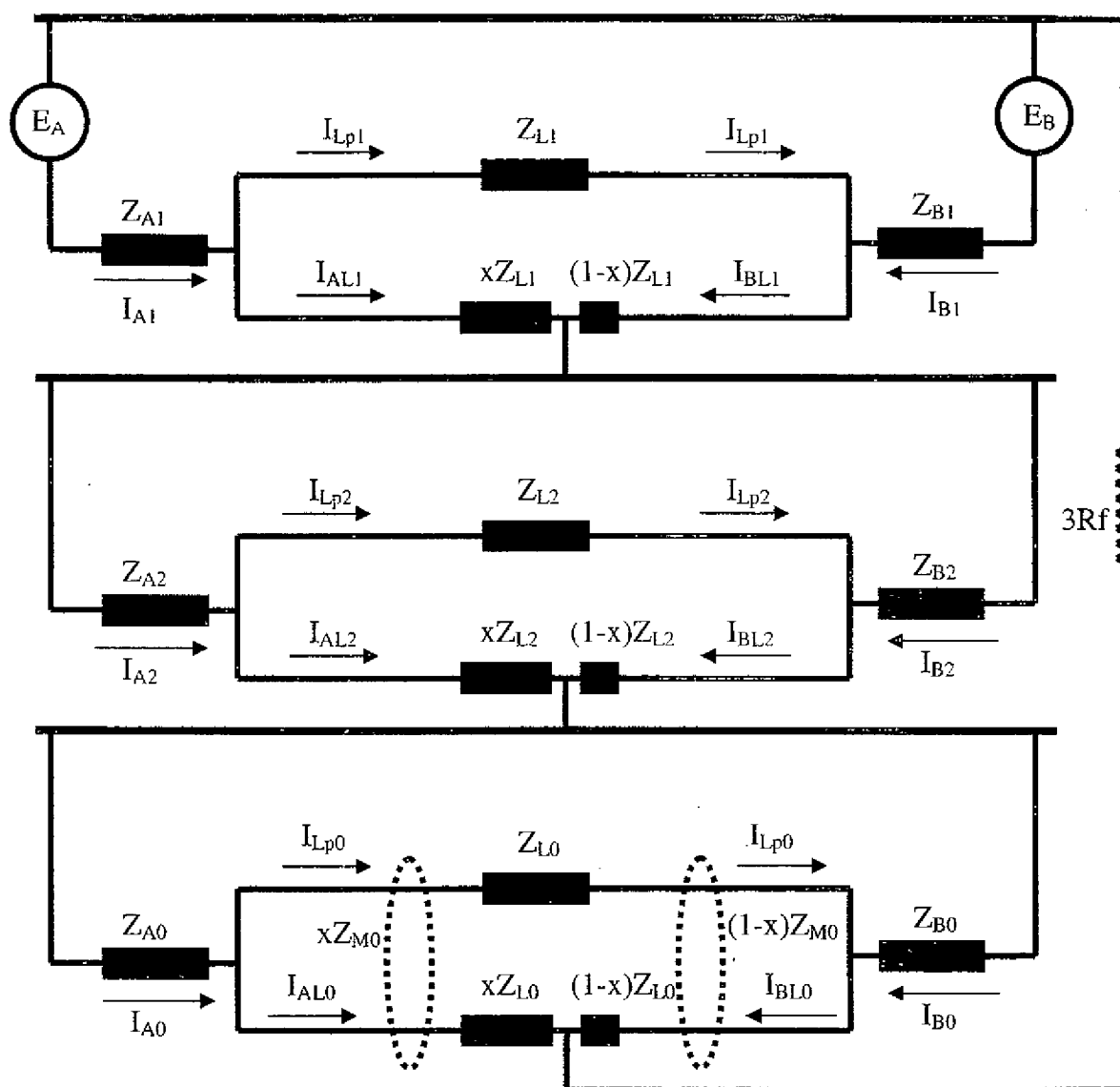


Fig. 6-36: Redes de secuencia para el estudio de fallas a tierra en líneas "verdaderamente paralelas"

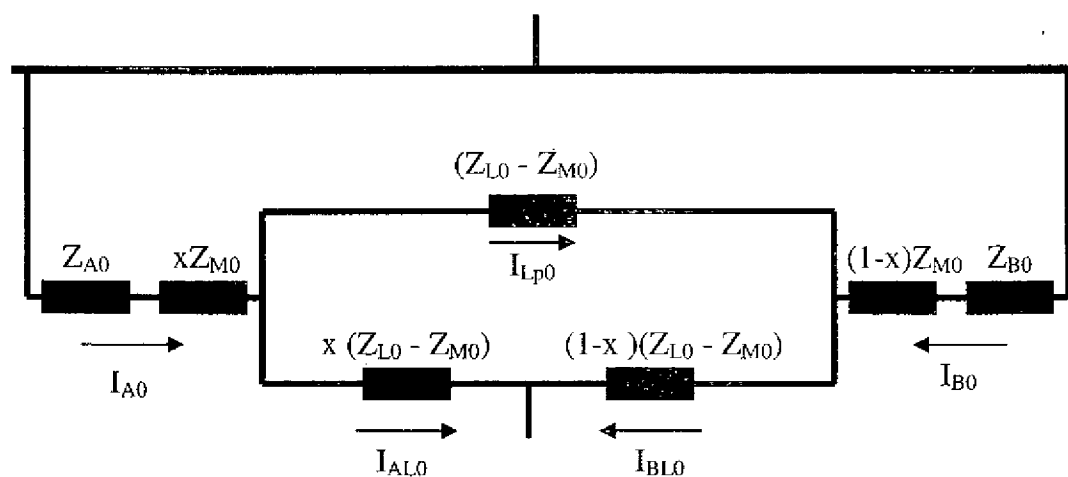


Fig. 6-37: Red de secuencia cero equivalente

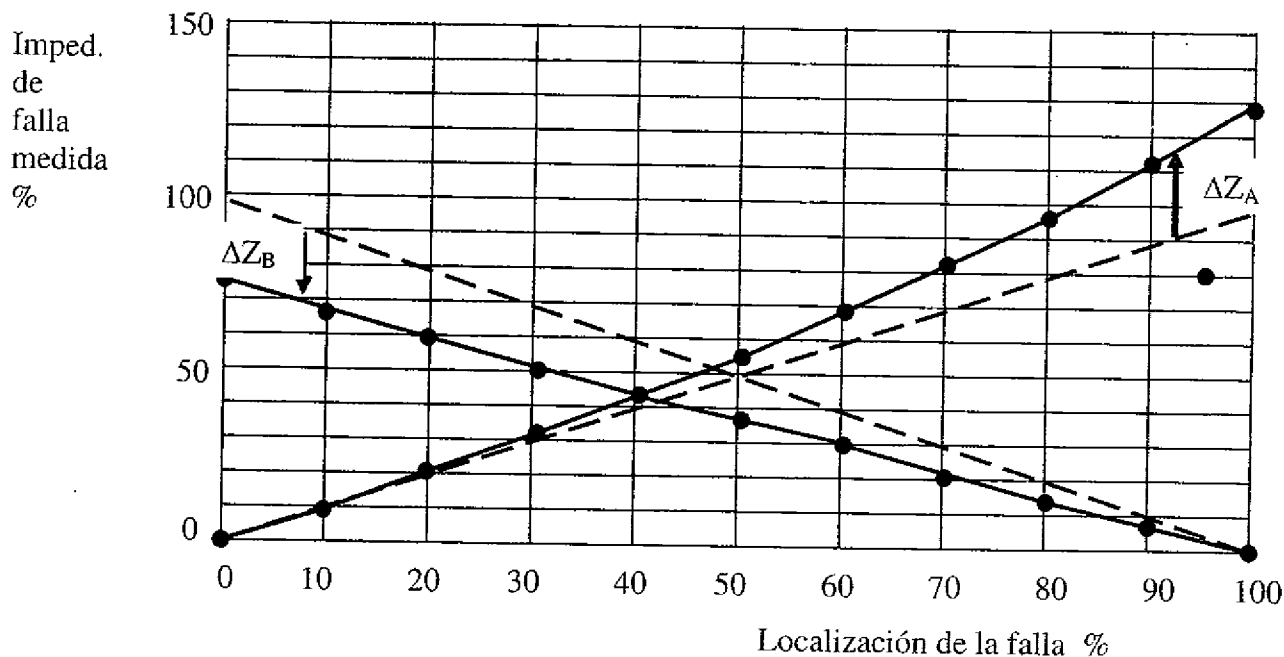
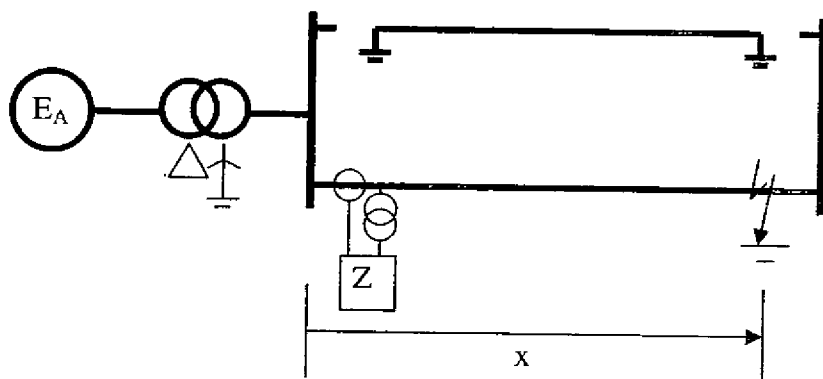


Fig. 6-38: Error relativo en función de la distancia a la falla

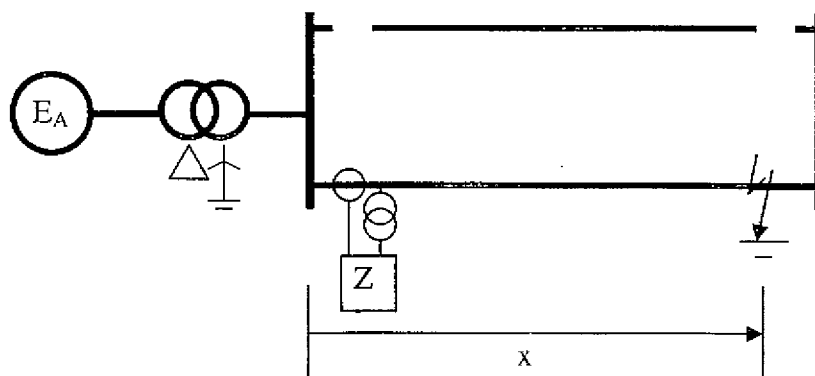
6.6.1.2.6. Regulación de la Zona 1 en Subalcance y en Sobrealcance

En el Capítulo 5 se han expuesto las distintas variantes de Teleprotección asociada a la Protección de Distancia. Esas variantes se basan sea en Subalcance de la Zona 1, sea en Sobrealcance de dicha Zona.

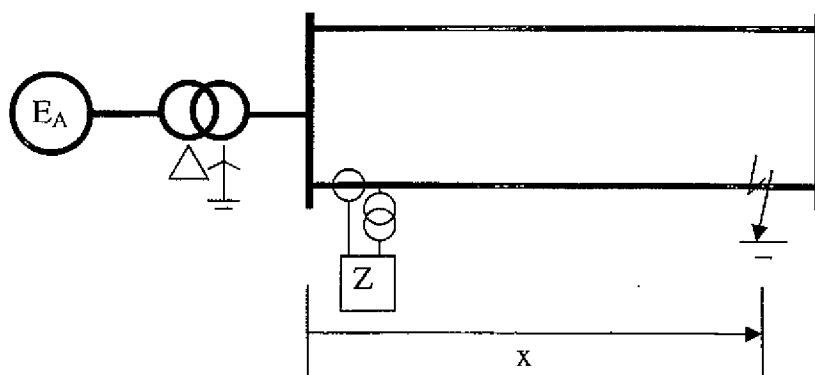
En este Capítulo 6 estamos analizando el error de alcance que produce una línea paralela, debido a la interacción electromagnética entre la línea cuya protección se analiza y la línea paralela. Ambas cosas están relacionadas, ya que la regulación en subalcance o en sobrealcance debe tener en cuenta los errores para ser verdaderamente eficaz. Lamentablemente, los errores difieren según sea la configuración del sistema y el estado de la línea paralela, por lo que consideraremos el caso relativamente sencillo pero significativo de configuración y tres estados de la línea paralela, tal como se aprecia en la Fig. 6-39 a), b) y c).



a) Línea paralela fuera de servicio y puesta a tierra en ambos extremos



b) Línea paralela fuera de servicio sin puesta a tierra



c) Ambas líneas en servicio

Fig. 6-39: Regulación de la Zona 1 en Subalcance y en Sobrealcance

Caso 1: Línea paralela fuera de servicio y puesta a tierra en ambos extremos

La impedancia que mide el relé es la siguiente:

$$Z_{ap} = xZ_{L1} \frac{3 + (Z_{L0} - Z_{L1})/Z_{L1} - k_{p0} Z_{M0}/Z_{L0}}{3 + k_0} + I_f R_f \quad (6-98)$$

Caso 2: Línea paralela fuera de servicio y sin puesta a tierra

$$Z_{ap} = xZ_{L1} \frac{3 + (Z_{L0} - Z_{L1})/Z_{L1}}{3 + k_0} + I_f R_f \quad (6-99)$$

Caso 3: Ambas líneas en servicio

$$Z_{ap} = xZ_{L1} \frac{3 + (Z_{L0} - Z_{L1})/Z_{L1} + k_{p0} x / (2-x)}{3 + k_0} + I_f.R_f \quad (6-100)$$

Obsérvese que el caso 2 corresponde al caso de una línea simple, por lo que la regulación ideal de k_0 es:

$$k_0 = (Z_{L0} - Z_{L1})/Z_{L1} \quad (6-101)$$

Sin embargo, dado que hay que tener en cuenta el Caso 1, en el que el relé mide una impedancia aparente menor que la real y el caso 3, en el que el relé mide una impedancia mayor que la real, el asunto consiste en seleccionar un valor de k_0 tal que se cumplan las siguientes premisas:

Regulación de la Zona 1 en Subalcance

- a) Debe evitarse sobrealcance en el Caso 1
- b) Debe cubrirse el 50% de la línea más un margen de seguridad en el Caso 3.

Una estrategia posible puede ser cubrir por ejemplo el 90% de la línea para el caso 1 y verificar si se cumple la condición b).

Veamos un ejemplo con los datos del punto 6.6.1.2.1:

Longitud de las líneas: **313 Km**

Impedancia de secuencia positiva por Km:

$$Z_{L1} = 0,0278 + j 0,2738 \text{ (ohm/Km)}$$

Impedancia de secuencia cero por Km:

$$Z_{L0} = 0,2286 + j 0,7912 \text{ (ohm/Km)}$$

Impedancia mutua de secuencia cero por Km:

$$Z_{M0} = 0,2332 + j 0,3354 \text{ (ohm/Km)}$$

Por simplicidad, considerando solamente las componentes reactivas resulta::

$$(Z_{L0} - Z_{L1})/Z_{L1} = 1,9$$

$$k_{p0} = 1,2$$

$$Z_{M0} / Z_{L0} = 0,42$$

Si se pretende que en el Caso 1 no haya error relativo por influencia de la línea paralela, debe ser:

$$1 = \frac{3 + (Z_{L0} - Z_{L1}) / Z_{L1} - k_{p0} Z_{M0} / Z_{L0}}{3 + k_0} \quad (6-102)$$

Es decir:

$$k_0 = (Z_{L0} - Z_{L1}) / Z_{L1} - k_{p0} Z_{M0} / Z_{L0} \quad (6-103)$$

Sustituyendo resulta:

$$k_0 = 1,39$$

Veamos entonces a que distancia debería estar una falla sólida físicamente cuando se presente el Caso 2, para que el relé la midiese como si estuviera situada 90% de la línea (límite de regulación):

$$0,9Z_{L1} = xZ_{L1} \frac{3 + (Z_{L0} - Z_{L1}) / Z_{L1}}{3 + k_0} \quad (6-104)$$

Despejando y sustituyendo:

$$x = 0,8$$

Ahora veamos a que distancia debería estar una falla sólida físicamente cuando se presente el Caso 3, para que el relé la midiese como si estuviera situada 90% de la línea (límite de regulación):

$$0,9Z_{L1} = xZ_{L1} \frac{3 + (Z_{L0} - Z_{L1}) / Z_{L1} + k_{p0} x / (2-x)}{3 + k_0} \quad (6-105)$$

Se trata de resolver una ecuación cuadrática cuya incógnita es x . Sustituyendo y despejando resulta:

$$x = 0,7$$

En este ejemplo, el margen para la Zona 1 en subalcance es suficientemente bueno en las peores condiciones dadas por el Caso 3, con un margen también aceptable para las condiciones del Caso 1. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que en el caso de líneas paralelas con menor distancia entre ellas, por ejemplo cuando están situadas en las mismas torres, aumenta la constante k_{p0} y la situación puede no ser tan favorable. Mas adelante veremos la relación que hay entre esa constante y la distancia entre líneas.

En todo caso, lo que se debe tratar de mantener es un solapamiento teórico entre las Zonas 1 de las protecciones de ambos extremos, que sea suficiente como para garantizar que se mantendrá aún con la suma de todos los errores que pueden aparecer y que están descritos en este capítulo. A favor de este solapamiento juega el hecho que el acortamiento de alcance que implica la condición del Caso 3 para el relé de un extremo, da lugar a un alargamiento de la Zona 1 del relé del otro extremo.

Aunque la práctica de regular el alcance a un 90% de la línea bajo las condiciones del Caso 1 (línea paralela fuera de servicio y puesta a tierra en ambos extremos) está bastante generalizada, existen también otras prácticas basadas en condiciones específicas locales. Por ejemplo:

- Evitar la puesta a tierra en ambos extremos en la línea fuera de servicio (puesta a tierra en un solo extremo). Regular entonces la Zona 1 en subalcance a un valor por ejemplo del 85% para el Caso 2, de modo que para el Caso 3 el alcance se reduce un valor superior al 70%.
- Aceptar el sobrealcance que puede producirse bajo condiciones del Caso 1 con una regulación correspondiente al k_0 de línea única, teniendo en cuenta que esta situación se da muy poco frecuentemente y que cubriría muy poca distancia de la línea siguiente, teniendo en cuenta el efecto de las alimentaciones intermedias en la barra correspondiente.

Regulación de la Zona 1 en Sobrealcance

- a) La Zona 1 en Sobrealcance para los esquemas de Teleprotección de Sobrealcance Permisivo debe al menos cubrir el 100% de la línea, más un margen de seguridad de alrededor del 20%.
- b) Esto debe garantizarse para las condiciones más desfavorables; esto es, para el Caso 3.

Es claro entonces que, si bajo condiciones del Caso 3 el sobrealcance debe ser del 20%, bajo las condiciones de los Casos 1 y 2 el sobrealcance será mayor. En los esquemas de Teleprotección de Sobrealcance Permisivo, el aumento del sobrealcance de la Zona 1 en sobrealcance no tiene implicancias, en tanto la función de dicha Zona es solamente enviar una señal al relé del extremo remoto, el que accionará sólo si ve la falla en el sentido adecuado.

6.6.1.2.7. Regulación de la Zona 2

Como se ha visto en el Capítulo 4, la Zona 2 de un Relé de Distancia sirve para cubrir el tramo de la línea no cubierto por la Zona 1 en subalcance y para Respaldo Remoto de la protección de la línea siguiente.

Para la primera de esas funciones, debe garantizarse una Zona 2 que sobrepase en alrededor del 20% la impedancia de la línea en cuestión. Para cumplir la segunda función, la Zona 2 debe regularse en función de la Zona 1 de la protección de la línea siguiente.

El alcance de la Zona 2 está influenciado por las alimentaciones en la barra intermedia, como se vio en el punto 6.5.3, pero también está influenciado por el efecto de las líneas paralelas, cuando ellas existen.

Para analizar el efecto de una línea paralela en el alcance de la Zona 2, deben tenerse en cuenta las condiciones dadas por los Casos 1, 2 y 3 de los puntos anteriores.

La cuestión consiste en analizar si se pueden cumplir adecuadamente las funciones de esa Zona para las condiciones extremas de los Casos 1 y 3. Es claro que para que se cumpla la primera función, hay que recurrir a la condición del Caso 3 para seleccionar el factor k_0 , con $x = 1$. De ello resulta:

$$k_0 = (Z_{L0} - Z_{L1}) / Z_{L1} + k_{p0} \quad (6-106)$$

Veamos entonces las impedancias medidas durante una falla sólida en la línea siguiente, cuando la configuración es la de la Fig. 6-40:

$$Z_{ap(3)} = Z_{L1} \frac{3 + (Z_{L0} - Z_{L1}) / Z_{L1} + k_{p0}}{3 + k_0} + 2xZ_{L1}' \frac{3 + (Z_{L0}' - Z_{L1}') / Z_{L1}'}{3 + k_0} \quad (6-107)$$

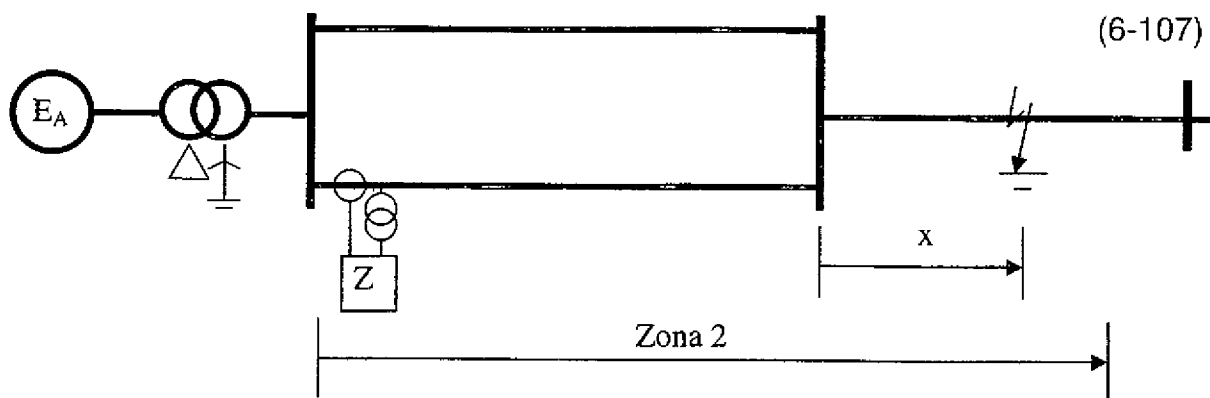


Fig. 6-40: Relé de Distancia en líneas paralelas con Zona 2 en condiciones de respaldo de la línea siguiente

Supongamos ahora que la línea paralela se encuentra en la condición del Caso 1. Una falla en la línea siguiente será medida por el relé como una impedancia menor que la medida bajo condiciones del Caso 3:

$$Z_{ap(1)} = Z_{L1} \frac{3 + (Z_{L0} - Z_{L1}) / Z_{L1} - k_{p0} Z_{M0} / Z_{L0}}{3 + k_0} + x Z_{L1}' \frac{3 + (Z_{L0}' - Z_{L1}') / Z_{L1}'}{3 + k_0} \quad (6-108)$$

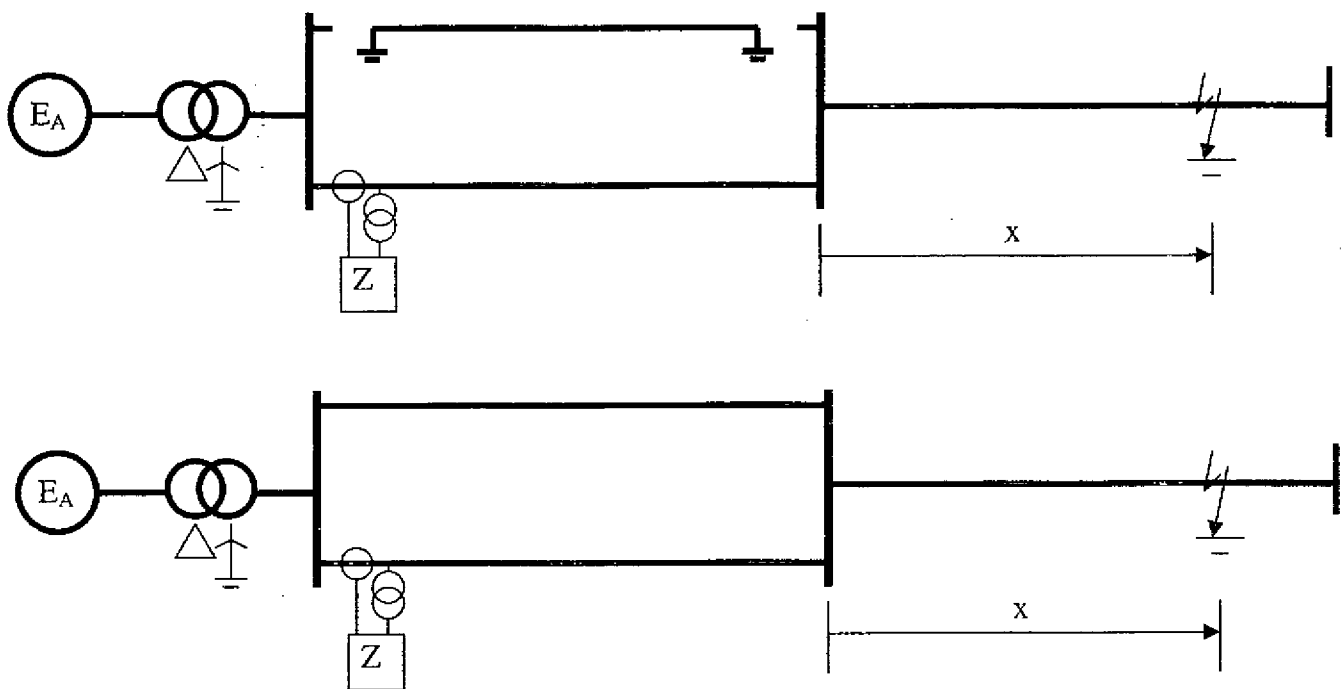


Fig. 6-41: Regulación de la Zona 2 considerando las dos condiciones extremas

Veamos con un ejemplo concreto simple la variación del alcance de la Zona 2. Las líneas paralelas corresponden al ejemplo que hemos utilizado en los puntos anteriores; la línea siguiente es de igual longitud y características que las anteriores (Fig. 6-41). La regulación de la Zona 2 se realiza de modo que su alcance x_{reg} sobre la línea siguiente sea:

$$x_{reg} = 0,5$$

Se considera también que la Zona 1 y la Zona 2 usan el mismo factor de compensación k_0 :

$$k_0 = 1,39$$

De ese modo, en términos de impedancia, la Zona 2 del regulará a:

$$Z_{II} = 2,5 Z_{L1}$$

Nos interesa conocer a que distancia x tendrá que estar la falla bajo condiciones del Caso 1, para que la impedancia medida coincida con la regulación en términos de impedancia Z_{II} . Despejando x y reemplazando por los valores correspondientes, resulta:

$$x = 1,35$$

Esto significa que cuando se presente la condición operativa del Caso 1 todas las fallas que ocurran en la línea siguiente y aún más allá serán vistas por los relés de las líneas paralelas en Zona 2. Ello implica un claro solapamiento de la Zona 2 de los relés de las líneas paralelas con la Zona 2 del relé de la línea siguiente.

Supongamos ahora que para la Zona 2 se utiliza un factor de compensación k_0 específico, adaptado a la condición del caso 3.

$$k_0 = (Z_{L0} - Z_{L1}) / Z_{L1} + k_{p0} \quad (6-109)$$

$$k_0 = 3,1$$

Ahora, en términos de impedancia, la Zona 2 del regulará a:

$$Z_{II} = 1,8 Z_{L1}$$

Despejando x y reemplazando por los valores correspondientes, resulta:

$$x = 1,35$$

En realidad, usar el mismo factor de compensación para la Zona 1 y para la Zona 2, seleccionado bajo la condición operativa del Caso 1, o usar factores diferentes, seleccionando el que corresponde a la Zona 2 bajo las condiciones operativas del Caso 3, no tiene otra implicancia que regular la Zona 2 en forma distinta en un caso y otro. El sobrealcance de la Zona 2 que se produce durante una falla bajo condiciones operativas del Caso 1 es similar.

En ambos casos el sobrealcance resulta inaceptable y debería recalcularse el alcance de la Zona 2, de modo de evitar el solapamiento con la Zona 2 del relé de la línea siguiente. Teniendo en cuenta el margen de seguridad de un 20% necesario, analicemos el ejemplo con:

$$x_{\text{reg}} = 0,2$$

Se considera en primer lugar que la Zona 1 y la Zona 2 usan el mismo factor de compensación k_0 :

$$k_0 = 1,39$$

De ese modo, en términos de impedancia, la Zona 2 del regulará a:

$$Z_{II} = 1,81 Z_{L1}$$

También ahora nos interesa conocer a que distancia x tendrá que estar la falla bajo condiciones del Caso 1, para que la impedancia medida coincida con la regulación en términos de impedancia Z_{II} . Despejando x y reemplazando por los valores correspondientes, resulta:

$$x = 0,73$$

Veamos ahora lo que sucede cuando la Zona 2 usa un factor de compensación específico:

$$k_0 = 3,1$$

En términos de impedancia, la Zona 2 del regulará a:

$$Z_{II} = 1,32 Z_{L1}$$

La distancia x tendrá que estar la falla bajo condiciones del Caso 1, para que la impedancia medida coincida con la regulación en términos de impedancia, resulta:

$$x = 0,74$$

Aunque estas regulaciones no dan lugar a un solapamiento con la Zona 2 del relé de la línea siguiente, el margen de seguridad entre ambas Zonas 2 es bastante escaso.

Los ejemplos dados son muy simples, pero muestran la complejidad que involucra para la regulación de la Zona 2 la operación de las líneas dobles bajo distintas condiciones. La complejidad es aún mayor si están presentes una o más de las siguientes condiciones:

- Que haya alimentaciones adicionales en la barra intermedia, sea solamente de secuencia cero, sea de secuencias positiva, negativa y cero.

- Que a partir de la barra intermedia sigan también líneas dobles.
- Que la línea o las líneas siguientes sean de corta longitud.

Es claro que no existe una solución general y que cada caso debe ser estudiado en particular, pero debe preverse que es posible que el Respaldo Remoto puede resultar inviable, máxime si se tiene en cuenta que la regulación de la Zona 3 adolece de problemas similares a los descritos. En esos casos debe optimizarse el concepto de Respaldo Local de Circuito.

6.6.1.2.8. Compensación del acoplamiento entre líneas paralelas

A partir de la ecuación (6-85) se puede obtener una forma alternativa para la expresión de la impedancia aparente que se presenta a un Relé de Distancia durante fallas a tierra, en el caso de líneas paralelas:

$$Z_{ap} = xZ_{L1} \frac{I_R + [(Z_{L0} - Z_{L1})/Z_{L1}] I_0 + [Z_{M0}/Z_{L1}] I_0}{I_R + k_0 I_0} + I_f R_f / (I_R + k_0 I_0) \quad (6-110)$$

Si en lugar de utilizar la corriente $(I_R + k_0 I_0)$ para alimentar al relé, se utiliza la siguiente corriente:

$$(I_R + k_0 I_0) + k_{p0} I_0 \quad (6-111)$$

y se hace:

$$k_0 = (Z_{L0} - Z_{L1})/Z_{L1} \quad (6-112)$$

$$k_{p0} = Z_{M0}/Z_{L1} \quad (6-113)$$

resulta:

$$Z_{ap} = xZ_{L1} + I_f R_f / (I_R + k_0 I_0 + k_{p0} I_0) \quad (6-114)$$

Es decir que el relé con falla mide correctamente, excepto, claro está, por el error que produce la resistencia de falla.

Véase que adoptar esta forma de compensación significa que cada relé debe ser alimentado también con las corrientes de secuencia cero de la línea paralela. Eso implica que, si se quiere realizar la compensación también para las condiciones del Caso 1, los transformadores de corriente deben estar ubicados del lado línea.

No obstante lo dicho, la principal dificultad de la compensación por acoplamiento mutuo reside en la medición que hace el relé instalado en la línea no fallada, el cual mide incorrectamente y tiende a un sobrealcance.

En primer lugar, veamos la idea física de la razón de este sobrealcance, a partir del esquema unifilar de la Fig. 6-42. La corriente homopolar que circula desde la barra B hacia la falla induce una tensión en la línea no afectada por la falla, de sentido contrario a la caída de tensión que produce la corriente que circula hacia la falla por esa línea. Esa tensión inducida no puede ser compensada en la práctica, ya que para ello debería enviarse la corriente homopolar de la línea en falla desde la barra remota. En esas condiciones, el Relé de Distancia de la línea no fallada mide una impedancia menor que la que debería medir.

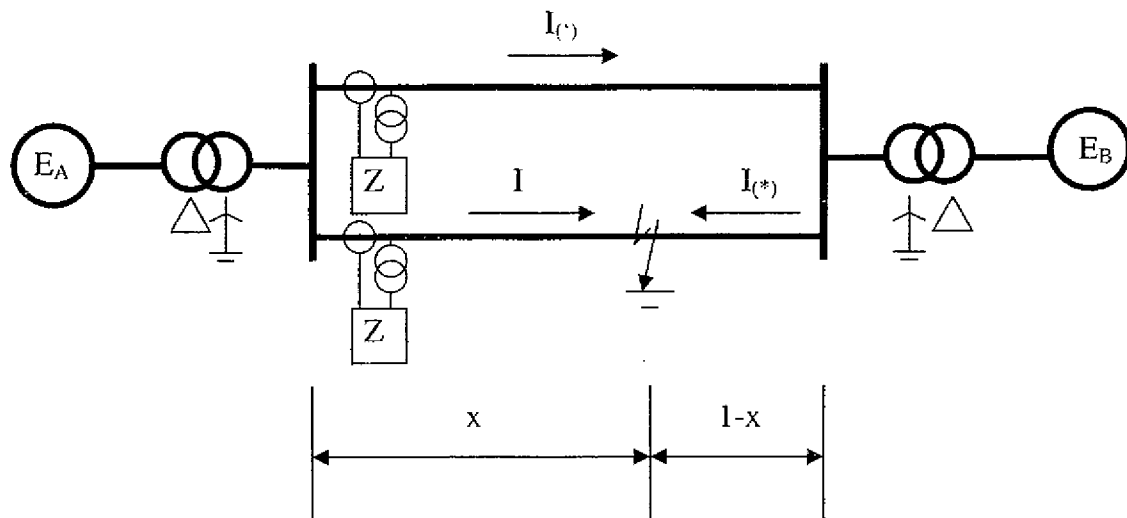


Fig. 6-42: Esquema para el análisis del sobrealcance del relé de la línea no fallada

Analicemos el sobrealcance con mayor detenimiento.

La tensión en la barra A puede expresarse como la suma de caídas de tensión por la línea no fallada y el tramo de la línea fallada desde la barra B hasta la falla, más la caída de tensión en la resistencia de falla. Si consideramos que la resistencia de falla es cero, resulta:

$$V_R = Z_{L1}(I_R + k_0 I_0) + xZ_{M0} I_0 - (1-x)Z_{M0} I_0 - (1-x)Z_{M0} I_0^* + (1-x)Z_{L1}(I_R^* + k_0 I_0^*) \quad (6-115)$$

Donde:

$$k_0 = (Z_{L0} - Z_{L1}) / Z_{L1} \quad (6-116)$$

Dado que:

$$k_{p0} = Z_{M0} / Z_{L1} \quad (6-117)$$

$$V_R = Z_{L1}(I_R + k_0 I_0) + xZ_{L1}k_{p0} I_0 - (1-x)Z_{L1}k_{p0} I_0 - (1-x)Z_{L1}k_{p0} I_0^* + (1-x)Z_{L1}(I_R^* + k_0 I_0^*) \quad (6-118)$$

Esto puede reacomodarse de la siguiente forma:

$$V_R = Z_{L1} [(I_{R'} + k_0 I_{0'}) + k_{p0} I_0] + (1-x) Z_{L1} [(I_{R*} + k_0 I_{0*}) - k_{p0} (I_0 + I_{0'} + I_{0*})] \quad (6-119)$$

Dividiendo por la corriente compensada que se aplica al relé de la línea paralela resulta:

$$Z_{ap}' = \frac{V_R}{I_{R'} + k_0 I_{0'} + k_{p0} I_0} = Z_{L1} + (1-x) Z_{L1} \frac{(I_{R*} + k_0 I_{0*}) - k_{p0} (I_0 + I_{0'} + I_{0*})}{I_{R'} + k_0 I_{0'} + k_{p0} I_0} \quad (6-120)$$

Puesto que el relé mediría correctamente si el resultado fuese:

$$Z_{ap} = Z_{L1} + (1-x) Z_{L1} \quad (6-121)$$

hay un factor que afecta a la impedancia entre la barra remota y la falla. No es difícil comprobar que ese factor es siempre menor que uno, pero como una condición simple pero significativa es cuando no hay alimentación desde la fuente **B**, analizaremos ese caso particular.

En esas condiciones resulta:

$$I_{R'} = 3 I_{0'}$$

$$I_{R*} = 3 I_{0*}$$

$$I_{0'} = I_{0*}$$

$$I_{0'}/I_0 = x/(2-x)$$

Por lo tanto:

$$Z_{ap}' = Z_{L1} \left\{ 1 + (1-x) \frac{(3+k_0)[x/(2-x)] - k_{p0}[1 + 2x/(2-x)]}{(3+k_0)[x/(2-x)] + k_{p0}} \right\} \quad (6-122)$$

Con esta expresión es sencillo determinar a que distancia x desde la Estación **A** debe estar la falla en la línea averiada, para que el relé de la línea paralela la vea justo en el límite de su Zona 1. La condición es:

$$Z_{ap}' = n Z_{L1} \quad (6-123)$$

Donde n es el alcance de la Zona 1 expresado en p. u. de la impedancia de secuencia positiva de la línea.

Planteando la ecuación para x resulta:

$$x^2(3 + k_0 - k_{p0}) - x[(3 + k_0)(2 - n) + n k_{p0}] + 2 n k_{p0} = 0 \quad (6-124)$$

Es decir, para que la falla no sea detectada por la Zona 1 de la protección de la línea paralela, debe ubicarse a una distancia desde la Estación A mayor a la que resulte de despejar x de la ecuación (6-124)

Veamos un ejemplo concreto con:

$$k_0 = 1,98$$

$$k_{p0} = 1,2$$

$$\text{Considerando: } n = 0,8$$

$$\text{resulta: } x = 0,34$$

Con los datos de este ejemplo, se ha construido el gráfico de la Fig. 6-43, en el que se muestra la Impedancia Aparente medida por el relé de la línea con falla y la Impedancia Aparente medida por el relé de la línea paralela, cuando ambos están compensados por la corriente homopolar de la otra línea.

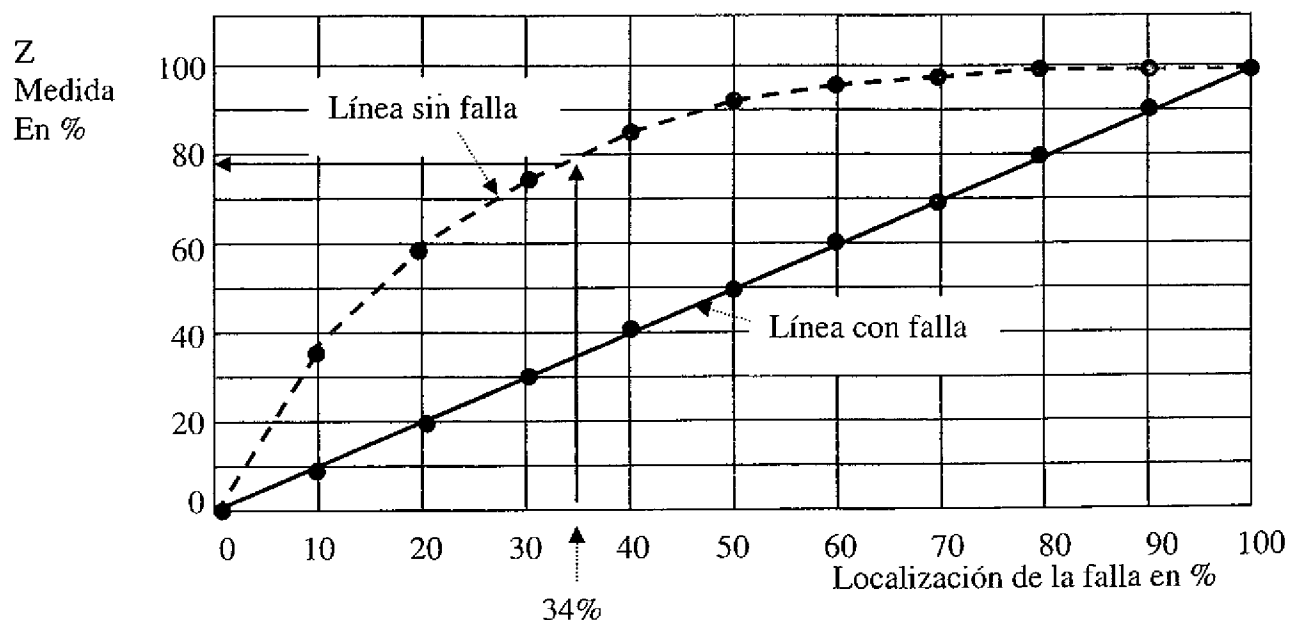


Fig. 6-43: Impedancias medidas por los relés de la línea fallada y de la línea no fallada cuando se aplica compensación mutua

El problema expuesto es muy serio e implica la necesidad de tomar contramedidas para evitar la operación en Zona 1 del relé de la línea paralela a la línea con falla. Para ello, es común el método de comparar la corriente de secuencia cero de ambas líneas y llevar a cabo la compensación solamente en la línea en la que dicha corriente es mayor que la de la otra línea, en una dada cantidad preestablecida.

No hay dudas que este tipo de compensación ofrece dificultades, pero con los modernos relés digitales las mismas pueden ser más eficazmente solucionadas, en tanto la comparación se realiza en forma numérica. Por otra parte, la información de la corriente de secuencia cero puede hacerse directamente entre relés, con magnitudes ya digitalizadas. Es importante considerar que la función de Localización de Falla, integrada dentro de los relés digitales, necesita indefectiblemente la mencionada compensación, de modo que es común que los relés tengan implementado el algoritmo de compensación.

6.6.1.2.9. Esquemas distanciométricos

En los puntos anteriores se ha analizado la impedancia medida por los Relés de Distancia en el caso de líneas "verdaderamente paralelas" y el modo de regular la Zona 1 y la Zona 2, teniendo en cuenta las condiciones operativas. También se ha visto la modalidad de compensación, cuando se hace uso de la corriente homopolar de la línea paralela.

En este punto veremos los diferentes esquemas de Protección de Distancia que se aplican, teniendo en cuenta los conceptos analizados.

La aplicación de la Protección de Distancia a líneas paralelas puede dividirse en dos grandes grupos:

- Esquemas sin Teleprotección
- Esquemas con Teleprotección

6.6.1.2.9.1. Esquemas sin Teleprotección

Los esquemas de Protección de Distancia sin Teleprotección se aplican en general a líneas de subtransmisión o de distribución en las que la eliminación de las fallas en tiempo de Zona 2 no compromete la estabilidad del sistema. No obstante, cuando se trata de proteger líneas paralelas, debe tenerse en cuenta que el alcance de la Zona 1 puede verse severamente reducido por efecto del acoplamiento mutuo, de modo que el porcentaje de fallas despejadas en tiempos de Zona 2 aumenta considerablemente cuando se opta por relés sin compensación.

En el caso de relés sin compensación, es fundamental evitar el sobrealcance cuando la línea paralela está fuera de servicio y puesta a tierra en ambos extremos. Hemos visto en el punto 6.6.2.6 como debe procederse en ese caso, aunque debe quedar claro que la Zona 1 tendrá un alcance notoriamente reducido cuando la línea paralela está en servicio.

La regulación de la Zona 2 depende de la posibilidad de elección del factor k_0 . Si dicho factor puede seleccionarse distintamente para Zona 1 y Zona 2, la función de

Respaldo Remoto de la Zona 2 puede ser realizada más eficazmente, aunque la combinación de los efectos de la línea paralela y de las alimentaciones en la barra intermedia debe ser cuidadosamente evaluada en cada caso particular. Del mismo modo debe procederse con la Zona 3. En muchos casos puede suceder que el despeje de fallas en condición de Respaldo Remoto requiera un tiempo considerablemente alto.

Cuando se opta por relés con compensación, el alcance de la Zona 1 no sufre alteraciones por efecto de la línea paralela, pero es indispensable que la función de compensación sea debidamente bloqueada en los relés de la línea no afectada por la falla, ya que, como se ha visto en el punto 6.6.1.2.8, esos relés tienen un notorio sobrealcance por efecto de la compensación. La Zona 2 sólo es parcialmente compensada, de modo que es necesario estudiar su alcance real en cada caso particular. De igual modo se debe proceder con la Zona 3.

Algunas empresas utilizan el concepto de Extensión de Zona 1 Controlada por el Recierre Automático. Para ello, los Relés de Distancia tienen una Zona 1 Normal y una Zona 1 Extendida. Cuando se produce una falla el relé mide en primera instancia con la Zona 1 Extendida, la cual tiene un alcance asegurado más allá de la barra remota. Luego de la primera actuación y durante el Tiempo Muerto del Recierre, el relé conmuta a la Zona 1 Normal, de modo que si la falla persiste, la mide con esta Zona. Esto permite que todas las fallas fugitivas sean despejadas en tiempo de Zona 1 sin equipamiento de Teleprotección. No obstante, la Zona 1 Extendida se solapa parcialmente con la Zona 1 del relé de la línea siguiente, de forma que fallas ubicadas en el sector de solapamiento son despejadas simultáneamente por ambos relés, dando lugar a la pérdida innecesaria de una barra hasta que actúe el Recierre Automático. Cuando este concepto se aplica a líneas paralelas, debe estudiarse cuidadosamente el alcance de la Zona 1 Extendida para todas las condiciones operativas.

Los medios de comunicación disponibles en la actualidad, su alta confiabilidad y costos relativos más bajos que hace varios años, han hecho que hoy en día la mayor parte de los esquemas distanciométricos estén asociados a Sistemas de Teleprotección.

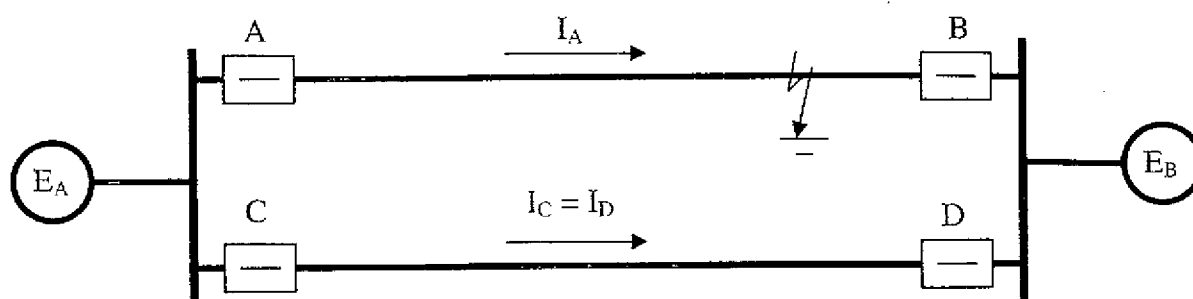
6.6.1.2.9.2. Esquemas con Teleprotección

El esquema de Protección de Distancia con Teleprotección de Sobrealcance Permisivo es bastante usado en el caso de líneas paralelas, aunque también se aplican esquemas de subalcance.

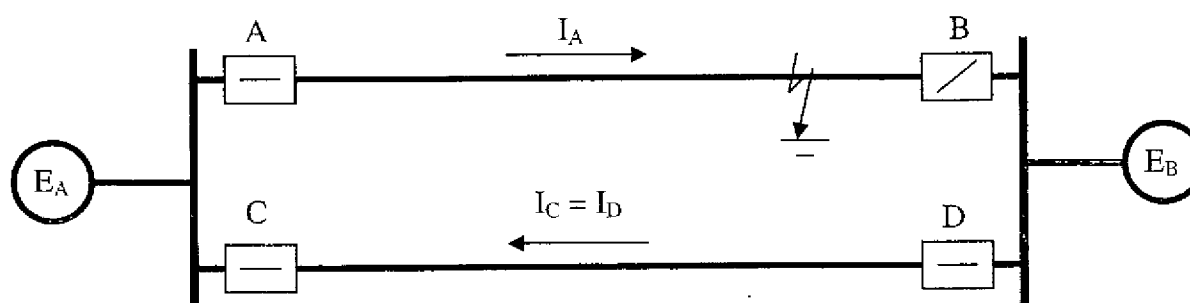
En los esquemas de subalcance deben tomarse las mismas precauciones que en el caso de esquemas sin Teleprotección. Es importante asegurar que el solapamiento entre Zonas 1 de los relés de ambos extremos tenga el suficiente margen de seguridad, asegurando igualmente que no haya sobrealcance cuando la línea paralela esté fuera de servicio y puesta a tierra en ambos extremos.

La aplicación de la compensación por corriente homopolar de la línea paralela resuelve los problemas de alcance de la Zona 1, pero adolece de las dificultades

descriptas y se deben tomar las precauciones con las protecciones de la línea no afectada por la falla expuestas en el punto 6.6.1.2.8.



a) Situación inicial inmediatamente luego de la inyección de la falla



b) Situación luego de la inyección luego de la apertura del interruptor B

Fig. 6-44: Efecto de la reversión de corriente

6.6.1.2.10. Efecto de la reversión de corriente

Un efecto no deseado en la eliminación de fallas en líneas "verdaderamente paralelas" puede suceder si una falla en una de las líneas no es eliminada en forma totalmente simultánea desde ambos extremos. El fenómeno es conocido como "reversión de corriente en la línea sana", aparece en esquemas de Sobrealcance Permisivo o de Comparación Direccional y para explicarlo nos referimos a la Fig. 6-44.

Luego de la inyección de la falla, la corriente en la línea sana fluye de **C** a **D**. Supongamos que el interruptor en **B** abre antes que el interruptor **A**. En ese instante la corriente en la línea sana invierte su sentido. Inicialmente el relé con sobrealcance en **C** ve la falla hacia delante, pero no emite orden de apertura al interruptor, porque no recibe la señal de Teleprotección desde el otro extremo. Cuando la corriente se invierte, el relé en **D** envía la señal de Teleprotección al relé en **C** y si éste no ha llegado a cambiar su direccionalidad, se produce un accionamiento indeseable.

Con el relé en **D** también puede suceder algo indeseable. Inicialmente recibe la señal de Teleprotección desde el relé en **C**, pero no acciona por ver la falla en dirección inversa. Cuando se abre el interruptor en **B**, invierte su dirección, pero si la señal de Teleprotección desde **C** no ha llegado a desaparecer, emite una señal de apertura indeseable.

El fenómeno descrito es más probable en el caso de líneas paralelas de corta longitud, en las que el esquema de Comparación Direccional o el esquema de Sobrealcance Permisivo resultan soluciones necesarias, debido a la magnitud relativa de los errores de todo tipo esperados. La situación se agrava cuando las líneas tienen compensación serie, en función de los esquemas que se deben adoptar, que veremos más adelante.

Par evitar las operaciones indeseadas descritas, los Relés de Distancia pueden proveerse con una función denominada "Bloqueo Transitorio" o "Guarda de Reversión de Corriente". En síntesis, esta función permite un accionamiento rápido durante un corto intervalo de tiempo (por ejemplo, durante 40 ms), pero realiza un bloqueo o retarda el accionamiento de la protección antes que el interruptor en **B** abra; esto es, antes que se produzca la reversión de corriente.

6.6.1.3. Otras variantes de líneas paralelas

Aunque las líneas "verdaderamente paralelas" parecen ser la variante de líneas paralelas más difundida, hay otras modalidades que es necesario tener en cuenta, especialmente porque las dificultades para obtener nuevos permisos de paso dan como resultado un máximo aprovechamiento de los corredores existentes.

Observemos las siguientes variantes:

- Variante 1: Líneas paralelas con solamente una barra común (Fig. 6-45)
- Variante 2: Líneas paralelas con barras separadas en ambos extremos, pero del mismo sistema e igual nivel de tensión (Fig. 6-46)
- Variante 3: Líneas paralelas con fuentes de secuencia positiva comunes, pero distintas fuentes de secuencia cero (Fig. 6-47)
- Variante 4: Líneas paralelas con diferentes fuentes de secuencia positiva y secuencia cero (Fig. 6-48)

En mayor o menor medida, todas estas variantes implican más dificultades de protección que en el caso de líneas verdaderamente paralelas, por lo menos si el tramo paralelo es apreciable.

6.6.1.3.1. Variante 1

En esta variante es posible estudiar los alcances de los relés bajo distintas condiciones operativas de la línea paralela y seleccionar el factor k_0 óptimo, que asegure un buen solapamiento de las Zonas 1 de ambos extremos, sin sobrealcance en caso de la línea paralela fuera de servicio y puesta a tierra en ambos extremos.

La aplicación de la compensación por corriente homopolar de la línea paralela solamente se puede hacer en el extremo de barra común.

Cuanto más corto sea el tramo paralelo, menores son los problemas de alcance a resolver.

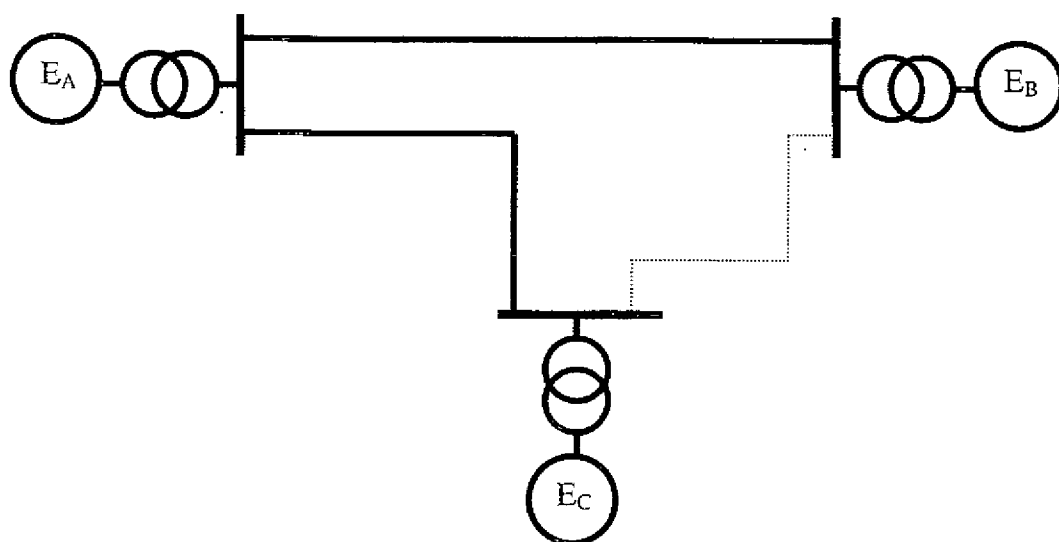


Fig. 6-45: Líneas paralelas con barra común en un solo extremo

6.6.1.3.2. Variante 2

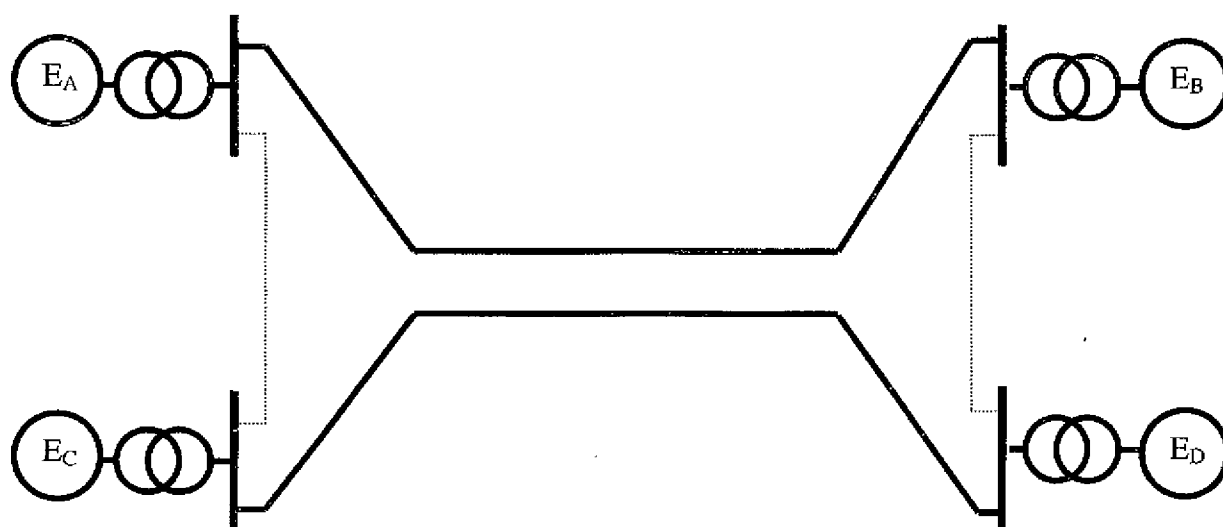


Fig. 6-46: Líneas paralelas con barras separadas en ambos extremos

También en esta variante es posible estudiar los alcances de los relés bajo distintas condiciones operativas de la línea paralela y seleccionar el factor k_0 óptimo, que

asegure un buen solapamiento de las Zonas 1 de ambos extremos, sin sobrelapance en caso de la línea paralela fuera de servicio y puesta a tierra en ambos extremos.

La aplicación de la compensación por corriente homopolar de la línea paralela no se puede llevar a cabo.

Cuanto más corto sea el tramo paralelo, menores son los problemas de alcance a resolver.

6.6.1.3.3. Variante 3

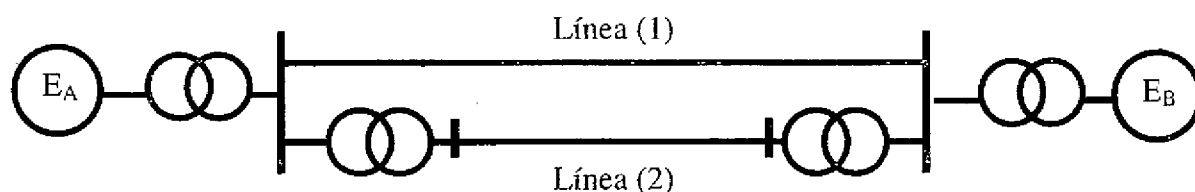


Fig. 6-47: Líneas paralelas con distintas fuentes de secuencia cero

Para estudiar los alcances bajo distintas condiciones operativas de la línea paralela y seleccionar el factor k_0 óptimo, hay que considerar la red homopolar resultante, la cual está esquematizada en la Fig. 6-49. Es evidente que cada una de las líneas que funcionan en paralelo aparece frente a la otra formando un lazo que tiene características similares a cuando una línea está fuera de servicio y puesta a tierra en ambos extremos, salvo que en serie con la impedancia homopolar de la línea ahora aparecen impedancias homopolares de los extremos. Si la que tiene la falla es la línea 2, la línea 1 aparece para las protecciones de la línea 2 con su impedancia homopolar en serie con las impedancias homopolares del lado de las fuentes A y B. Si la que tiene la falla es la línea 1, la línea 2 aparece para las protecciones de la primera con su impedancia homopolar en serie con las impedancias homopolares de los transformadores C y D.

En el primero de los casos, la constante K_{pa} resulta, para una falla en el extremo de la línea:

$$K_{pa} = -Z_{M0} / (Z_{L(1)0} + Z_{A0} + Z_{B0}) \quad (6-125)$$

En el segundo caso, la constante K_{pa} resulta, para una falla en el extremo de la línea:

$$K_{pa} = -Z_{M0} / (Z_{L(2)0} + Z_{TC0} + Z_{TD0}) \quad (6-126)$$

No es difícil inferir entonces, que la menor Impedancia Aparente que mide el relé aparece cuando una línea está fuera de servicio y puesta a tierra en ambos extremos.

Una configuración más común es la que se muestra en la Fig. 6-50, ya que una línea con mayor nivel de tensión suele adicionarse para abastecer una Estación alimentada radialmente por una línea de capacidad insuficiente para los nuevos requerimientos de potencia. De cualquier modo, no varían los conceptos básicos expuestos con mayor generalidad.

Si existe una protección sensible de sobrecorriente homopolar direccional, adicionada a la Protección de Distancia, se deben tomar precauciones especiales, ya que la corriente homopolar inducida en la línea no afectada por la falla da lugar a una relación tensión homopolar-corriente homopolar que implica una direccionalidad equivocada. En este caso, es preferible un relé de secuencia negativa en lugar de un relé de secuencia cero, o bien realizar un bloqueo del relé de secuencia cero que detecte la menor corriente homopolar. Claro que este último recurso solamente se puede aplicar si ambas líneas tienen cabeceras en las mismas Estaciones.

6.6.1.3.4. Variante 4

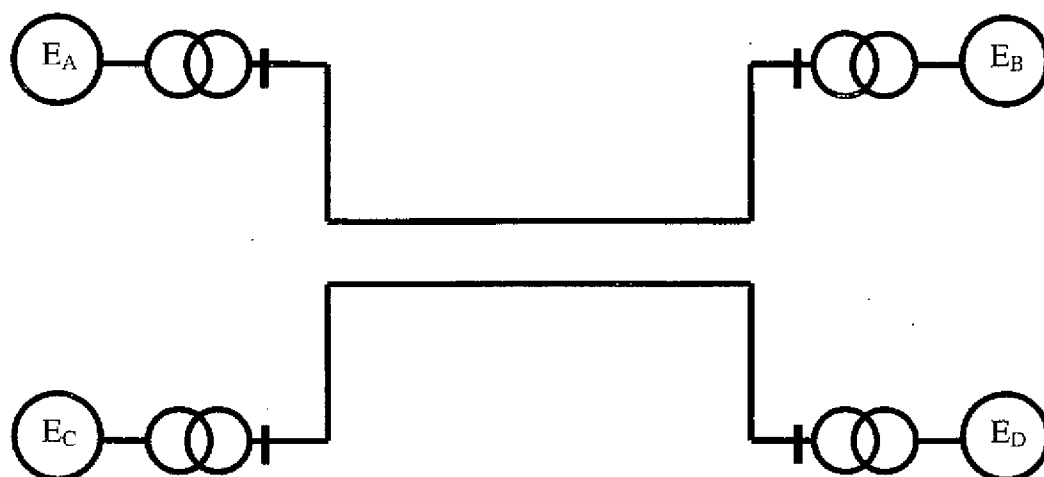


Fig. 6-48: Líneas paralelas con fuentes de secuencia positiva y cero separadas

Esta variante no tiene otro sentido práctico que con líneas de distintos sistemas, por ejemplo uno de transmisión y otro de distribución, compartiendo un mismo corredor o incluso las mismas torres. Por ello, se trata normalmente de líneas de distinto nivel de tensión. En realidad la única diferencia con el caso de protección de la variante 3 se encuentra en las redes de secuencia positiva y negativa, mientras que la red de secuencia cero es enteramente similar. Ver Fig. 6-51. En las expresiones de la constante K_{pa} intervienen en el denominador las impedancias de secuencia cero de las fuentes C y D.

Muy raramente ambas líneas tienen cabeceras en las mismas Estaciones, por lo que la compensación por corriente de secuencia cero de la línea paralela resulta imposible.

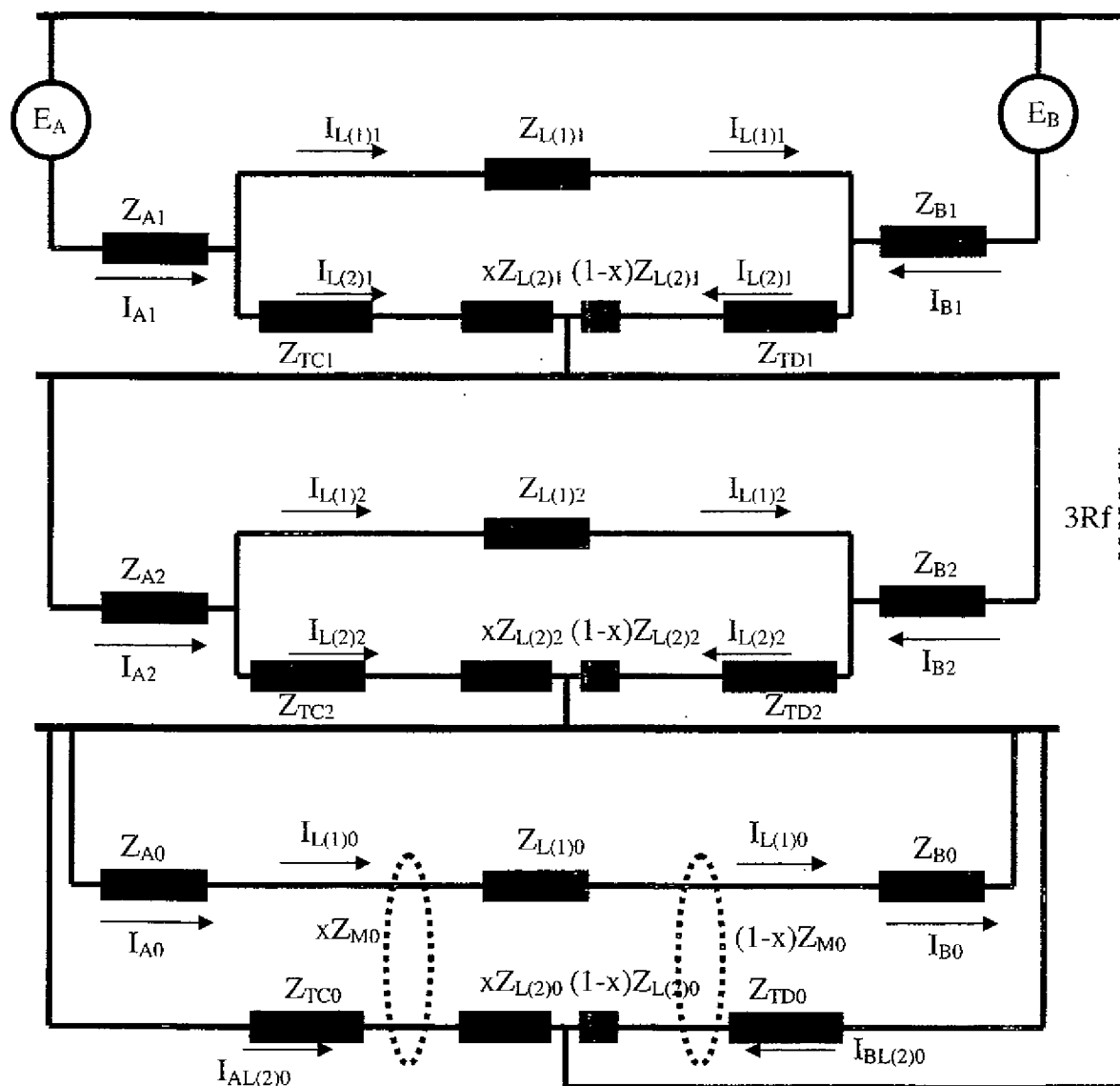


Fig. 6-49(a): Redes de secuencia para fallas a tierra en caso de líneas paralelas con distintas fuentes de secuencia cero [falla en línea (2)]

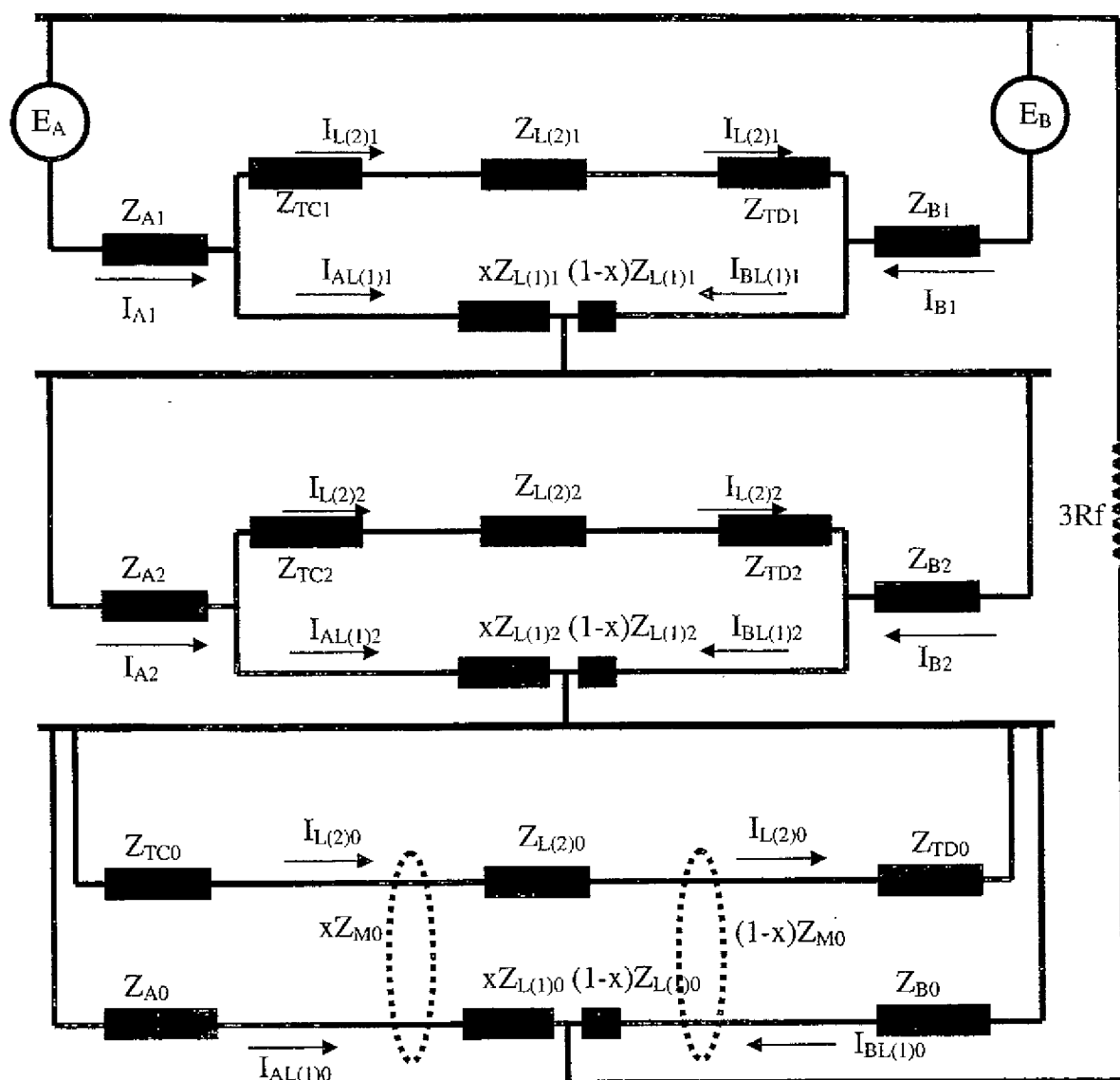


Fig. 6-49(b): Redes de secuencia para fallas a tierra en caso de líneas paralelas con fuentes de secuencia positiva y cero separadas [falla en línea (1)]

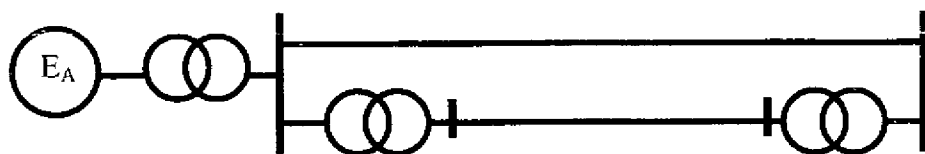


Fig. 6-50: Variante más común de líneas paralelas con distintas fuentes de secuencia cero

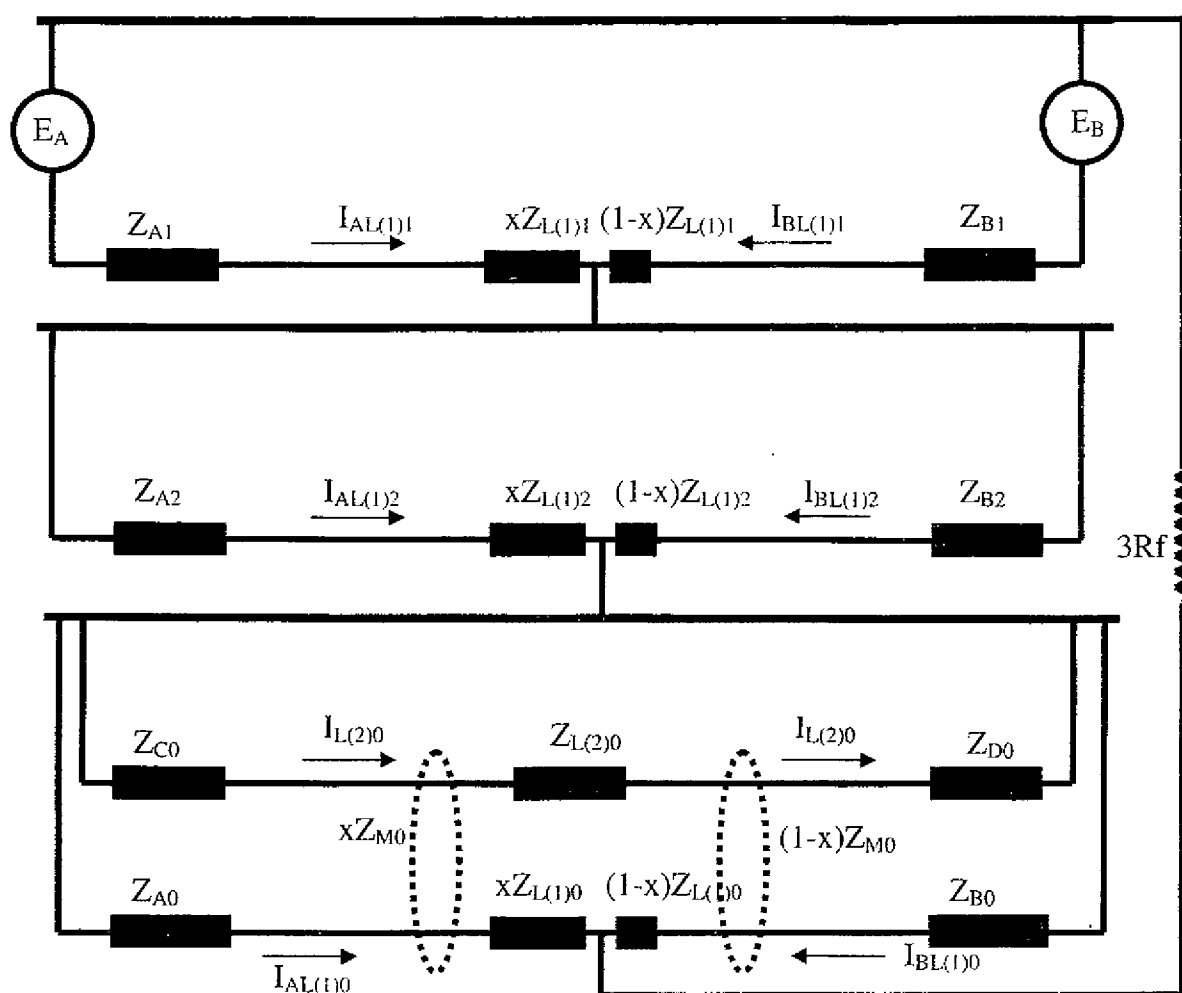


Fig. 6-51: Redes de secuencia para fallas a tierra en caso de líneas paralelas con distintas fuentes de secuencia cero y secuencia positiva [falta en línea (1)]

6.6.1.4. Fallas entre líneas paralelas y fallas múltiples

Aunque las fallas entre líneas paralelas ocurren casi exclusivamente cuando ambas líneas están montadas en las mismas torres, los severos frentes de onda de tensión que se producen durante tormentas eléctricas suelen dar lugar a contorneos de cadenas de aisladores, en algunas ocasiones en fases diferentes de una misma línea y en otras en fases iguales o diferentes de las líneas paralelas. Cuando las fallas múltiples se originan en sobretensiones, el tiempo que transcurre entre una y otra es de unos pocos milisegundos, de modo que pueden ser consideradas simultáneas.

Cuando las líneas dobles están montadas en las mismas torres, el fuerte balanceo de conductores producido por vientos arrachados o por el desprendimiento de manguitos de hielo, puede originar fallas entre líneas. También los incendios bajo las líneas u objetos que vuelan impulsados por el viento son causa de fallas simultáneas.

Cualquier falla entre conductores de líneas paralelas, con o sin contacto a tierra, da lugar a una distribución de corrientes que implica un casi impredecible efecto sobre las protecciones, especialmente si se trata de líneas de diferentes niveles de tensión.

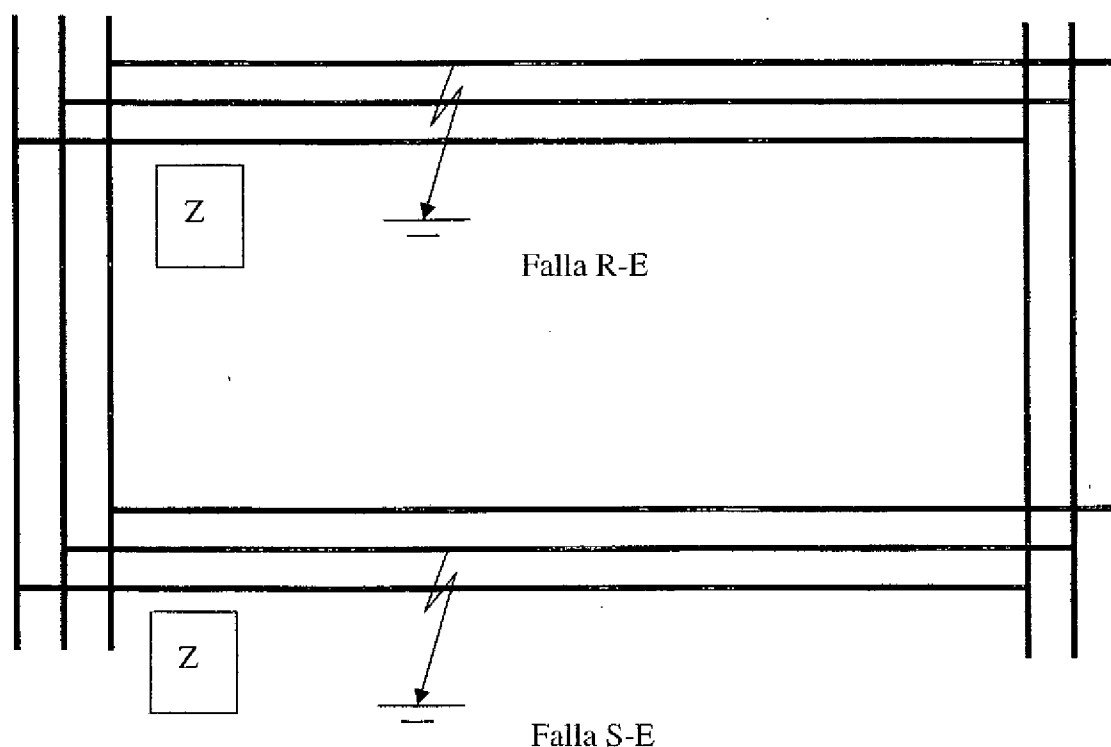


Fig. 6-52: Falla doble en líneas paralelas

Desde un punto de vista práctico, el caso mostrado en la Fig. 6-52 reviste interés pues pueden tomarse medidas para mejorar la protección. Es deseable que las protecciones realicen un desenganche selectivo, de modo de mantener una terna

equivalente completa en servicio, para lograr mantener la estabilidad del sistema. Obsérvese atentamente que en ese caso la selección de fase para el desenganche no puede llevarse a cabo bajo ninguna circunstancia por los elementos de arranque, ya que los mismos tienen un alcance tal que ven las fallas en ambas líneas e inician entonces un desenganche trifásico en las dos líneas. Por ello es necesario que los relés sean de múltiples unidades de medida y usen para la selección zonas distanciométricas con un reducido sobrealcance. Resulta también necesario inhibir las unidades para fallas entre fases, por ejemplo mediante la detección de corriente homopolar, para prevenir efectos adversos en la selección. Si la falla múltiple es muy cercana al extremo remoto, el método descrito no provee solución, de modo que si se requiere una correcta selección sobre el 100% de las líneas hay que recurrir a esquemas distintos a distancimétricos.

En síntesis, lograr una Protección de Distancia eficiente para fallas dobles que involucren a dos líneas paralelas es extremadamente difícil, a tal punto que no es normal tenerlas en consideración cuando se diseñan los esquemas. Esto implica que la decisión de realizar líneas paralelas, especialmente usando los mismos soportes, debe tomarse analizando la probabilidad de fallas del tipo indicado y los efectos de accionamientos no selectivos.

6.6.1.5. Valores prácticos, cálculo y medición de la impedancia mutua

Es importante conocer los valores prácticos que puede adquirir la impedancia mutua de secuencia cero de dos líneas paralelas, de modo de saber la real incidencia que la misma tiene sobre la medición de los Relés de Distancia. Es bastante claro que cuando dos líneas comparten las mismas torres, la interacción electromagnética entre ellas debe ser tomada en consideración, pero no resulta tan claro el efecto cuando el eje de las líneas está bastante alejado, por ejemplo 60 metros.

En primer lugar, veremos algunos ejemplos prácticos reales, extraídos de bibliografía citada en cada caso. Luego analizaremos ecuaciones que permiten el cálculo de la impedancia mutua, especialmente para ver la influencia que tiene la distancia entre líneas. Por último, se presentarán las modalidades de medición.

6.6.1.5.1. Valores prácticos reales

En el punto 6.5.1 se presenta la matriz de impedancias por milla, compensadas por corriente de tierra, de una línea doble de 400kV, cuya disposición se aprecia en la Fig. 6-6. Dicha matriz fue extraída de la Ref. [175]. Teniendo en cuenta la ecuación (6-84), la impedancia mutua de secuencia cero promedio resulta aproximadamente:

$$Z_{M0} = 0,141 + j 0,75 \text{ (ohm/Milla)} = 0,087 + j 0,466 \text{ (ohm/Km)}$$

Para la misma línea, la impedancia homopolar es aproximadamente:

$$Z_{L0} = 0,17 + j 1,38 \text{ (ohm/Milla)} = 0,105 + j 0,86 \text{ (ohm/Km)}$$

De la empresa Transener S. A. (Argentina) se ha tomado un ejemplo de dos líneas paralelas de 500kV espaciadas 75 metros, con disposición representada en la Fig. 6-4(a), utilizada para un cálculo en el punto 6.6.1.2.1. Los valores resultantes son:

Impedancia mutua de secuencia cero por Km:

$$Z_{M0} = 0,2332 + j 0,3354 \text{ (ohm/Km)}$$

Impedancia de secuencia cero por Km:

$$Z_{L0} = 0,2286 + j 0,7912 \text{ (ohm/Km)}$$

Un ejemplo para una línea de 132kV se ha tomado de la Ref. [36], con disposición representada en la Fig. 6-53:

Impedancia mutua de secuencia cero por Km:

$$Z_{M0} = 0,3158 + j 0,92 \text{ (ohm/Milla)} = 0,196 + j 0,57 \text{ (ohm/Km)}$$

Impedancia de secuencia cero por Km:

$$Z_{L0} = 0,575 + j 1,77 \text{ (ohm/Milla)} = 0,357 + j 1,10 \text{ (ohm/Km)}$$

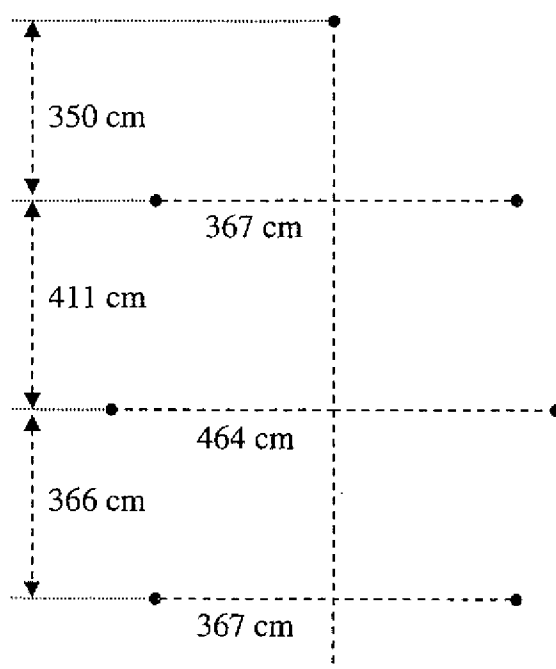


Fig. 6-53: Disposición de una línea doble de 132kV

6.6.1.5.2. Formas de cálculo

La impedancia mutua entre dos conductores que tienen un retorno común por tierra (Fig. 6-54), puede expresarse de la siguiente manera (Ref. [23]):

$$Z_M = (\pi/4) \mu_0 f + j \mu_0 f \ln(\delta/D_{ab}) \quad [\text{ohm/Km}] \quad (6-127)$$

Donde:

$$\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-4} \quad [\text{Henrios / Km}]$$

f = frecuencia [Hz]

$\delta = 658 \sqrt{\rho / f}$: profundidad de penetración de la corriente por tierra, en metros

ρ : Resistividad de la tierra, en Ohm - metros

D_{ab} : Distancia media entre los conductores a y b, en metros

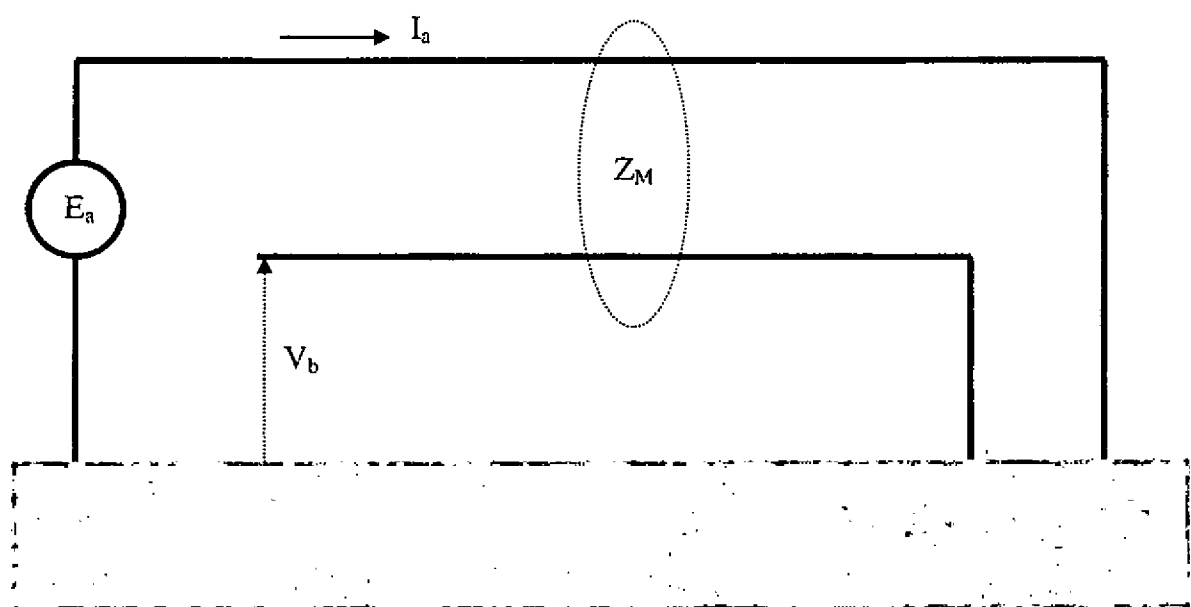


Fig. 6-54: Acoplamiento mutuo entre dos conductores con retorno común por tierra

Si en lugar de considerar dos conductores analizamos el acoplamiento mutuo de secuencia cero entre dos líneas (Fig. 6-55), resulta:

$$Z_{M0} = V_{0b} / I_{0a} = 3 Z_M$$

Si se tiene una resistividad de tierra típica de 100 Ohm – metros, en un sistema de 50 Hz resulta:

$$Z_{M0} = 0,15 + j 0,1884 \ln (931/ D_m) \text{ [Ohm/Km]}$$

Donde ahora es:

D_m = Distancia Media Geométrica entre los conductores de ambas líneas (aproximadamente igual a la distancia entre torres de ambas líneas)

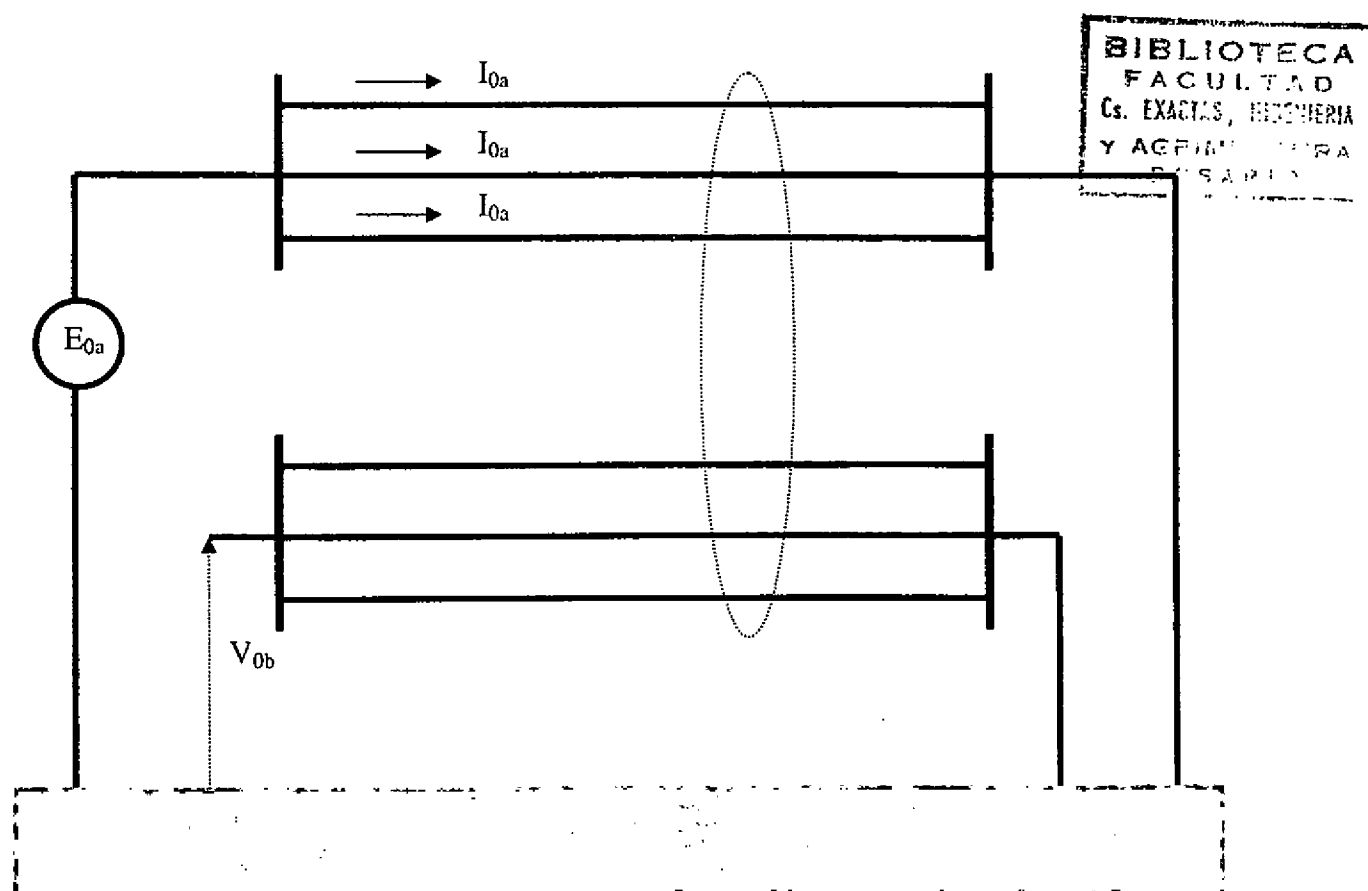


Fig. 6-55: acoplamiento mutuo entre dos líneas con retorno común por tierra

Resulta evidente la variación logarítmica de la impedancia mutua de secuencia cero con la distancia entre las líneas.

Sin embargo, la sencilla fórmula de la ecuación (6-127) solamente tiene validez si ambas líneas acopladas electromagnéticamente no tienen hilo de guardia. El hilo de guardia introduce caminos para la corriente homopolar que no son de sencilla evaluación, de modo que debe recurrirse a programas computacionales que se han desarrollado para ese tipo de cálculo. En las Figuras 6-56 (a) y (b) se han representado las reactancias mutuas de secuencia cero para una línea de 400kV y una línea de 110kV, respectivamente, tomadas de la Ref. [...], considerando una resistividad del suelo de 100 Ohm – metros y frecuencia de 50 Hz.

Los ejemplos nos permiten ver desde un punto de vista práctico que la influencia entre líneas se mantiene aún con las líneas bastante alejadas y que es considerablemente mayor en líneas sin hilo de guardia.

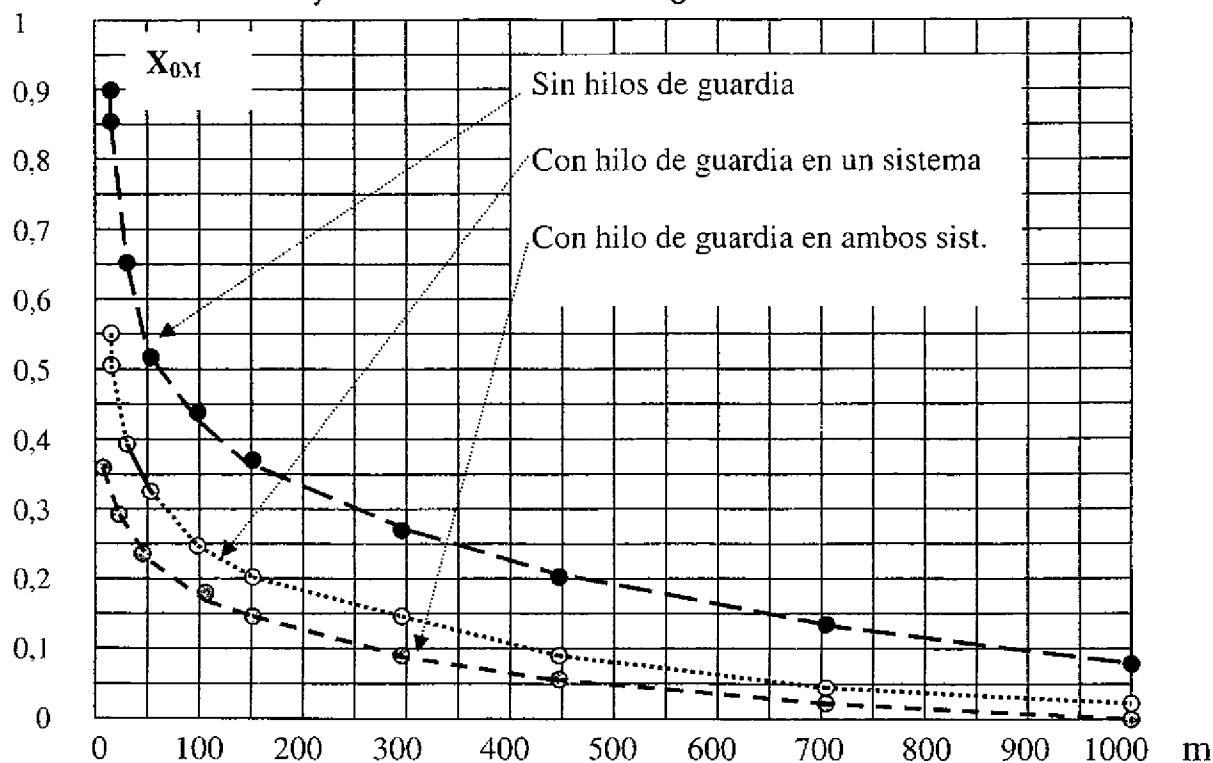


Fig. 6-56 (a): Reactancia mutua típica en función de la distancia entre líneas para una línea de 400kV, con frecuencia de 50 Hz y $\rho = 100 \Omega\text{-m}$ [Ω/km]

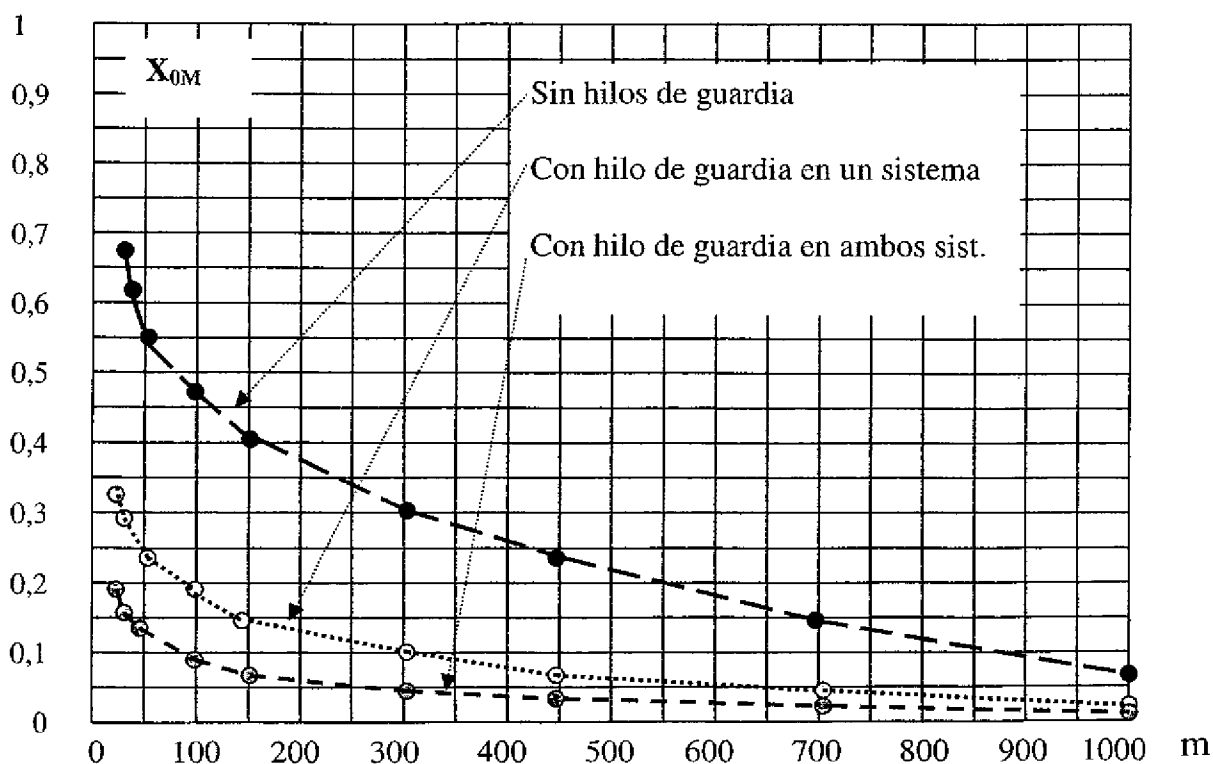


Fig. 6-56 (b): Reactancia mutua típica en función de la distancia entre líneas para una línea de 110kV, con frecuencia de 50 Hz y $\rho = 100 \Omega\text{-m}$ [Ω/km]

6.6.1.5.3. Modalidades de medición

Advertencia: Lo que se describe a continuación es solamente el concepto de medición empleado para la determinación de la impedancia mutua de secuencia cero y no la técnica detallada. Ésta requiere una cantidad de precauciones que caen fuera del alcance de este texto y que hacen necesaria la consulta de procedimientos y normas específicos. Debe tenerse en cuenta que, aunque las mediciones se realizan con señales de baja tensión, otras líneas cercanas o interferencias atmosféricas pueden inducir tensiones peligrosas.

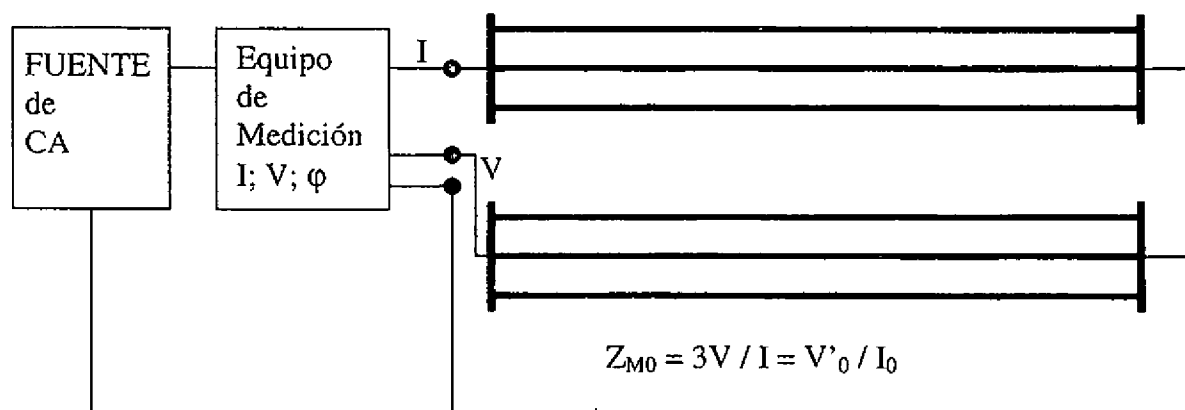
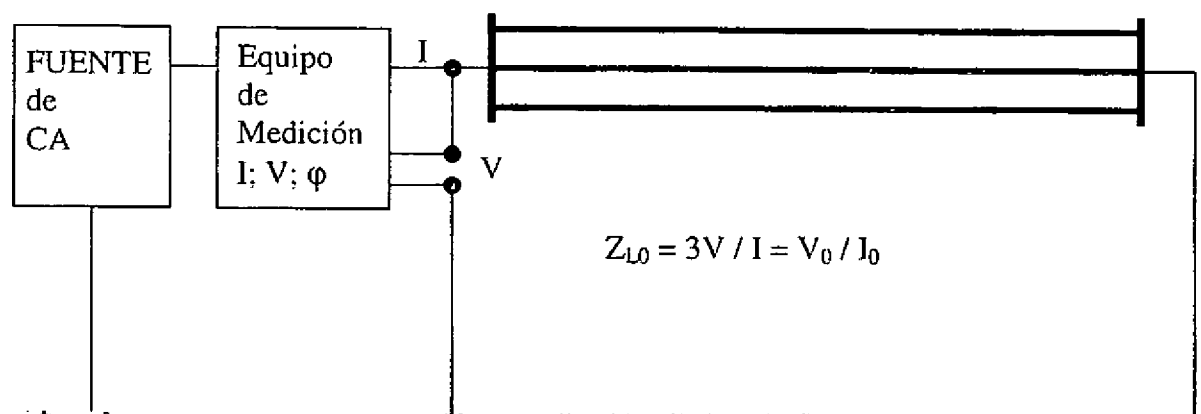


Fig. 6-57: Esquemas de medición de las impedancias de secuencia cero y mutua de secuencia cero de una línea doble

La modalidades de medición de las impedancias de secuencia cero y mutua de secuencia cero están esquematizadas en la Fig. 6-57.

La fuente utilizada es normalmente de 220V, pero en todo caso se debe asegurar que la fuente tenga un contenido de armónicas inferior al 2% para las armónicas 3ª y 5ª. Y menor que el 1% para el resto de las armónicas. Se recomienda una clase de exactitud del instrumental de 0,5%.

Entendemos que, en la medida de lo posible, se debe recurrir a la medición, ya que se han encontrado discrepancias entre los valores medidos y calculados, especialmente en el caso de líneas con hilo de guardia.

6.6.1.6. Conclusiones

La aplicación de la Protección de Distancia a líneas paralelas requiere tomar precauciones de regulación, basadas en el conocimiento de la inductancia mutua entre las líneas y la distribución de corrientes homopolares por las mismas. Eso es menos dificultoso en el caso de líneas "verdaderamente paralelas", pero puede ser muy complejo en el caso de líneas de distintos sistemas compartiendo los mismos soportes.

Las soluciones para la Zona 1 son aceptables en la mayor parte de los casos, con o sin compensación por corriente homopolar de la línea paralela. Sin embargo, la aplicación de las Zonas 2 en adelante como Respaldo Remoto ofrece serias dificultades, teniendo en cuenta las variaciones de alcance que se pueden producir según el estado operativo de las líneas. Estas variaciones se suman a las variaciones por las alimentaciones en las barras intermedias, explicadas en el punto 6.5.3, de modo que el Respaldo Remoto en general solamente puede considerarse como un respaldo de última instancia, con elevada temporización. Si este es el caso, es imprescindible recurrir a Respaldo Local de Circuito de similar jerarquía a la protección principal, especialmente cuando el sistema requiere tiempos de despeje de fallas suficientemente reducidos.

Una solución que permiten las protecciones digitales es la posibilidad de regulaciones adaptivas, con grupos de regulación estudiados para cada caso de configuración de la red. Los cambios pueden hacerse en forma automática si cada relé puede recibir informaciones confiables del sistema, pero aunque no sean automáticos, los cambios pueden hacerse manualmente a distancia.

6.6.2. Protección de líneas multiterminal y de líneas con derivaciones

6.6.2.1. Conceptos generales

Tanto las líneas multiterminal ("multi-terminal lines"), como las líneas con derivaciones ("tapped lines"), son soluciones de la red que tienen su justificación en razones económicas y/o ambientales. En efecto, si no se recurre a esas soluciones deben construirse instalaciones importantes, con aparatos de maniobra (interruptores y seccionadores), transformadores de medida, relés de protección, etc.

Sin embargo, el ahorro de equipamiento involucra indefectiblemente dificultades de protección, que en muy pocos casos pueden ser resueltas aceptablemente por Protecciones de Distancia sin Teleprotección. En la mayor parte de los casos, debe recurrirse sea a Protecciones de Distancia con Teleprotección o a otros tipos de protecciones que involucren la necesidad de medios de comunicación muy confiables.

No es común encontrar líneas multiterminal o líneas con derivaciones en niveles de tensión como 400kV o 500kV, pero suelen aplicarse en niveles de tensión como 110kV o 132kV.

En primer lugar, aclararemos a través de esquemas la terminología usada en este texto, luego analizaremos los problemas de medición que se presentan a la Protección de Distancia, para finalmente exponer las soluciones respectivas. Las soluciones con otros tipos de esquemas de protección se explican en el Capítulo 8.

6.6.2.2. Configuraciones más comunes de líneas multiterminal (LMT)

La idea general de una línea de tres terminales puede verse en la Fig. 6-58. Se han esquematizado los interruptores, teniendo en cuenta que determinan la ubicación de sus protecciones asociadas.

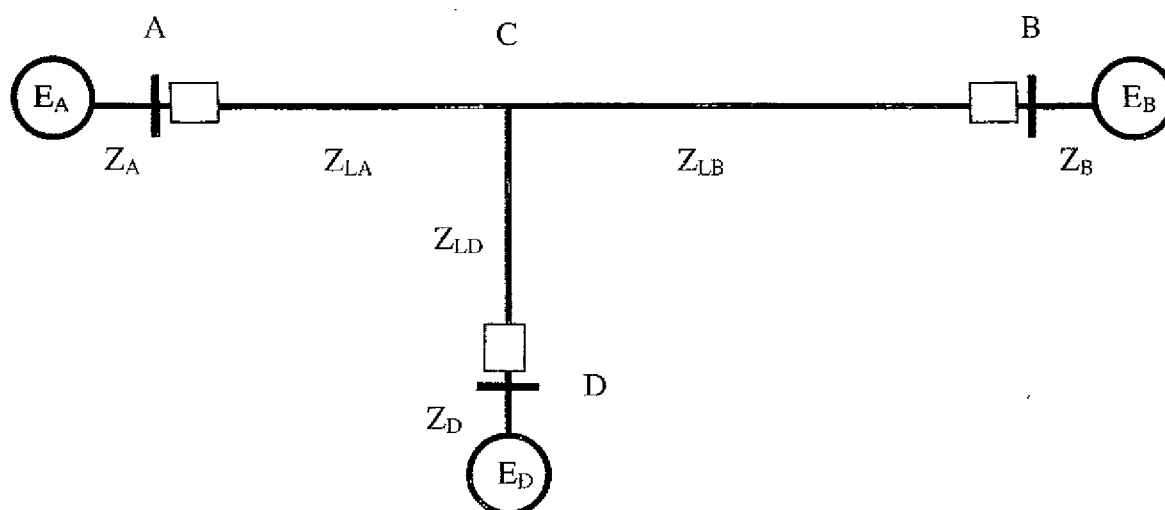


Fig. 6-58: Idea general de una línea multiterminal (LMT)

Las configuraciones más frecuentemente encontradas de LMT son mostradas en las Figuras 6-59 (a) a (e), en las que las fuentes deben interpretarse como las Fuentes Thévenin equivalentes de los respectivos extremos. Líneas con más de tres terminales son teóricamente posibles, pero ofrecen tales problemas de protección que en la práctica no se aplican.

Las combinaciones posibles se refieren a la longitud de cada rama y a la potencia de cada fuente equivalente. En realidad, las combinaciones de longitudes de ramas son fijas en cada caso, pero la potencia de las fuentes puede variar con el estado operativo del sistema.

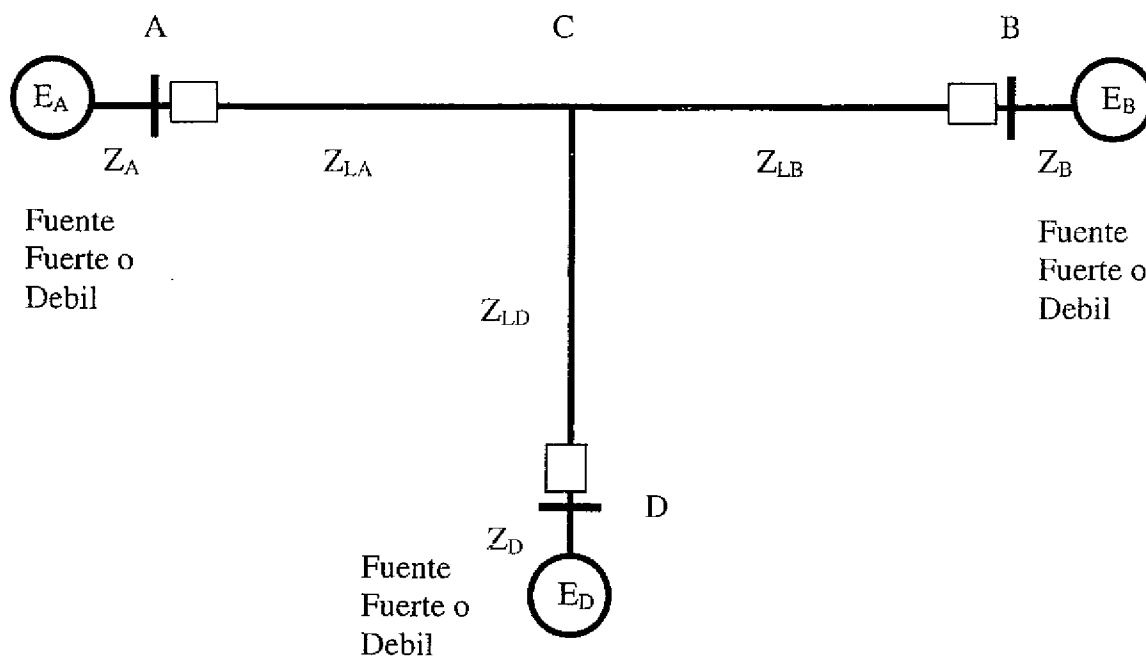


Fig. 6-59 (a): Ramas de igual longitud

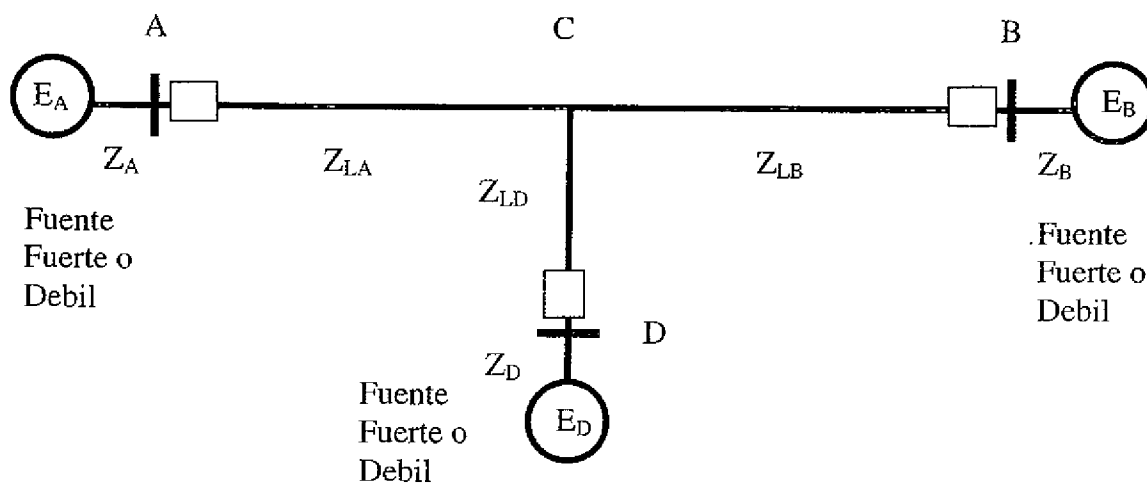


Fig. 6-59 (b): Dos ramas largas y una corta

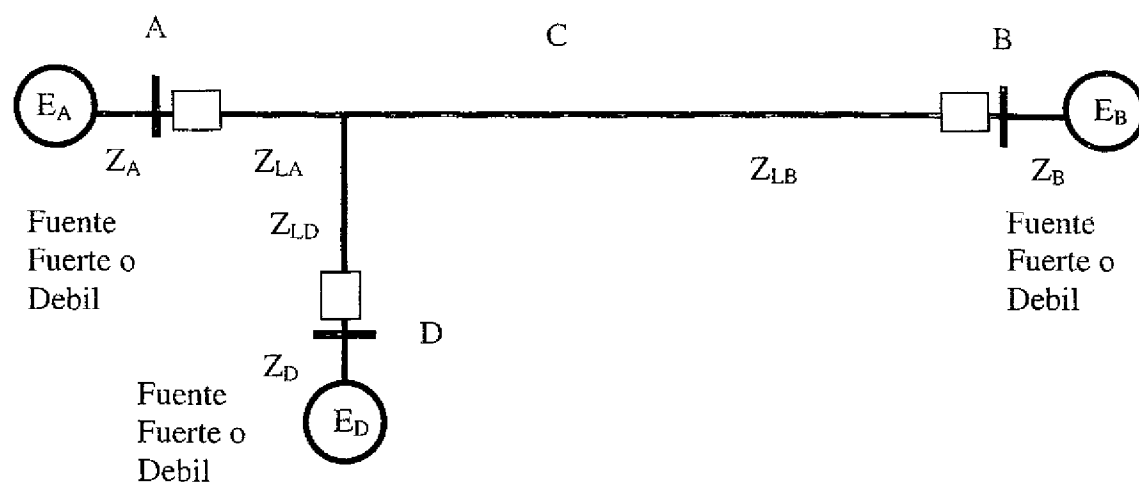


Fig. 6-59 (c): Dos ramas cortas y una larga

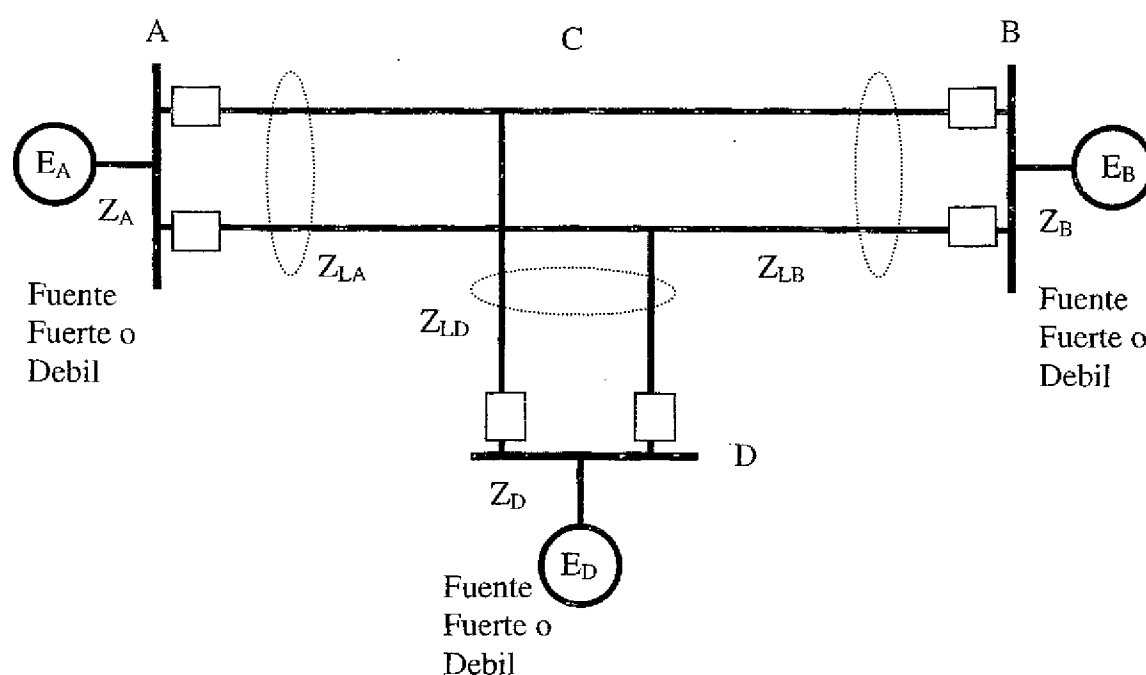


Fig. 6-59 (d): Líneas paralelas con tres terminales

6.6.2.3. Configuraciones más comunes de líneas con derivaciones (LCD)

En la Fig. 6-60 se representa la idea general de una línea con derivaciones.

Es posible encontrar más de una derivación, pero nuestro análisis lo haremos con una sola derivación, aunque su extensión a más derivaciones se puede llevar a cabo sin dificultades.

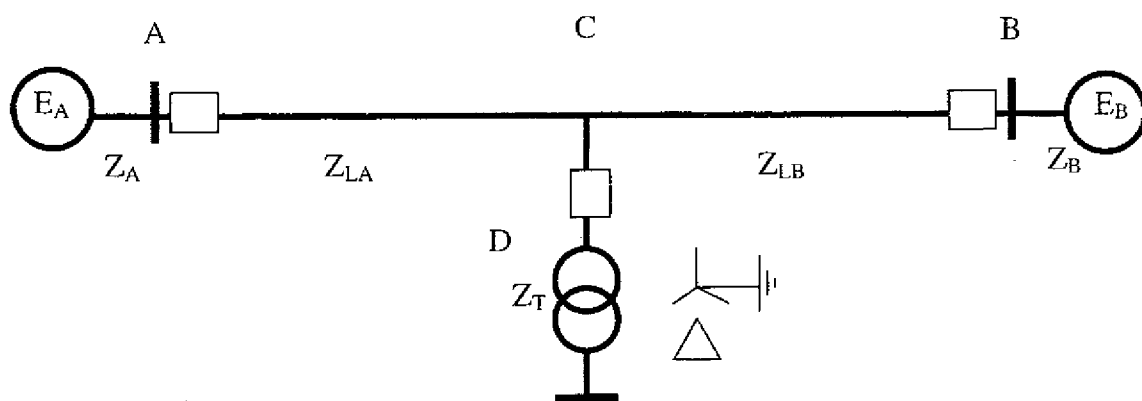


Fig. 6-60: Línea con derivación (LCD)

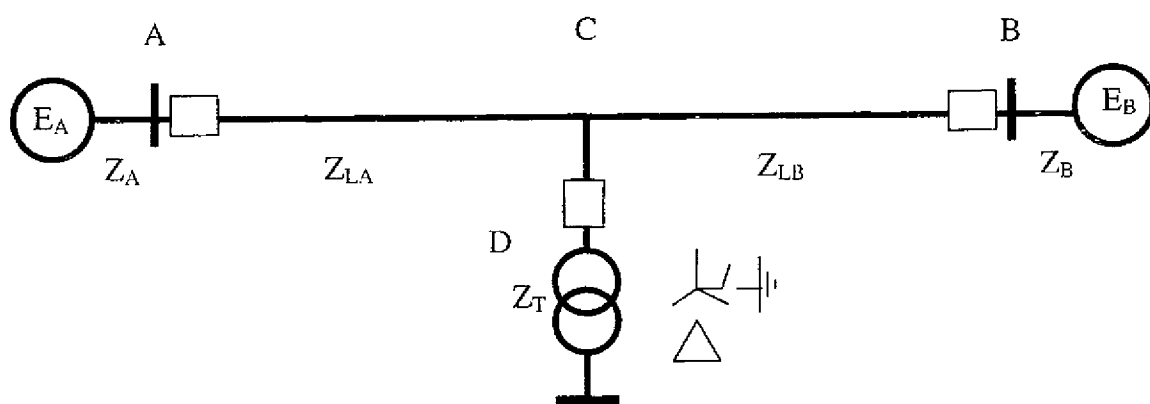


Fig. 6-61 (a): Variante de LCD con transformador no puesto a tierra

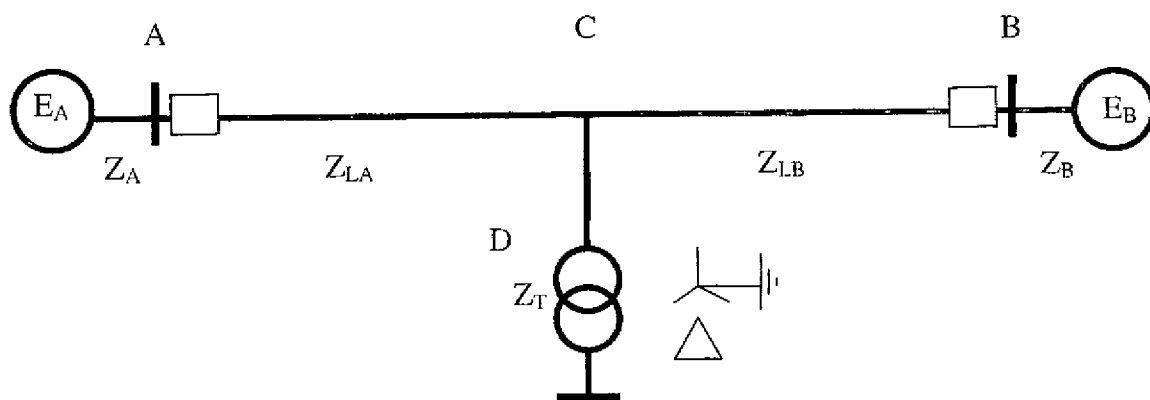


Fig. 6-61 (b): Variante de LCD sin interruptor

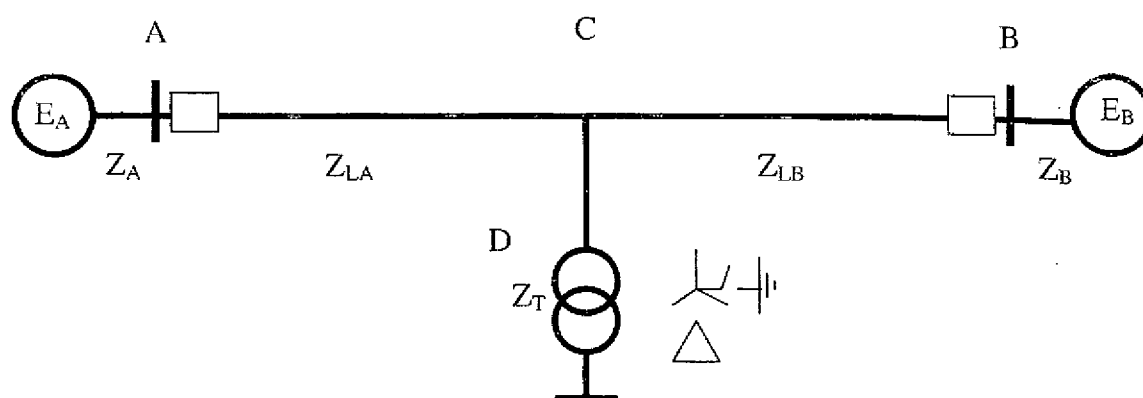


Fig. 6-61 (c): Variante de LCD sin interruptor y con el transformador no puesto a tierra

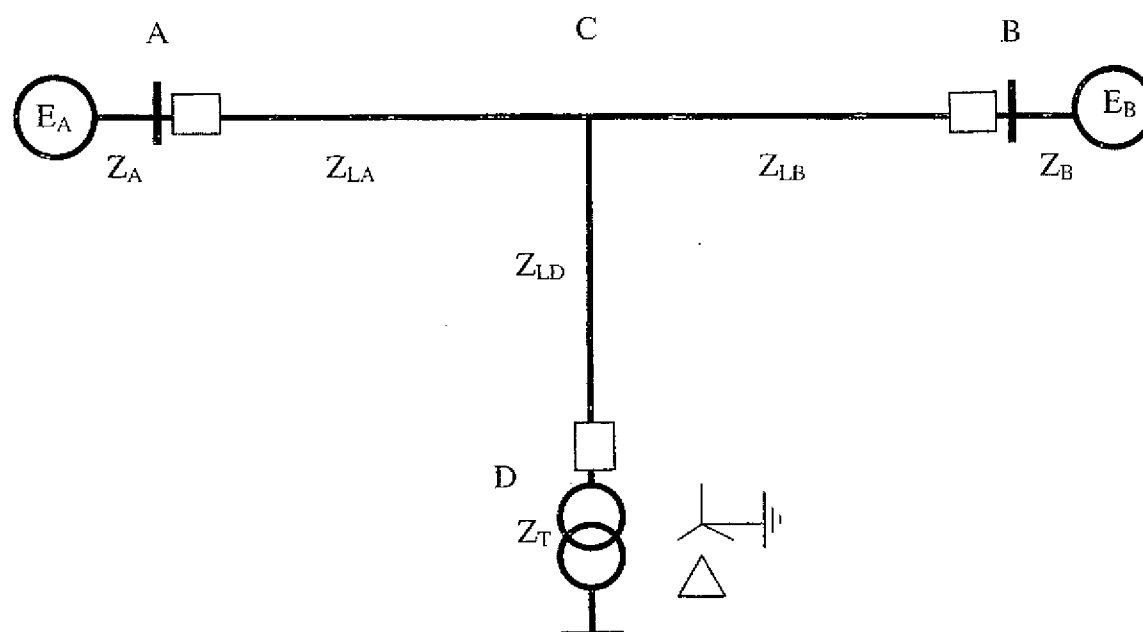


Fig. 6-61 (d): Variante de LCD con línea de conexión larga

Obsérvese que, a diferencia del caso de LMT, en las que una falla a tierra es alimentada desde todos los extremos por corrientes de secuencia positiva, negativa y cero, las alimentaciones desde las derivaciones en el caso de LCD solamente pueden ser con corrientes de secuencia cero.

Otros casos de LCD pueden verse en las Figuras 6-61 (a) a (e). La existencia o no de interruptor en la derivación, la puesta a tierra o no del transformador respectivo y la posibilidad que la línea de derivación hacia el transformador sea de longitud apreciable, determinan las combinaciones posibles.

Un caso especial de LCD es el mostrado en la Fig. 6-61 (e). Se trata por ejemplo del caso de una planta industrial con generación propia, pero lo suficientemente débil como para no activar las protecciones de la línea.

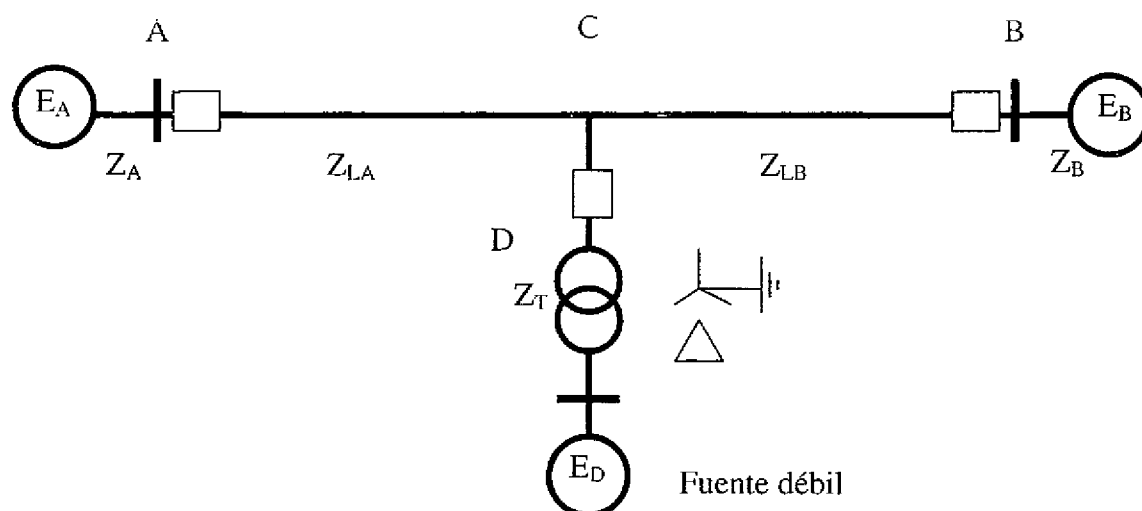


Fig. 6-61 (e): Variante de LCD con fuente débil

6.6.2.4. Problemas de medición de la Protección de Distancia en LMT

Observemos el esquema de la Fig. 6-62. El planteo general del problema es el siguiente: La Protección de Distancia del extremo A debería medir la impedancia de la línea entre los puntos A y C, más la impedancia de la línea entre el punto C y la ubicación de la falla. Sin embargo, el relé del extremo A no detecta la corriente aportada desde el extremo D y que implica una caída de tensión adicional entre C y la ubicación de la falla, por lo que su medición es incorrecta. En realidad, medirá una impedancia mayor que la físicamente intercalada.

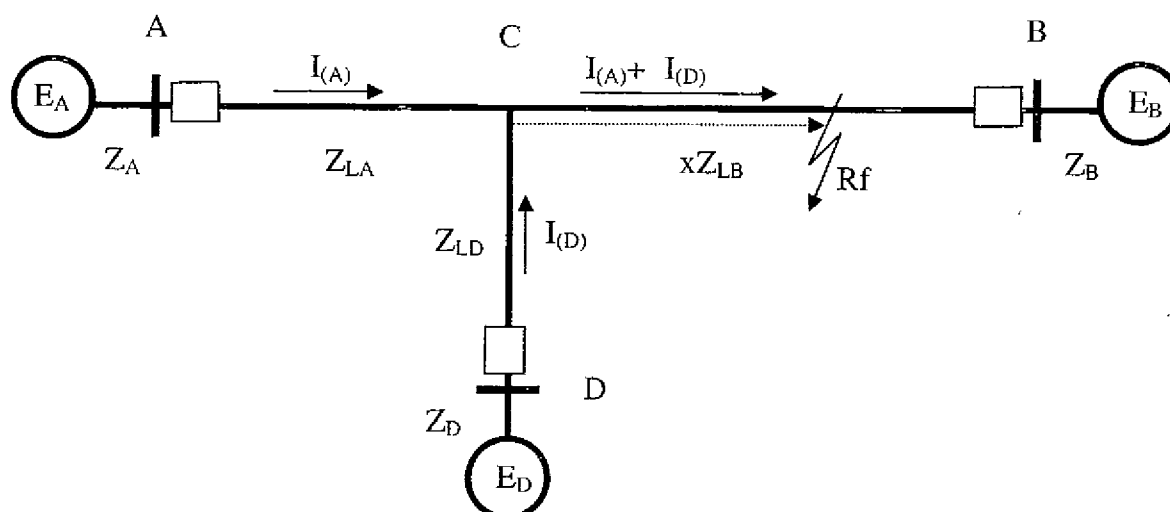


Fig. 6-62: Planteo general del problema de protección en una LMT

Obsérvese que el análisis de la Impedancia Aparente presentada al relé es idéntico al realizado en el punto 6.5.3, salvo que ahora afecta al alcance de la Zona 1, a diferencia de aquel caso, en el que solamente afectaba a las Zonas 2 en adelante.

Adaptando la simbología al presente caso, las ecuaciones conservan su forma. En el caso de falla a tierra, supondremos que:

$$k_0 = (Z_{L0} - Z_{L1}) / Z_{L1}$$

es igual en todas las ramas.

6.6.2.4.1. Falla trifásica

La falla trifásica es la que menos dificultad de análisis presenta, debido a que interviene solamente la red de secuencia positiva.

$$Z_{ap} = \frac{V_{RE(A)}}{I_{R(A)}} = Z_{LA1} + X Z_{LB1} \frac{(I_{R(A)} + I_{R(D)})}{I_{R(A)}} + \frac{I_f}{I_{R(A)}} R_f \quad (6-128)$$

Véase que con toda claridad aparece el factor que amplifica la impedancia entre la barra remota y la falla. Cuanto mayor es la corriente intermedia aportada por la rama **D** mayor es la distorsión a esa impedancia. También aumenta el factor de amplificación que afecta a la resistencia de falla.

6.6.2.4.2. Falla entre dos fases

El planteo para una falla entre dos fases da por resultado lo siguiente:

$$Z_{ap} = \frac{V_{RS(A)}}{I_{R(A)} - I_{S(A)}} = Z_{LA1} + X Z_{LB1} \frac{(I_{R(A)} - I_{S(A)}) + (I_{R(D)} - I_{S(D)})}{(I_{R(A)} - I_{S(A)})} + \frac{I_f}{(I_{R(A)} - I_{S(A)})} R_f \quad (6-129)$$

En realidad las conclusiones son similares al caso de la falla trifásica, ya que no hay influencia de la red de secuencia cero.

6.6.2.4.3. Falla fase a tierra

Resolviendo para la falla fase a tierra, resulta:

$$Z_{ap} = \frac{V_{RE}}{I_{R(A)} + k_0 I_{0(A)}} = Z_{LA1} + x Z_{LB1} \frac{(I_{R(A)} + k_0 I_{0(A)}) + (I_{R(D)} + k_0 I_{0(D)})}{(I_{R(A)} + k_0 I_{0(A)})} + \frac{If}{(I_{R(A)} + k_0 I_{0(A)})} R_f \quad (6-130)$$

Tampoco en este caso las conclusiones difieren conceptualmente de las anteriores.

6.6.2.4.4. Caso de alimentación inversa ("outfeed")

El caso general está esquematizado en la Fig. 6-63. Para que suceda que la corriente en la rama **D** tenga un sentido inverso al de los casos anteriores, la fuente en **D** debe ser suficientemente débil en relación a la fuente **A**, es decir, su impedancia debe ser muy elevada. En esas condiciones, cualquiera sea el tipo de falla, la suma que en el numerador del factor que afecta a la impedancia del tramo xZ_{LB} se convierte en una resta. Por ejemplo, para la falla trifásica:

$$Z_{ap} = \frac{V_{RE(A)}}{I_{R(A)}} = Z_{LA1} + x Z_{LB1} \frac{(I_{R(A)} - I_{R(D)})}{I_{R(A)}} + \frac{If}{I_{R(A)}} R_f \quad (6-131)$$

Esto significa que en estos casos el relé medirá una impedancia menor que la real.

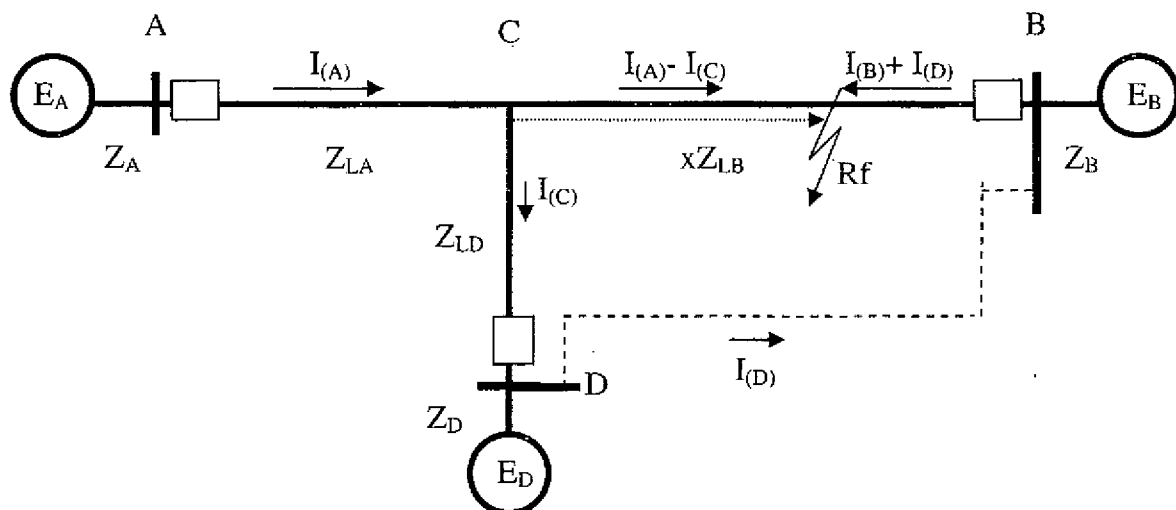


Fig. 6-63: Caso de alimentación inversa ("outfeed")

6.6.2.4.5. Análisis de resultados y cuestiones prácticas

Obsérvese que, salvo en el caso especial de "outfeed", el factor que afecta a la impedancia xZ_{LB} es siempre mayor que la unidad, pero además es complejo toda vez que el ángulo entre las FEM equivalentes de los extremos **A** y **D** no estén en fase.

También puede observarse el aporte de corriente desde **D** contribuye modificando el factor que afecta a la resistencia de falla.

Si despreciamos las corrientes de carga, lo que equivale a suponer que las FEM de los tres extremos son iguales y en fase, el factor que afecta a la impedancia xZ_{LB} pasa a depender enteramente de las relaciones de impedancias de las tres ramas, incluyendo claro está las impedancias de fuente.

En esas condiciones, las redes de secuencia positiva, negativa y cero son las de la Fig. 6-64.

Si en forma genérica, sin considerar el tipo de falla, expresamos la impedancia aparente presentada al relé de la siguiente forma:

$$Z_{ap} = \frac{V_{Apli}}{I_{Apli}} = Z_{LA1} + K_{LMT} \cdot x Z_{LB1} + (If/I_{Apli})R_f \quad (6-132)$$

Donde:

V_{Apli} : Tensión aplicada al relé según el tipo de falla

I_{Apli} : Corriente aplicada al relé según el tipo de falla

K_{LMT} : Factor a afecta a la impedancia del tramo x

Es necesario analizar la expresión del factor K_{LMT} para cada tipo de falla.

Para las fallas trifásicas y bifásicas sin contacto a tierra, dicho factor depende enteramente de los parámetros del circuito, de modo tal que:

$$K_{LMT} = 1 + \frac{Z_{A1} + Z_{LA1}}{Z_{D1} + Z_{LD1}} \quad (6-133)$$

En el caso de las fallas a tierra el factor no es tan sencillo, debido a que interviene la red de secuencia cero y a que la relación entre la corriente homopolar y las corrientes de secuencia positiva y negativa depende de la ubicación de la falla.

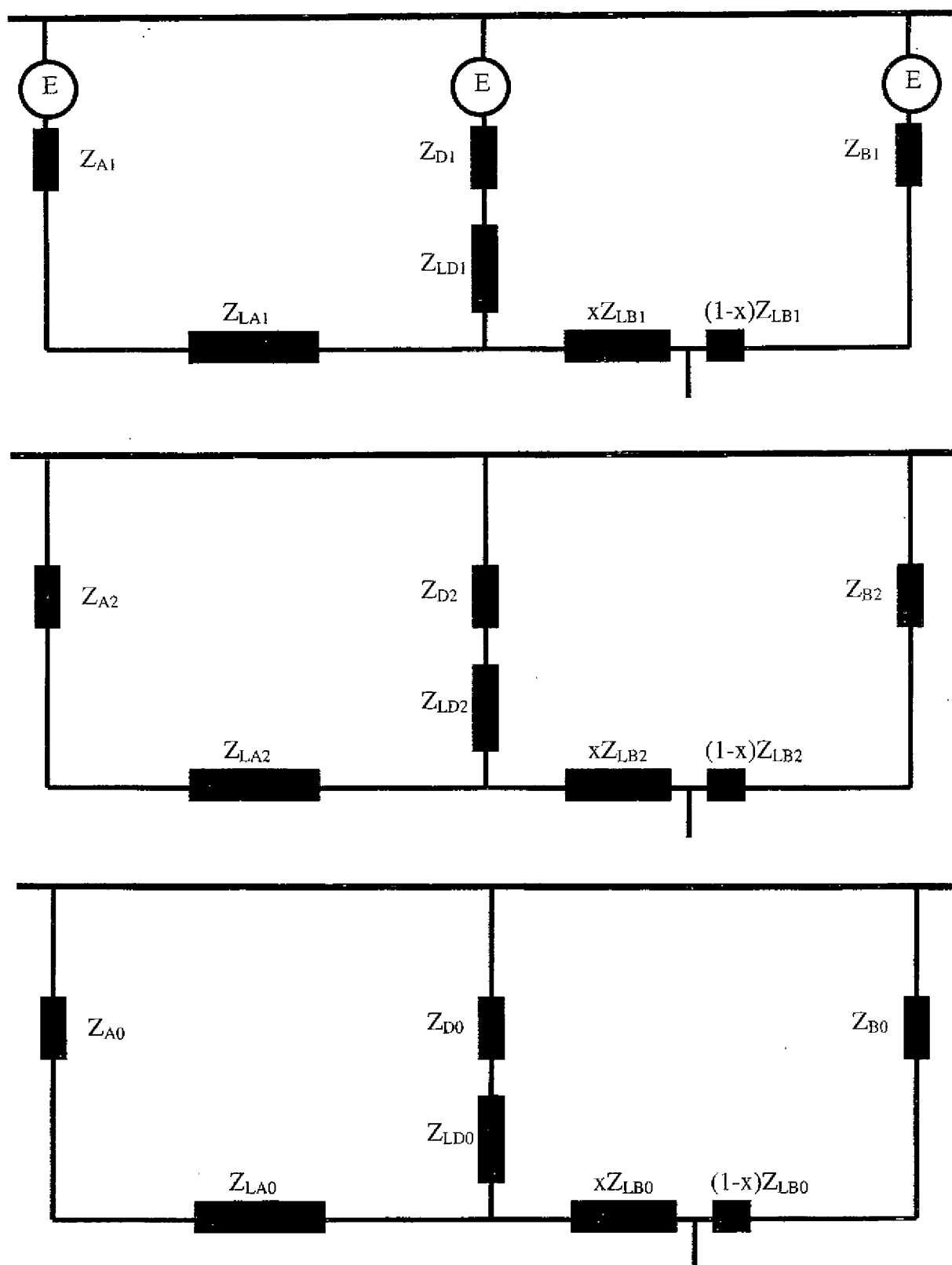


Fig. 6-64: Redes de secuencia para el estudio de fallas en LMT

Para analizar la expresión del factor K_{LMT} para el caso de falla a tierra, realicemos las siguientes definiciones:

$$C_{x1} = C_{x2} = I_{AD1} / I_{1t} = \frac{(1-x) Z_{LB1} + Z_{B1}}{\frac{(Z_{A1} + Z_{LA1})(Z_{D1} + Z_{LD1})}{Z_{A1} + Z_{LA1} + Z_{D1} + Z_{LD1}} + Z_{LB1} + Z_{B1}} \quad (6-134)$$

$$C_{x0} = I_{AD0} / I_{0t} = \frac{(1-x) Z_{LB0} + Z_{B0}}{\frac{(Z_{A0} + Z_{LA0})(Z_{D0} + Z_{LD0})}{Z_{A0} + Z_{LA0} + Z_{D0} + Z_{LD0}} + Z_{LB0} + Z_{B0}} \quad (6-135)$$

Puesto que:

$$I_{1t} = I_{2t} = I_{0t} = I_f / 3$$

Resulta:

$$K_{LMT} = 1 + \frac{2 C_{x1} \frac{(Z_{A1} + Z_{LA1})}{Z_{A1} + Z_{LA1} + Z_{D1} + Z_{LD1}} + (1+k_0) C_{x0} \frac{(Z_{A0} + Z_{LA0})}{Z_{A0} + Z_{LA0} + Z_{D0} + Z_{LD0}}}{2 C_{x1} \frac{(Z_{D1} + Z_{LD1})}{Z_{A1} + Z_{LA1} + Z_{D1} + Z_{LD1}} + (1+k_0) C_{x0} \frac{(Z_{D0} + Z_{LD0})}{Z_{A0} + Z_{LA0} + Z_{D0} + Z_{LD0}}} \quad (6-136)$$

Dado que C_{x1} y C_{x0} en general no son iguales entre sí y además ambas dependen de la ubicación de la falla, K_{LMT} depende también de la ubicación de la falla.

Esto significa, por otra parte, que aún con un aporte muy bajo de generación desde la rama **D**, puede haber un aporte importante de corriente de secuencia cero desde esa rama y por lo tanto K_{LMT} tendrá un valor significativo. En la práctica esa situación puede darse cuando la rama **D** constituye una conexión por ejemplo a una planta industrial que genera parcialmente la energía eléctrica que consume. Sus generadores, de poca potencia, aportan poca corriente de secuencia positiva y

negativa a la falla, pero su transformador de importante potencia aporta una elevada corriente de secuencia cero a la falla. En la situación límite, cuando los generadores están fuera de servicio, el caso pasa a ser el de un transformador en derivación.

Para todo lo expuesto pueden darse ejemplos numéricos, pero la variedad de combinaciones posibles hace que sea de mayor interés un análisis conceptual.

En primer lugar observemos que lo que hemos analizado hasta el momento es el error de la impedancia medida por el relé del extremo **A**, en relación a la impedancia físicamente intercalada entre el relé y la falla. Ese error constituye, salvo el caso muy particular de "outfeed", un subalcance del relé. Es decir, todas sus Zonas se retraen en relación al alcance teórico de cada una de ellas.

En segundo lugar veamos que un análisis similar puede hacerse para los relés de los extremos **B** y **D**, y para ubicaciones de la falla en cualquiera de las ramas.

Particularmente podemos sacar conclusiones para el relé del extremo **A** y para ubicación de la falla en la línea **C-B**, pudiéndose trasladar esas conclusiones a los otros casos:

- El error es tanto mayor cuanto mayor es el aporte por la rama **D**
- El aporte por la rama **D** depende de la impedancia de fuente y de la longitud de la línea intercalada hasta el punto **C**
- El error es tanto mayor cuanto menor es el aporte desde la fuente **A**
- El aporte desde la fuente **A** depende de la impedancia de fuente y de la longitud de la línea intercalada hasta el punto **C**

Supongamos una fuente **A** débil y línea **A-C** de longitud apreciable, una fuente **D** fuerte y línea **D-C** de longitud reducida, una línea **B-C** de gran longitud, por ejemplo el doble que la de la línea **A-C**. Esa combinación hace que prácticamente todas las fallas que se produzcan en la línea **C-B** no sean detectadas en la Zona 1 en subalcance del relé del extremo **A**.

6.6.2.5. Aplicación de la Protección de Distancia a LMT

Hasta el momento hemos visto el error que produce en la medición de un Relé de Distancia de cada rama el "infeed" (o el "outfeed") de las restantes ramas. Eso error da lugar a una variación del alcance de las distintas Zonas, particularmente disminuyéndolo cuando se trata de "infeed".

Pero no es éste el único problema a considerar, ya que el alcance real de la Zona 1 debe evitar el sobrealcance por la rama más corta y el alcance real de la Zona 2 debe garantizar que se cubra la totalidad de la rama más larga. Por ejemplo, analicemos el alcance de la Zona 1 del relé instalado en el extremo **A** suponiendo que la rama **D** sea de menor longitud que la rama **B**. Para evitar el sobrealcance hacia la fuente **D** el relé debe tener un alcance de la Zona 1 del orden del 80% del

conjunto $Z_{A1} + Z_{D1}$, lo que significa que por la rama **B** tendrá un alcance reducido. Respecto a la Zona 2, debe garantizarse que cubra la totalidad de la rama **B**.

La solución práctica de ambos problemas es distinta según se trate de Protección de Distancia sin Teleprotección o de Protección de Distancia con Teleprotección.

6.6.2.5.1. Protección de Distancia sin Teleprotección

La Protección de Distancia sin Teleprotección solamente es aplicable si el sistema de potencia admite la eliminación de las fallas en forma temporizada y secuencial. Por ejemplo, el sistema debe admitir que una falla pueda permanecer alimentada desde uno o dos de los extremos hasta 1 segundo.

Como se vio en el punto 6.6.2.5, la Zona 1 de cada relé debe ser regulada a una distancia menor que la que corresponde al terminal más cercano, es decir, del de la rama más corta. En esas condiciones, una cantidad apreciable de las fallas en la rama más larga no será vista en Zona 1, por lo menos hasta que accione la protección de la rama que contribuye a la falla desde el mismo lado que la rama del relé en cuestión y por lo tanto desaparezca el "infeed". Lo dicho significa que la cantidad de fallas eliminadas en Zona 1 simultáneamente desde los tres extremos se verá reducida, tanto más cuanto mayor sea la diferencia de longitud entre ramas y/o mayor sea la diferencia de las potencias de las fuentes equivalentes.

Para la Zona 2 de cada relé también deben tomarse recaudos, ya que los respectivos alcances también son afectados por el "infeed". Por otra parte, si se trata de garantizar el cubrimiento en Zona 2 de la totalidad de la rama más larga, puede suceder que su proyección sobre la rama más corta implique una superposición con las Zonas 2 de relés que estén más allá de la barra de esa rama. En esas condiciones, la temporización de la Zona 2 debe ser mayor que la temporización normalmente admitida para esa Zona.

Teniendo en cuenta que las combinaciones de longitudes de ramas y de potencias de fuente equivalentes son muy variadas, no hay recetas prácticas para las regulaciones, de modo que cada caso hay que estudiarlo en particular. No obstante, la denominada "fórmula de factor 2" constituye una orientación para la regulación de la Zona 2 de cada relé, para asegurar su accionamiento en caso de fallas cercanas a los terminales.

Para interpretar la "formula de factor 2" volvamos al esquema de la Fig. 6-62. Obsérvese que la corriente aportada por la rama **D** puede ser mayor, menor o igual que la corriente aportada por la rama **A**, en cuyo caso el factor K_{LMT} para el relé en **A** es respectivamente mayor, menor o igual a 2, aunque siempre mayor que 1. Para el relé en **D** sucede a la inversa. En realidad, basta que uno de los dos relés accione, puesto que al accionar desaparece el "infeed" de esa rama y el otro relé aumenta su alcance y también acciona, si se han tomado los recaudos para el caso más desfavorable. El caso más desfavorable se presenta cuando ambos aportes son iguales y por lo tanto el factor K_{LMT} para ambos relés es igual a 2, ya que si no se toman recaudos ninguno de los dos relés accionará. El recaudo consiste en asegurar que la Zona 2 tenga un alcance igual a la impedancia del tramo de línea **A-**

C más el doble de la impedancia del tramo **C-B**, todo afectado por un coeficiente de seguridad, por ejemplo del 20%. Es decir:

$$Z2 = 1,2(Z_{LA1} + 2 Z_{LB1}) \quad (6-137)$$

Es claro que en forma similar se procede con la regulación de la Zona 2 de los relés de los otros dos terminales.

En rigor, la interpretación de la "fórmula de factor 2" y su aplicación es sencilla en el caso de tallas sin contacto a tierra, pero es más complicada en el caso de fallas a tierra. En efecto, la relación de aportes de corrientes de secuencia positiva y cero respecto a los aportes de corrientes de secuencia cero puede diferir notablemente, de modo que hay que analizar a través de la ecuación (6-136) el caso más desfavorable.

6.6.2.5.2. Protección de Distancia con Teleprotección

Sin dudas, la Protección de Distancia aplicada a LMT es sustancialmente mejorada cuando se le adiciona un esquema de Teleprotección. En efecto, eso garantiza que en condiciones normales todas las fallas sean eliminadas sin retardo de tiempo desde los tres extremos, contribuyendo a la estabilidad del sistema y al éxito de los recierres automáticos.

Todos los esquemas descriptos en el Capítulo 5 son aplicables, pero en cada uno de ellos se deben tomar recaudos especiales en el caso de LMT.

En los esquemas en subalcance, debe asegurarse que la Zona 1 de los relés de cada extremo tengan un solapamiento real suficiente. Para ello se deben estudiar los alcances reales teniendo en cuenta los errores debidos a los "infeed". El caso puede ser dificultoso si se trata de ramas de muy distinta longitud y/o de fuentes de muy distinta potencia.

En los esquemas en sobrealcance permisivo, la Zona 1 en Sobrealcance de cada relé debe ser regulada de tal modo de asegurar que vea la falla en las peores condiciones de "infeed". Como se debe evitar el accionamiento secuencial, la "fórmula de factor 2" no es aplicable y hay que recurrir a un análisis más detallado.

En los esquemas en sobrealcance con bloqueo, el alcance revertido para el bloqueo de cada relé debe ser suficientemente grande como para detectar todas las fallas hacia atrás que pueden ser vistas por la zona en sobrealcance de los relés de los otros extremos, que a su vez deben detectar las fallas en las peores condiciones de "infeed".

La Zona 2 de cada relé provee el respaldo necesario en caso de falla del sistema de Teleprotección y para ella se puede aplicar la "fórmula de factor 2". Para respaldo remoto en caso de defección de las protecciones de los tramos adyacentes, pueden aplicarse las Zonas 2 y 3, pero puede ser dificultoso o requerir temporizaciones elevadas debido a los errores por "infeed".

Con las facilidades que proveen los modernos relés digitales, es posible implementar grupos de regulaciones adaptadas a las condiciones operativas del sistema. Por ejemplo un grupo de regulaciones para el caso de los tres terminales en servicio y otros grupos para cuando alguno de los otros dos terminales esté fuera de servicio.

6.6.2.5.3. Aplicación de la Protección de Distancia en el caso de "outfeed"

La condición de alimentación inversa ("outfeed") no es común dentro de los casos de LMT, ya que solamente tiene lugar si entre dos de los terminales hay otro vínculo y en uno de ellos hay una fuente débil (Fig. 6-63). Puede por ejemplo darse si una industria con pequeña generación propia o sin generación está vinculada a la red a través de una LMT y se decide construir una nueva línea hacia una de las Estaciones, para satisfacer una demanda mayor o para otorgar mayor seguridad de suministro.

Si se observa la Fig. 6-63, puede verse que no solamente el relé del extremo **A** mide una impedancia menor que la real en caso de una falla en la rama **B-C**, sino que además el relé del extremo **D** mide una impedancia aparente en el sentido inverso.

El sobrealcance del relé del extremo **A** puede ser previsto en la regulación, considerando el caso extremo, sin generación en **D**. Pero el relé en **D** ve falla en la dirección inversa y no acciona hasta que accionen los relés en **A** y **B** (o uno de ellos) y se invierta la dirección de la corriente. De ese modo, si se trata de una Protección de Distancia sin Teleprotección, la falla será despejada en forma secuencial. Con un esquema de Teleprotección, por ejemplo de subalcance permisivo, puede implementarse un esquema para el relé del extremo **D**, de tal modo que emita disparo al interruptor cuando recibe señales desde **A** y **B**, independientemente de la dirección en la que vea la falla.

6.6.2.6. Problemas de medición de la Protección de Distancia en LCD

El esquema general a considerar es el de la Fig. 6-65 y las redes de secuencia de la Fig. 6-66.

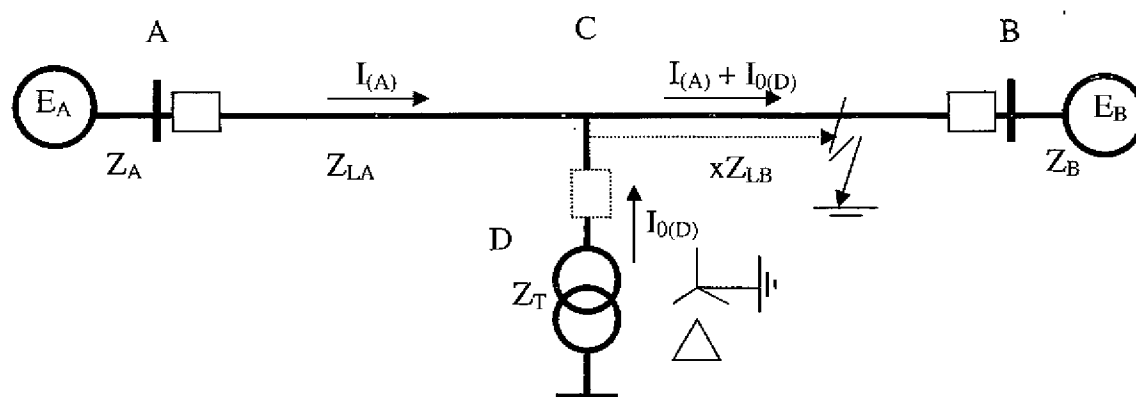


Fig. 6-65: Esquema para el estudio de fallas a tierra en LCD

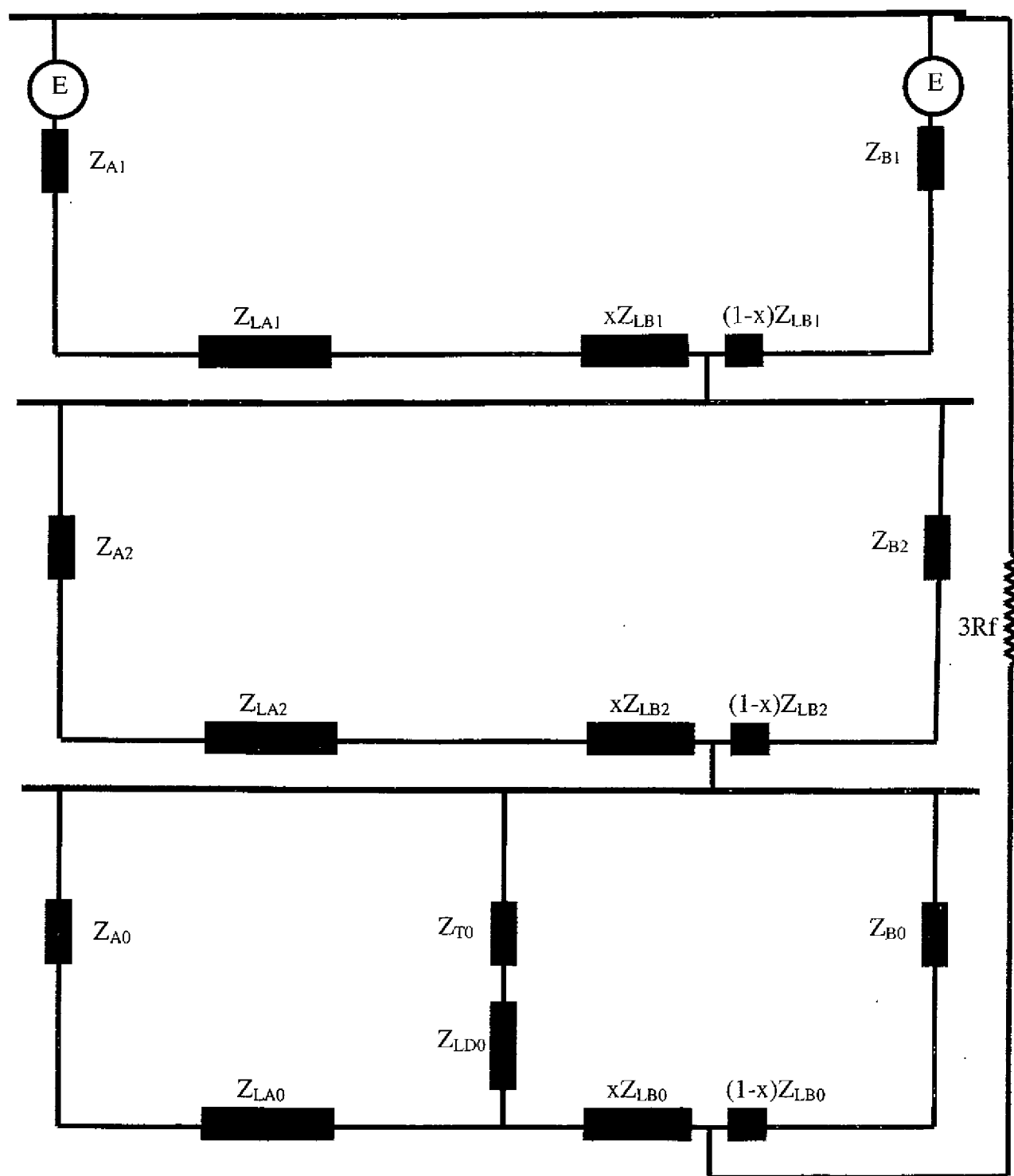


Fig. 6-66: Redes de secuencia para estudiar fallas fase a tierra en LCD

En realidad, el caso puede ser considerarse como un caso particular de LMT, en el que las impedancias de fuente Z_{D1} y Z_{D2} son infinitas y Z_{D0} es Z_{T0} . Si Z_{LD} es cero, el transformador en derivación está físicamente en el punto C. En caso contrario, hay una línea de vinculación.

Los Relés de Distancia de los extremos A y B verán afectada su medición solamente en el caso de fallas a tierra y toda vez que el transformador en derivación tenga su centro estrella conectado a tierra.

Para una falla en el tramo B-C, el factor K_{LCD} para el relé del extremo A resulta:

$$K_{LCD} = 1 + \frac{(1+k_0)C_{x0} \frac{(Z_{A0} + Z_{LA0})}{Z_{A0} + Z_{LA0} + Z_{T0} + Z_{LD0}}}{2C_{x1} + (1+k_0)C_{x0} \frac{(Z_{D0} + Z_{LD0})}{Z_{A0} + Z_{LA0} + Z_{T0} + Z_{LD0}}} \quad (6-138)$$

Con:

$$C_{x1} = C_{x2} = I_{AD1}/I_{1t} = \frac{(1-x)Z_{LB1} + Z_{B1}}{Z_{A1} + Z_{LA1} + Z_{LB1} + Z_{B1}} \quad (6-139)$$

$$C_{x0} = I_{AD0}/I_{0t} = \frac{(1-x)Z_{LB0} + Z_{B0}}{\frac{(Z_{A0} + Z_{LA0})(Z_{T0} + Z_{LD0})}{Z_{A0} + Z_{LA0} + Z_{T0} + Z_{LD0}} + Z_{LB0} + Z_{B0}} \quad (6-140)$$

Es claro que C_{x1} y C_{x0} no son iguales entre si y ambas dependen de la ubicación de la falla, de modo que el factor K_{LCD} también depende de la ubicación de la falla.

El aporte desde el transformador en derivación depende de la potencia del mismo, pero en todos los casos es fácilmente calculable el error que produce sobre la medición del Relé de Distancia.

Si el transformador está directamente conectado, sin línea de vinculación, la impedancia Z_{LD0} es nula.

6.6.2.7. Aplicación de la Protección de Distancia a LCD

Para la aplicación de la Protección de Distancia a LCD deben tenerse en cuenta los siguientes problemas:

- EL "infeed" de secuencia cero desde el transformador en derivación y la consecuente variación del alcance de las Zonas de los Relés de Distancia
- La discriminación entre fallas en las líneas y falla en el transformador
- El control del recierre automático de la derivación

Estos problemas son más fácilmente solucionados si existe interruptor y transformadores de corriente en el lado de AT del transformador.

6.6.2.7.1. Protección de Distancia sin Teleprotección

La Protección de Distancia sin Teleprotección solamente es aceptable si el sistema admite tiempos de despeje de fallas suficientemente prolongados. El principal problema es la diferenciación entre fallas en las líneas y fallas en el transformador. Sin embargo, en algunos casos esta deficiencia se acepta si la probabilidad de falla en el transformador es muy baja en relación a la probabilidad de falla en las líneas.

Cuando existe interruptor en la derivación, es posible proveer el disparo del mismo por medio de Relés de Subtensión, de modo de eliminar la alimentación de corriente de secuencia cero si el neutro del transformador está puesto a tierra. También es posible usar con ese fin una Protección de Distancia, si el "infeed" de secuencia cero es suficientemente importante como permitir la medición.

La separación del transformador es fundamental si se prevé recierre automático monofásico, ya que de otro modo la falla quedará alimentada por las otras fases a través del transformador y el arco no se extinguirá. Por otra parte, los recierres automáticos de cualquier tipo implican riesgo que se produzcan sobre falla en el transformador. Cuando no hay interruptor en lado de AT del transformador en derivación, las fallas en el mismo podrían quedar cubiertas por las Zonas 2 o 3 de los relés de los terminales principales. De esa forma, los tiempos de eliminación de las fallas podrían ser demasiado altos e igualmente hay un riesgo que aquellos relés no operen, debido a la elevada impedancia del transformador. Si se pretendiese garantizar el cubrimiento total del transformador, podría presentarse un problema de coordinación con las protecciones de otras líneas que siguen a los extremos principales.

En resumen, la aplicación de Protección de Distancia sin Teleprotección a líneas con derivación (LCD) no es aconsejable, salvo que la economía en medios de comunicación se justifique en líneas de distribución de media tensión de poca importancia.

6.6.2.7.2. Protección de Distancia con Teleprotección

Los sistemas de Teleprotección adicionados a la Protección de Distancia permiten una sustancial mejoría de la protección de LCD, no solamente para distinguir las fallas en las líneas de las fallas en el transformador en derivación, sino también para

independizar el alcance de las Zonas de los relés de los terminales principales de los "infeed" de secuencia cero. Tal mejoría es más apreciable si la derivación cuenta con interruptor en el lado AT del transformador.

Con interruptor en la derivación

Si se produce una falla en el transformador, la protección del transformador envía una señal a los relés de los terminales principales (**A** y **B** en las figuras), de modo de bloquear su accionamiento. Esto requiere que la Zona 1 de los mismos tenga un pequeño retardo, para permitir la llegada de la señal de bloqueo.

En caso de falla en las líneas, el interruptor en **D** puede ser accionado desde **A** y **B**, e igualmente recerrado automáticamente. Es preferible en este caso adicionar un criterio permisivo local, tal como subtenión, para mejorar la Seguridad.

Los problemas de alcance de las Zonas 1 producidos por el "infeed" de corriente de secuencia cero, pueden solucionarse con cualquiera de los esquemas de Teleprotección. Para la regulación de la Zona 1 en Sobrealcance, para su aplicación en un esquema de Sobrealcance Permisivo, o de la Zona 2 con fines de respaldo remoto, debe calcularse para el caso de fallas a tierra la variación que se produce en la impedancia medida por efecto del "infeed" de corriente de secuencia cero.

Sin interruptor en la derivación

En los casos en que no existe interruptor del lado AT del transformador en la derivación, las fallas en el transformador deben ser eliminadas por sus protecciones enviando señales de apertura a los interruptores de los terminales principales y señales de bloqueo de recierre a esos mismo terminales.

Cuando se produce una falla en las líneas es deseable un recierre rápido, pero si no hay interruptor en la derivación fracasarán los recierres unipolares debido a que la falla a tierra permanece alimentada por las fases sanas, a través del transformador.

6.6.2.8. Conclusiones

Un problema fundamental en la aplicación de la Protección de Distancia a LMT y LCD es la variación de la impedancia medida por efecto de los "infeed" y la consecuente variación del alcance de las Zonas. Esa variación no es en general un error constante, sino que cambia con el estado operativo de la red (están o no en servicio todas las ramas en el caso de LMT o está o no en servicio la derivación en el caso de LCD) y también cambia con el estado operativo de las centrales en el caso de LMT (más o menos potencia equivalente en cada extremo).

La solución mediante Protección de Distancia sin Teleprotección es muy rudimentaria y solamente aplicable en casos poco importantes. Los riesgos en este caso son múltiples: Poca probabilidad de éxito de los recierres automáticos en LMT y LCD; dificultad en distinguir fallas en el transformador de fallas en las líneas en LCD; posibilidad de recierre sobre falla en el transformador en LCD; dificultad para el Respaldo Remoto en LMT y LCD; etc.

Cuando se emplea Teleprotección los esquemas son sustancialmente mejorados, aunque subsisten algunos problemas, como por ejemplo aquellos de Respaldo Remoto. En el caso de LCD, la existencia de interruptor en el lado AT del transformador en derivación permite un mejoramiento muy significativo, en tanto permite el recierre unipolar para fallas en las líneas y también la eliminación selectiva de fallas en el transformador.

Es recomendable un muy cuidadoso estudio del alcance de las Zonas bajo todas las condiciones operativas del sistema. También se deben evaluar los riesgos de protección que tienen los esquemas LMT y LCD, versus el ahorro de equipamiento, tanto primario como de medios de comunicación aplicados a Teleprotección.

Aunque la Protección de Distancia debe permanecer siempre como respaldo en caso de defeción de los sistemas de comunicación y por lo tanto debe ser adecuadamente estudiada, otros esquemas, basados en principios de unidad, tales como Protección Diferencial Longitudinal o Protección por Comparación de Fases, pueden ser más adecuados para la protección de LMT y LCD. Estas protecciones están desarrolladas en el Capítulo 8.

6.6.3. Protección de líneas con compensación serie

6.6.3.1. Conceptos generales

El objetivo de la compensación de líneas mediante bancos de capacitores conectados en serie es incrementar la capacidad de transmisión. En efecto, la reactancia de valor negativo del banco, compensa parcialmente la reactancia de valor positivo de la línea. Es típica una compensación del 70%, aunque suelen también adoptarse otros porcentajes.

Ese incremento de la capacidad de transmisión se produce sin aumentar el ángulo de transmisión, manteniéndolo dentro de los valores tolerables para la estabilidad del sistema y para los perfiles de tensión admitidos.

También los bancos de capacitores conectados en serie pueden ser usados para regular el flujo de potencia en la red, conectándolos y desconectándolos total o parcialmente.

Los bancos de capacitores serie pueden ser emplazados en uno (Fig. 6-67) o en ambos extremos de una línea (Fig. 6-68), o en el medio de la misma (Fig. 6-69). En algunos casos se emplazan entre dos barras de una Estación (Fig. 6-70). En el caso de grandes distancias de transmisión, como por ejemplo en la República Argentina, donde se vinculan importantes centros de generación con grandes centros predominantemente de consumo, un conjunto de líneas con varias Estaciones intermedias permiten la compensación en varios puntos. Esa división de la compensación en varios puntos permite obtener un mejor perfil de tensión y equipamiento de menor dimensión. En la Fig. 6-71 se puede apreciar un ejemplo real, en el que las líneas entre Estaciones tienen distancias del orden de 300Km.

Más adelante veremos que el emplazamiento de la compensación, así como su valor porcentual, condiciona los requerimientos a la Protección de Distancia.

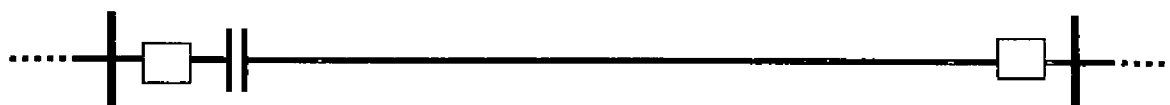


Fig. 6-67: Banco de compensación serie emplazado en un extremo de una línea

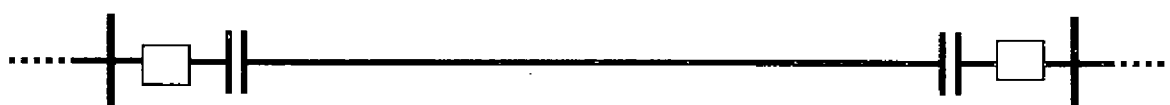


Fig. 6-68: Bancos de compensación serie emplazados en ambos extremos de una línea



Fig. 6-69: Banco de compensación serie emplazado en el medio de una línea



Fig. 6-70: Banco de compensación serie emplazado entre barras de una Estación

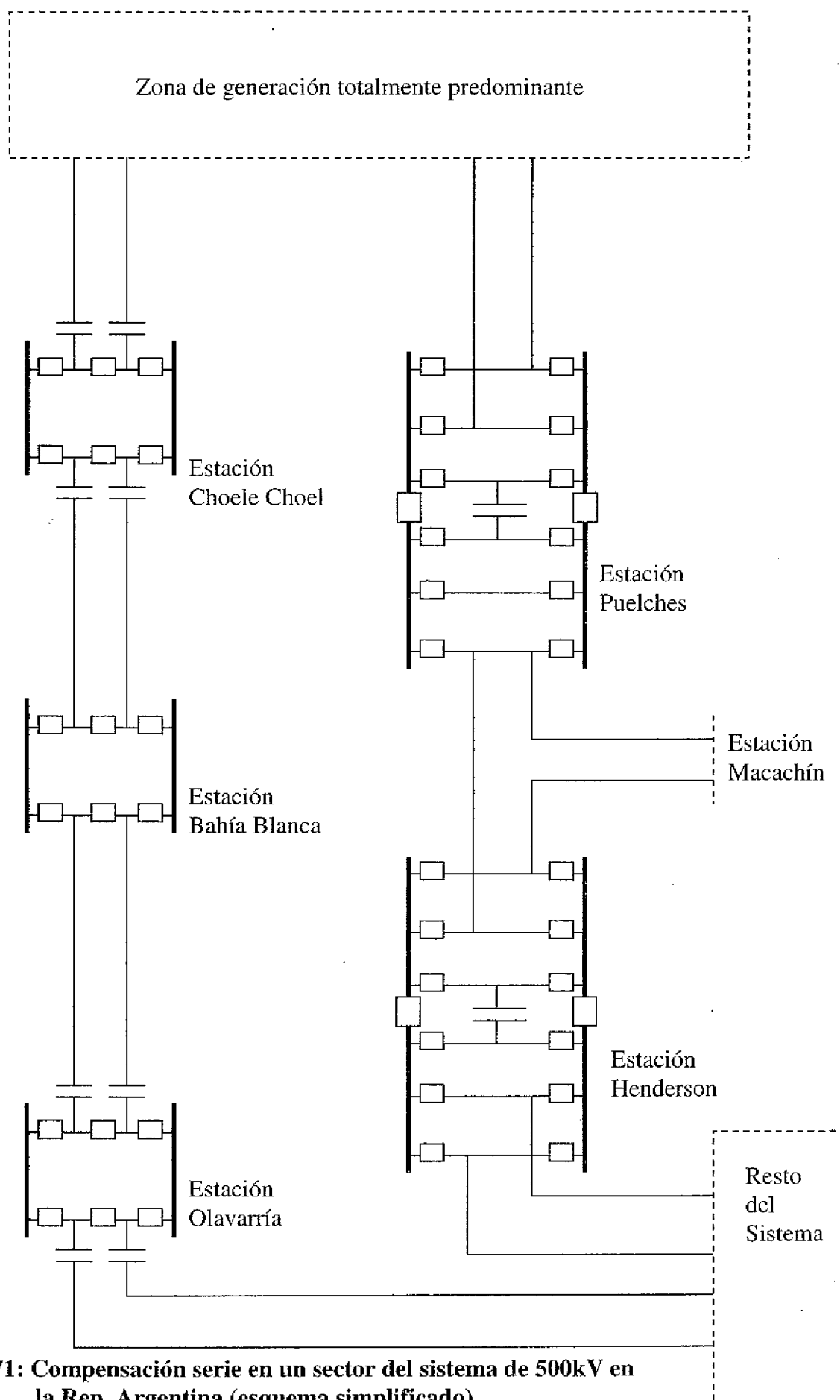


Fig. 6-71: Compensación serie en un sector del sistema de 500kV en la Rep. Argentina (esquema simplificado)

Cada banco de capacitores está compuesto por pequeños elementos conectados en serie y en paralelo entre ellos, de forma de lograr el grado de compensación requerido.

Aunque el objeto de nuestro análisis es la aplicación de la Protección de Distancia en líneas con compensación serie, no es posible prescindir de una descripción somera de la protección de los propios bancos, ya que como veremos más adelante la misma influye en la Protección de Distancia.

Además de los efectos que tiene la compensación serie sobre la impedancia medida por los Relés de Distancia, existen otros efectos estacionarios y transitorios que deben ser analizados.

6.6.3.2. Protección propia de los bancos de capacitores serie

En la Fig. 6-72 (a) se puede ver observar los componentes más relevantes de un banco de capacitores serie, dividido en tres segmentos conectados en serie. Cada segmento a su vez consiste en el paralelo de dos conjuntos serie de dos capacitores individuales. Esta disposición tiene la ventaja de que la falla de un elemento no implica la salida de servicio de todo el banco.

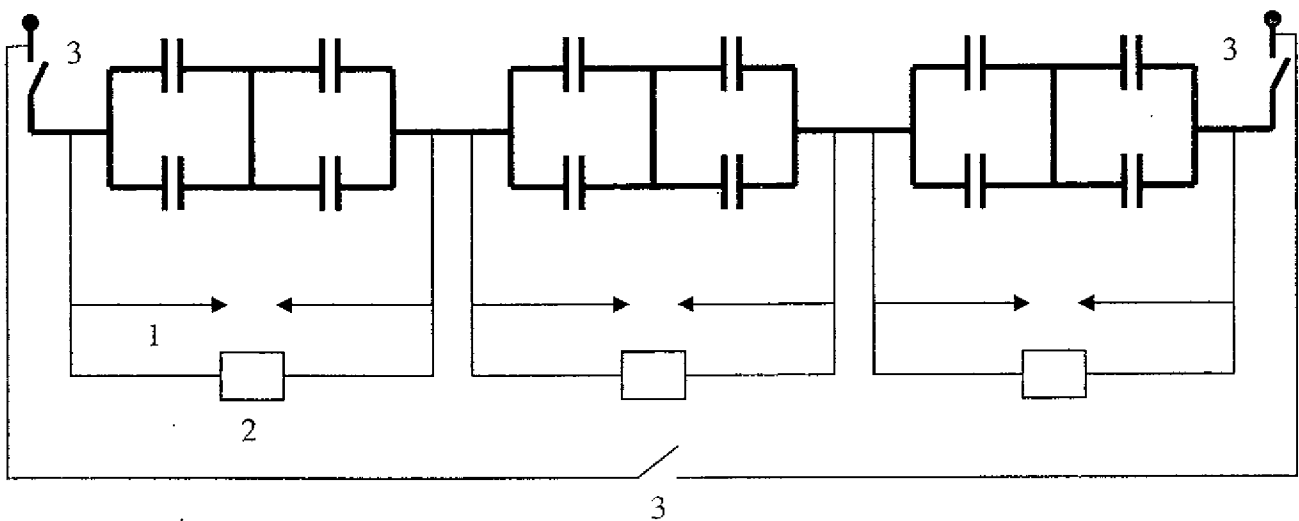
Cada segmento tiene un interruptor y un chispero ("airgap") de puenteo. El chispero de cada fase opera independientemente de las otras fases, mientras que el interruptor opera usualmente en modo trifásico.

Otra modalidad para cada segmento consiste en adicionar en paralelo un resistor no lineal [Fig. 6-72(b)].

Cuando un capacitor es protegido por chispero solamente, éste constituye la protección más importante para las sobretensiones que lo pueden afectar, pero son necesarias varias funciones de protección. Una elevada corriente de falla atravesante da lugar a una elevada tensión entre bornes del capacitor, el cual normalmente no está diseñado para soportarla. El chispero está regulado del tal modo que la descarga se produce a una tensión algo menor que la que puede soportar el capacitor. Sin embargo, el chispero no está diseñado para soportar la corriente de falla por un período demasiado largo, de modo que si la corriente de falla no es interrumpida por las protecciones de la línea antes de aproximadamente 0,4 segundos, una protección de sobrecorriente acciona el interruptor en paralelo, permitiendo la desionización del "airgap". Luego que desaparece la corriente de falla, el interruptor paralelo se abre automáticamente, con un retardo del orden de 200 ms, de modo que el capacitor queda nuevamente en servicio.

En la Fig. 6-73 se puede apreciar esquemáticamente el conjunto de funciones de protección de un segmento de banco de capacitores. El banco de capacitores está emplazado en una plataforma aislada de tierra. En el caso de una descarga entre capacitor y plataforma, opera instantáneamente una protección de dispersión ("leakage"). Para detectar elementos fallados, se instala una protección de desbalance, la cual se basa en la comparación de tensiones entre elementos mediante una conexión puente. Una protección contra resonancia subsincrónica detecta la resonancia entre la compensación serie y la oscilación torsional de los

grandes turbogeneradores. Si el interruptor paralelo defecciona, un seccionador cortocircuita automáticamente todo el banco, previa apertura del interruptor de línea.

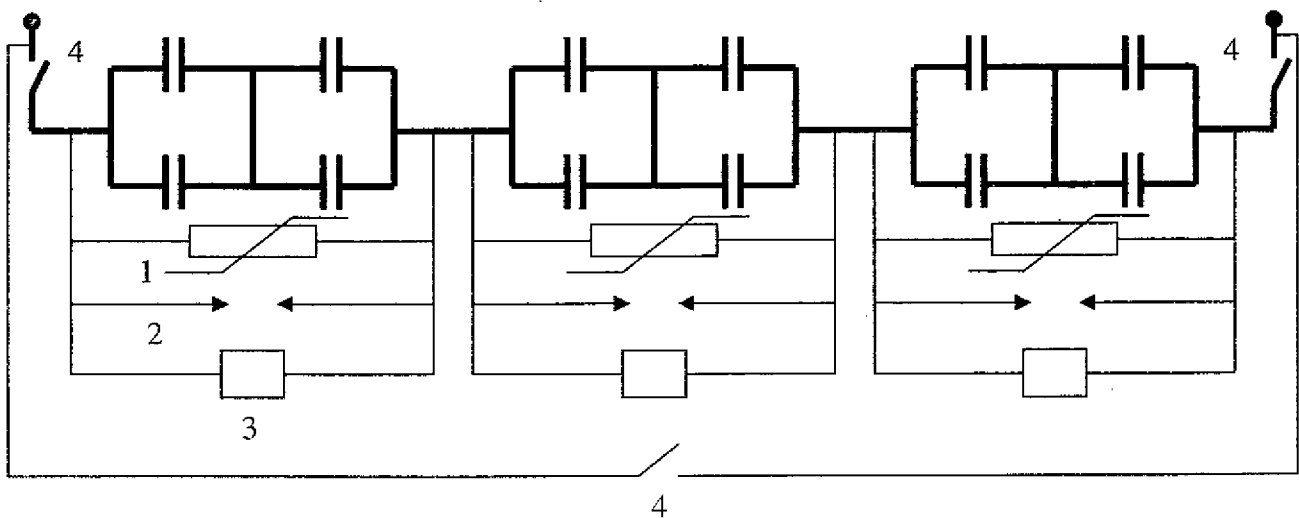


1: Chispero

2: Interruptor

3: Seccionador

Fig. 6-72: (a): Componentes más relevantes de un banco de capacitores serie



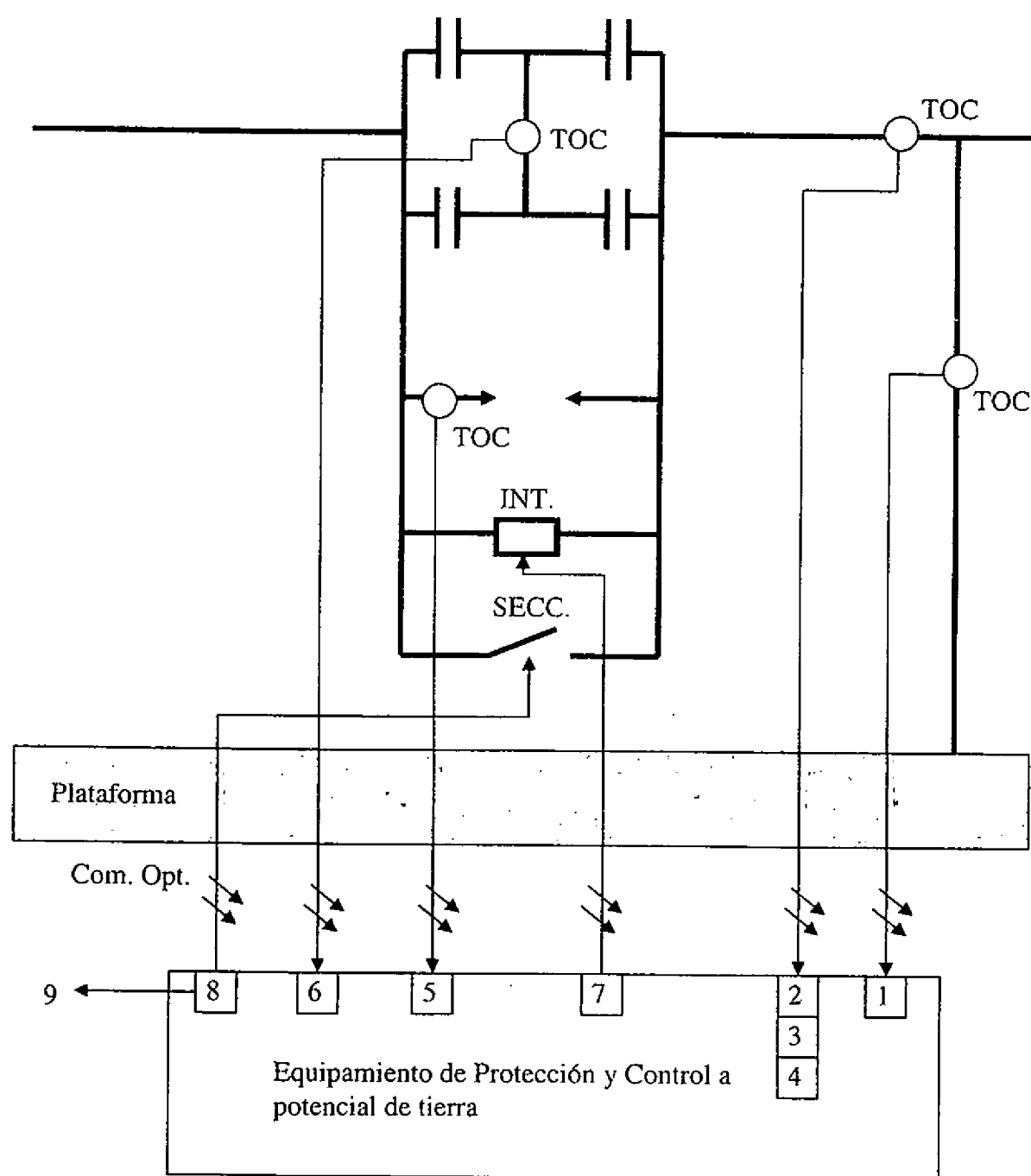
1: Resistor
no lineal

2: Chispero

3: Interruptor

4: Seccionador

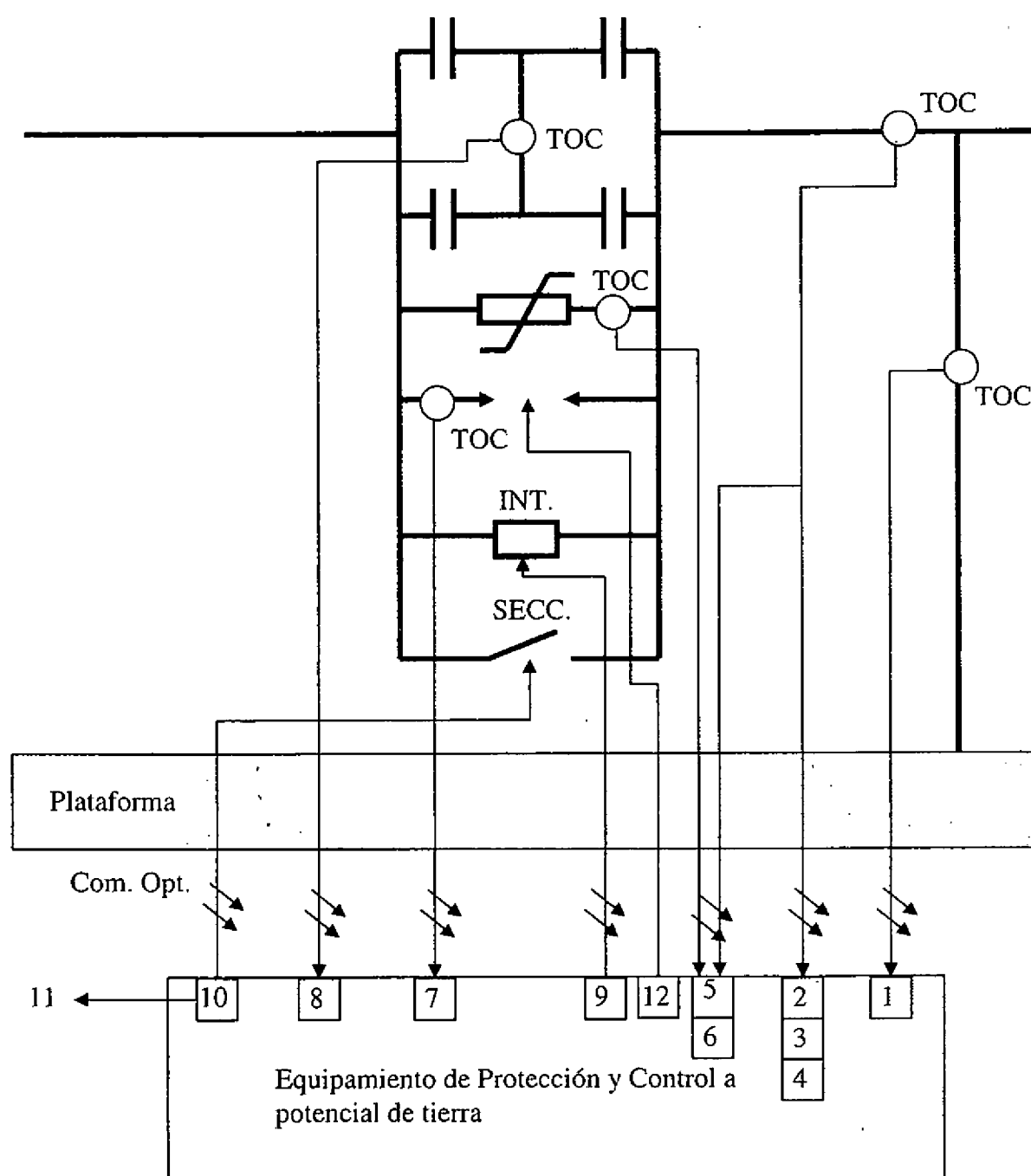
Fig. 6-72: (b): Componentes más relevantes de un banco de capacitores serie con resistor no lineal



TOC: Transductor Óptico de Corriente; INT.: Interruptor; SECC.: Seccionador

- 1: Protección de Descarga a Plataforma; 2: Supervisión de Corriente de Línea;
 3: Protección de Sobrecarga del Capacitor; 4: Protección de Subarmónica;
 5: Protección del Chispero; 6: Protección de Desequilibrio del Capacitor;
 7: Control del Interruptor; 8: Control del Seccionador; 9: Control Interruptores de Línea

Fig. 6-73: Esquema del conjunto de funciones de protección de un segmento de de banco de capacitores



TOC: Transductor Óptico de Corriente; INT.: Interruptor; SECC.: Seccionador

- 1: Protección de Descarga a Plataforma; 2: Supervisión de Corriente de Línea;
 3: Protección de Sobrecarga del Capacitor; 4: Protección de Subarmónica;
 5: Protección de Sobrecarga del Varistor; 6: Protección de Sobrecorriente del Varistor;
 7: Protección del Chispero; 8: Protección de Desequilibrio del Capacitor; 9: Control del Interruptor;
 10: Control del Seccionador; 11: Control de Interruptores de Línea
 12: Control de Descarga del Chispero

Fig. 6-74: Esquema del conjunto de funciones de protección de un segmento de de banco de capacitores con resistor variable ("varistor")

En la Fig. 6-74 es posible ver esquemáticamente la protección en el caso de un banco provisto con resistores no lineales. Cuando se eleva la tensión a través del capacitor por efecto de una falla atravesante, la resistencia cae y una gran proporción de la corriente de falla pasa por el resistor, en lugar de hacerlo por el capacitor. El chispero está regulado de modo que solamente la descarga se produce en caso de extremadamente altos valores de tensión entre bornes del capacitor, lo cual normalmente ocurre en caso de fallas que se ubiquen muy cerca del banco. La energía disipada en el resistor es medida, de modo que si se ha alcanzado el límite térmico del mismo, se emite un comando al chispero para que se produzca la descarga. Puesto que el chispero no realiza la descarga en caso de fallas en líneas adyacentes, al menos una parte de la compensación permanece en ese caso en servicio.

Los bancos de capacitores están instalados en plataformas aisladas de tierra, de modo que las informaciones desde los diversos equipos del banco hacia el equipo de protección y control instalado a potencial de tierra se realizan a través de fibra óptica.

6.6.3.3. Ubicación física de los bancos de capacitores serie

Desde el punto de vista de las protecciones de líneas con capacitores serie, la ubicación física de los bancos y el emplazamiento de los transformadores de corriente (TC) y de los transformadores de tensión (TV) revisten una gran importancia. En la Fig. 6-75 se pueden observar distintas soluciones. En la Fig. 6-75 (a) hay dos bancos, uno en cada extremo de línea, con TC y TV dispuestos lado línea. La Fig. 6-75 (b) es una variante similar, pero con un solo banco ubicado en uno de los extremos. Las Figuras 6-75 (c) y (d) representan casos de ubicación de los bancos idénticas a las anteriores, pero con los TC lado barras. Los casos de las Figuras 6-75 (e) y (f) son variantes con los TV instalados lado barras. En la Fig. 6-75 (g) se observa un caso de banco único instalado en la mitad de la línea. En la Fig. 6-75 (h) pueden verse dos bancos instalados cada tercio de la línea.

La división de la compensación entre distintas localizaciones produce un buen perfil de la tensión. Si el banco está instalado en la mitad de la línea o hay dos bancos, sea en los dos extremos o en los dos tercios, hay menos discrepancia de tensión cuando cambia el flujo de potencia reactiva. Si hay solamente posibilidad de flujo de potencia reactiva en una sola dirección, puede ser ventajoso instalar el banco solamente en el extremo remoto, de modo de tener un buen nivel de tensión en ese extremo.

La localización de los bancos también influye en el disparo de los chisperos (airgaps"). Puede ser conveniente evitar que el disparo se produzca en caso de falla en otras líneas, particularmente en líneas paralelas, dado que la pérdida de la compensación simultáneamente con la desconexión de la línea con falla puede crear dificultades graves al sistema. Si el banco está protegido con resistencias variables con la tensión, los requerimientos de energía del varistor también pueden ser dependientes de la localización del banco, pero implica algunas ventajas, ya que no se pierde totalmente la compensación, en la medida que solamente parte de la corriente de falla circula por el resistor.

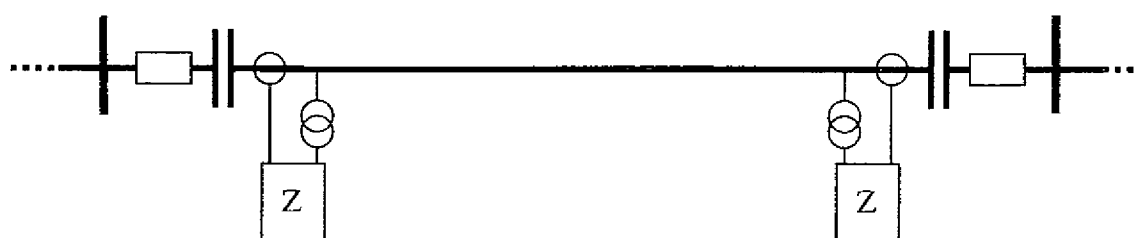


Fig. 6-75 (a): Bancos en los dos extremos de la línea con TC y TV lado línea



Fig. 6-75 (b): Bancos en un extremo de la línea con TC y TV lado línea

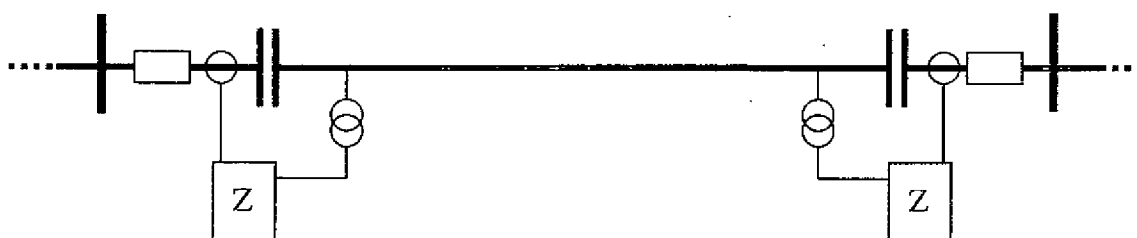


Fig. 6-75 (c): Bancos en los dos extremos de la línea con TC lado barras

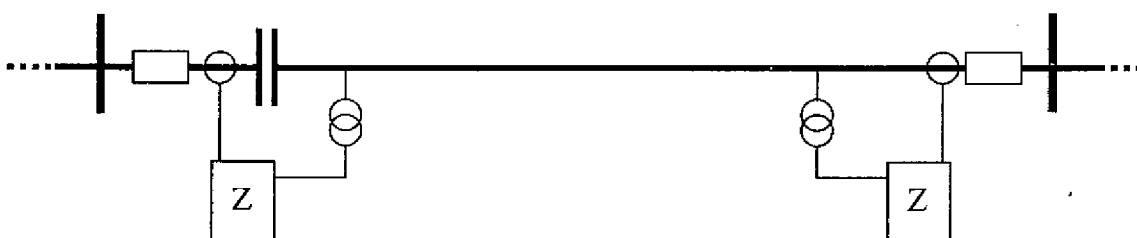


Fig. 6-75 (d): Bancos en un extremo de la línea con TC lado barra

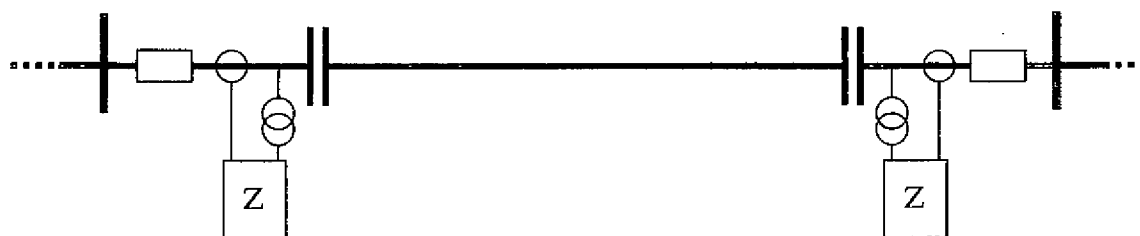


Fig. 6-75 (e): Bancos en los dos extremos de la línea con TC y TV lado barras



Fig. 6-75 (f): Banco en un extremo de la línea con TC y TV lado barra

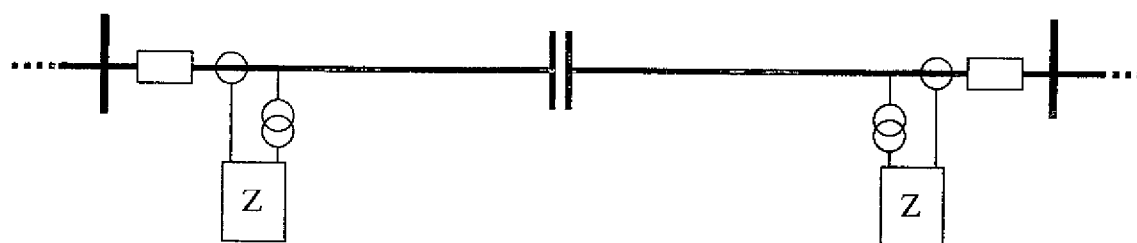


Fig. 6-75 (g): Banco en la mitad de la línea

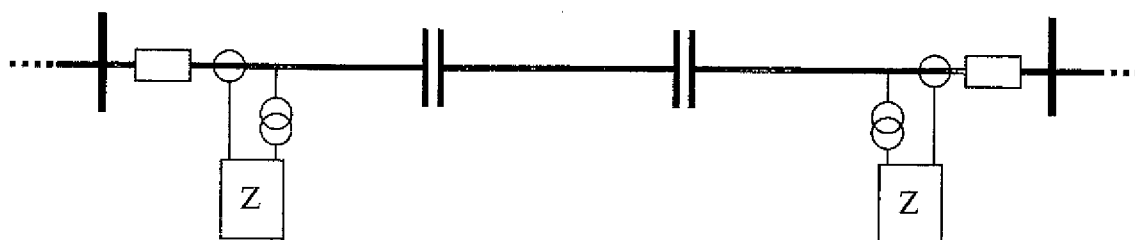


Fig. 6-75 (h): Bancos cada tercio de la línea

El emplazamiento de los bancos en las Estaciones permite un mejor mantenimiento y operación. Si los bancos están instalados lejos de las Estaciones, deben ser controlados en forma remota y solamente son visitados ocasionalmente o durante tareas de mantenimiento.

En cuanto a la conexión de los TC y TV, puede fácilmente deducirse que estos últimos son determinantes para la impedancia aparente presentada a los Relés de Distancia de la línea. Cuando están conectados lado línea, la protección no es influenciada por los capacitores si la falla es en la línea, aunque sí es influenciada por fallas en líneas adyacentes si hay un banco en el otro extremo o si las líneas adyacentes también están equipadas con compensación serie.

Si los TV están instalados lado barras, el banco también modifica la impedancia aparente presentada a los Relés de Distancia cuando la falla es en la línea, pero se tiene la ventaja que la protección operará en caso de falla shunt en el banco o en la conexión al mismo.

La ventaja de ubicar los TC lado barras es evidente si hay una Protección Diferencial de Línea, dado que el banco queda dentro de la zona de protección.

6.6.3.4. Impedancia Aparente presentada a los Relés de Distancia

En primer lugar debemos recalcar que lo que analizaremos a continuación es la impedancia aparente estacionaria presentada a los Relés de Distancia en caso de compensación serie y además sin que se produzca la descarga en los chisperos o sin tener en cuenta el efecto de los resistores variables con la tensión. Más adelante se analizará el efecto del complicado transitorio de la corriente de una falla en la línea y de la descarga en el chispero o de la circulación de corriente por la resistencia no lineal.

Para analizar la Impedancia Aparente estacionaria presentada a un Relé de Distancia plantaremos un caso muy general, que sea útil para cualquier ubicación del banco y cualquier modo de conexión de los TV, a condición de hacer los reemplazos convenientes en las ecuaciones resultantes.

Obsérvese la Fig. 6-76. En el extremo A está ubicado el Relé de Distancia; luego sigue una línea con impedancia Z_{La} ; en el extremo de la misma está emplazado el banco, con reactancia capacitiva X_C ; sigue una línea con impedancia Z_{Lb} en la que hay una falla a una distancia x p. u.

La expresión de la Impedancia Aparente que mide el Relé de Distancia depende del tipo de falla.

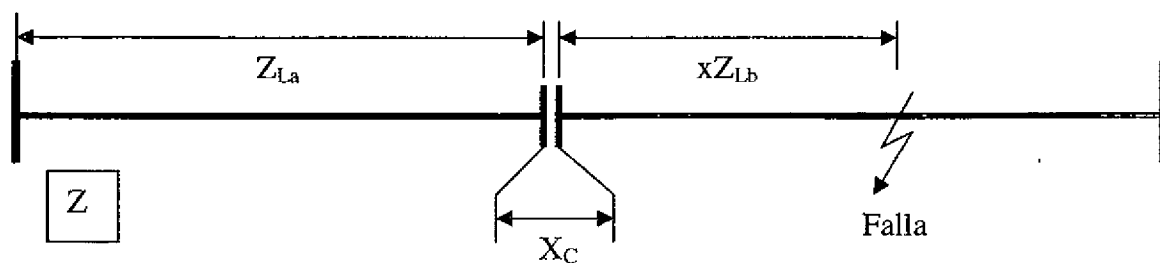


Fig. 6-76: Caso general de Impedancia Aparente presentada a un Relé de Distancia

6.6.3.4.1. Falla bifásica

$$Z_a = \frac{V_S - V_T}{I_S - I_T} = Z_{La1} + xZ_{Lb1} - jX_{C1} + \frac{I_f R_f}{I_S - I_T} \quad (6-141)$$

6.6.3.4.2. Falla monofásica

$$Z_{ap} = \frac{V_{RE}}{I_R + k_0 I_0} = Z_{La1} + x Z_{Lb1} - j X_{C1} \frac{I_R}{I_R + k_0 I_0} + \frac{I_f R_f}{I_R + k_0 I_0} \quad (6-142)$$

6.6.3.4.3. Falla trifásica medida como monofásica

$$Z_{ap} = \frac{V_{RE}}{I_R} = Z_{La1} + x Z_{Lb1} - j X_{C1} + \frac{I_f R_f}{I_R} \quad (6-143)$$

6.6.3.4.4. Observaciones

En las expresiones para la Impedancia Aparente de los distintos casos de falla se ha considerado:

$$k_0 = (Z_{La0} - Z_{La1}) / Z_{La1} = (Z_{Lb0} - Z_{Lb1}) / Z_{Lb1} \quad (6-144)$$

Debe recordarse, además, que tratándose de un capacitor:

$$X_{C1} = X_{C2} = X_{C0} \quad (6-145)$$

En el caso de falla monofásica, el efecto de la reactancia capacitiva sobre la Impedancia Aparente queda afectado por un factor constituido por la relación entre la corriente de fase y la corriente de fase compensada por la corriente homopolar. Por ejemplo, si se desprecia la corriente de carga, si la impedancia homopolar desde el extremo remoto es lo suficientemente grande como para que la corriente de retorno por tierra en la ubicación del relé sea igual a la corriente de fase y la impedancia homopolar de la línea es 2,5 veces la impedancia de secuencia positiva, el factor resulta igual a 0,666. Suele considerarse ese efecto como total, es decir, como si el factor fuese unitario, pero eso no es exacto en los relés que miden la impedancia de secuencia positiva hasta la falla y es verdad en los relés que miden la impedancia de lazo. En efecto, como se vio en el punto 4.9.1 del Capítulo 4, la Impedancia Aparente de lazo, constituida por la impedancia propia de la fase compensada por efecto de la corriente de neutro, más la resistencia de falla afectada por un factor, si no hay compensación capacitiva resulta para el modelo que nos ocupa:

$$\frac{V_{RE}}{I_{RC}} = Z_{LCa} + x Z_{LCb} + R_f \frac{I_f}{I_R + k_c (I_S + I_T)} \quad (6-146)$$

Con:

$$I_{RC} = I_R + \frac{Z_{MC}}{Z_{LC}} \cdot (I_S + I_T) \quad (6-147)$$

y

$$kc = Z_{MCa} / Z_{Lca} = Z_{MCb} / Z_{LCb} \quad (6-148)$$

Es decir, el cociente entre la tensión de la fase R y la corriente de la fase R compensada según la expresión (6-147) es igual a la Impedancia de Fase Compensada, más la resistencia de falla multiplicada por un factor que es igual al cociente entre la corriente por la falla y la corriente de la fase R compensada.

– Si ahora se considera la compensación capacitiva, resulta:

$$\frac{V_{RE}}{I_{RC}} = Z_{Lca} + xZ_{LCb} - jX_C + \frac{I_f}{I_R + kc(I_S + I_T)} R_f \quad (6-149)$$

En el punto 4.9.1 del Capítulo 4 se vio también que las impedancias de secuencia y las impedancias de fase están relacionadas por la transformación de la ecuación (4-25), cuya inversa es también válida. Aplicando la misma, resulta:

$$Z_{MC} = (Z_{L0} - Z_{L1}) / 3 \quad (6-150)$$

y

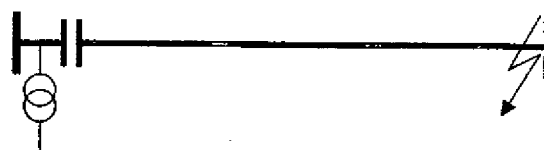
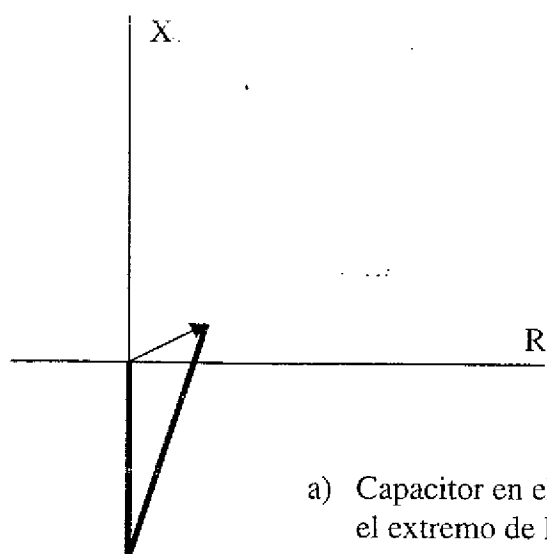
$$Z_{LC} = Z_{L0} / 3 + 2Z_{L1} / 3 \quad (6-151)$$

Es sencillo ver entonces que el caso del ejemplo simple desarrollado para la medición de la impedancia de secuencia positiva, cuando se aplica para la medición de la impedancia de lazo produce un resultado coincidente en cuanto al efecto de la compensación capacitiva. Es decir, el efecto de $0,666 X_C$ sobre $(Z_{La1} + xZ_{Lb1})$ es igual al efecto de X_C sobre $(Z_{Lca} + xZ_{Lcb})$.

6.6.3.4.5. Representación en el plano de impedancias

Nos manejaremos con el plano de impedancias aparentes de secuencia positiva, inclusive para las fallas monofásicas, pero la interpretación en el plano de impedancias aparentes de lazo para el caso de fallas monofásicas es similar y no ofrece dificultades.

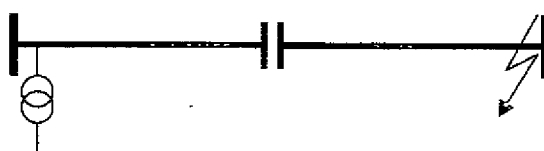
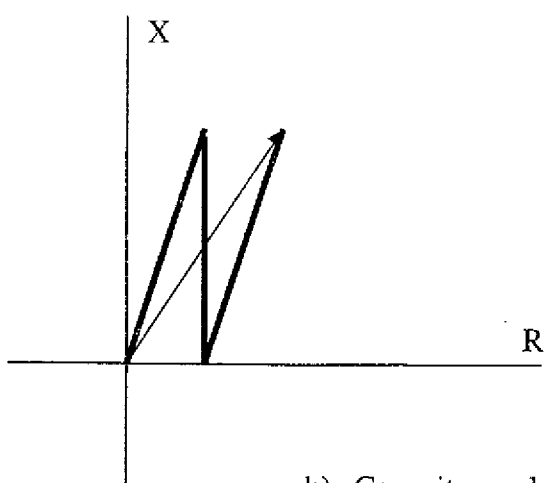
En la Fig. 6-77 se han representado distintos casos de Impedancias Aparentes presentadas a los Relés de Distancia, considerando resistencia de falla cero y distintas ubicaciones de bancos de capacitores, distintos grados de compensación y distintas conexiones de los TV.



$$X_L = 100\%$$

$$X_C = 70\%$$

- a) Capacitor en el comienzo de la línea; TV lado barra; falla en el extremo de la línea

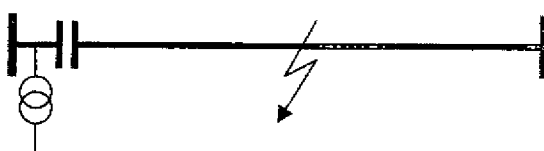
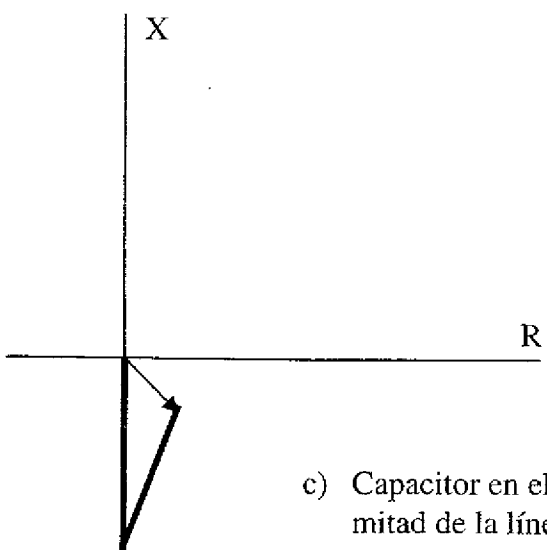


$$X_{L(A-C)} = 50\%$$

$$X_{L(C-B)} = 50\%$$

$$X_C = 50\%$$

- b) Capacitor en la mitad de la línea; falla en el extremo de la línea



$$X_L = 100\%$$

$$X_C = 70\%$$

- c) Capacitor en el comienzo de la línea; TV lado barra; falla en la mitad de la línea

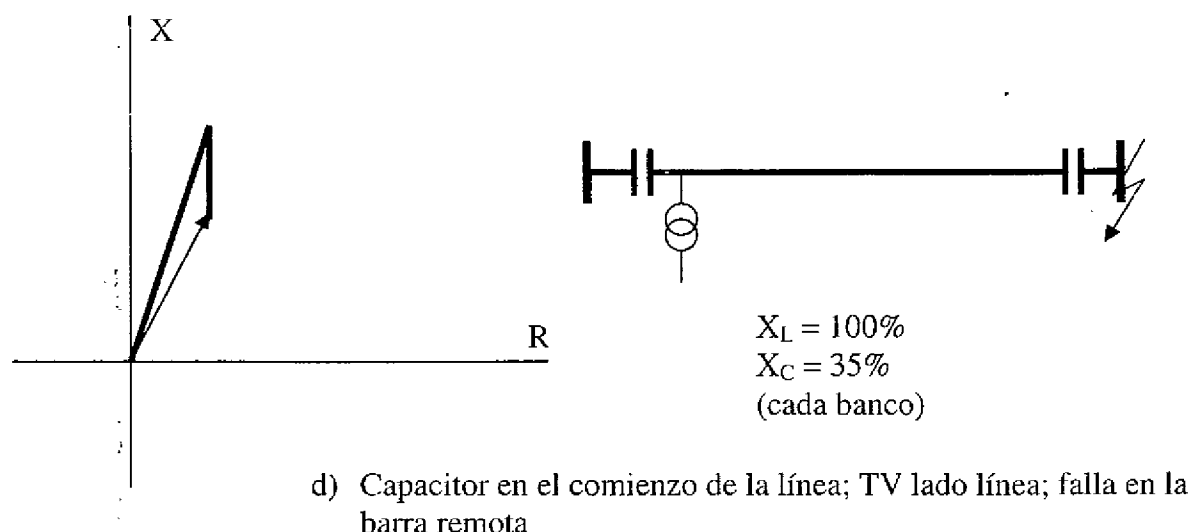


Fig. 6-77: Distintos casos de Impedancia Aparente presentada a un Relé de Distancia según la ubicación de la falla, de los TV y del banco de capacitores, y según el grado de compensación

Puede observarse que en ciertos casos el Relé de Distancia puede ver Impedancias ubicadas en el cuarto cuadrante. Específicamente eso sucede cuando la reactancia de secuencia positiva de las líneas entre el relé y la falla es menor que la reactancia capacitiva del banco intercalado. Esta situación hace que se presenten dudas respecto a la respuesta direccional de los Relés de Distancia, pero ese asunto será analizado en los puntos siguientes.

6.6.3.4.6. Inversión de tensión e inversión de corriente

Cuando la Impedancia Aparente medida por un Relé de Distancia se sitúa en el cuarto cuadrante del plano de impedancias, es bastante frecuente en los textos simplificar el problema diciendo que o bien se ha invertido la tensión o bien se ha invertido la corriente, en relación al sentido que esas magnitudes tienen cuando la Impedancia Aparente se sitúa en el primer cuadrante. Sin embargo es más preciso hablar de cambio en el sentido del ángulo entre tensión y corriente.

En efecto, si observamos la Fig. 6-78 podemos ver que la diferencia por ejemplo entre la Impedancia Aparente (1) y la Impedancia Aparente (2), con módulos iguales, esta dada por el ángulo. Mientras que en el caso (1) el ángulo es positivo, en el caso (2) el ángulo es negativo. Es decir, en el caso (1) la tensión adelanta a la corriente y en el caso (2) la corriente adelanta a la tensión. Es claro que para pasar del caso (1) al caso (2) se debe realizar un cambio en la compensación capacitiva. Pero entre los dos casos del ejemplo hay un caso límite, que se produce cuando la reactancia capacitiva de compensación es igual a la reactancia inductiva de las líneas intercaladas entre el relé y la falla. En tal caso, la Impedancia Aparente que mide el

relé es puramente resistiva y corresponde a la parte resistiva de la impedancia de las líneas si la resistencia de falla es nula.

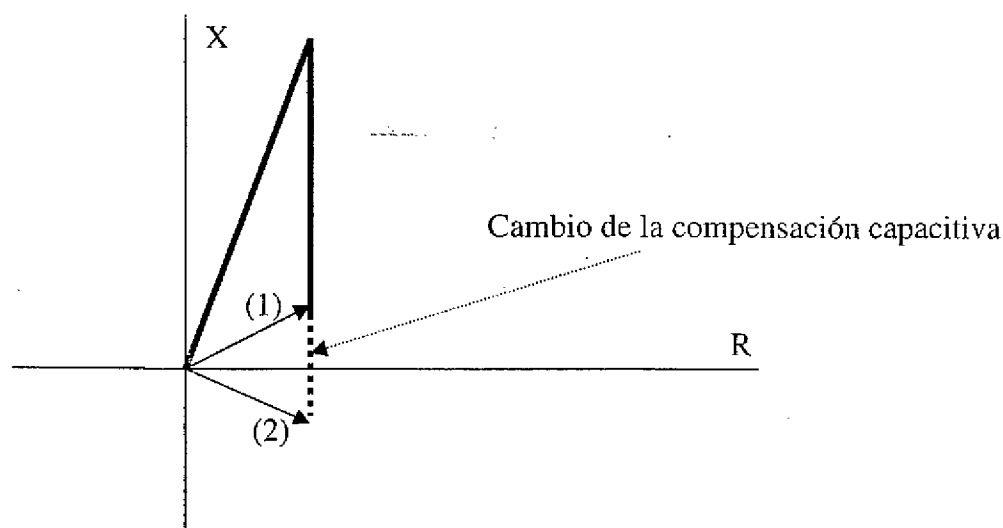


Fig. 6-78: Variación del sentido del ángulo de la Impedancia Aparente por cambio de la compensación capacitiva

Para analizar como se produce el cambio del ángulo relativo entre la tensión y la corriente cuando se pasa del primer al cuarto cuadrante, hay que tener en cuenta también a la impedancia de fuente. Por simplicidad consideremos una falla bifásica, de modo que intervienen solamente las impedancias de secuencia positiva y negativa, que a los fines de protección pueden considerarse iguales. Observemos el esquema unifilar de la Fig. 6-79.

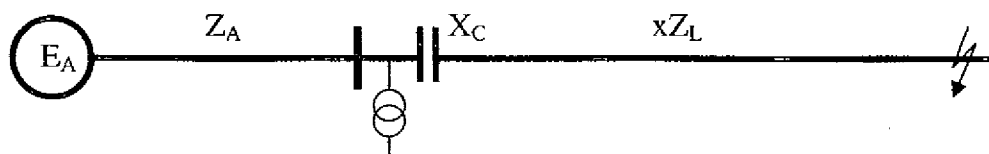


Fig. 6-79: Influencia de la relación entre la reactancia del banco y la impedancia de fuente más la impedancia intercalada entre el relé y la falla

Si la impedancia de fuente más la impedancia inductiva intercalada entre el relé y la falla es suficientemente grande en relación a la reactancia capacitiva, la corriente puede considerarse constante cuando se produce una pequeña variación de la compensación. Entonces, el cambio del ángulo relativo entre la tensión y la corriente se deberá a un cambio del ángulo de la tensión. Si por el contrario la impedancia de fuente más la impedancia inductiva intercalada entre el relé y la falla es muy baja en relación a la reactancia capacitiva, entonces una modificación en el valor de la reactancia capacitiva tiene un efecto no despreciable sobre el valor de la corriente de falla y modificará su ángulo relativo.

Suele indicarse en los textos lo siguiente:

Inversión de la tensión

Cuando:

$$|X_C| < |X_{A1} + xX_{L1}| \quad (6-152)$$

Inversión de la corriente

Cuando:

$$|X_C| > |X_{A1} + xX_{L1}| \quad (6-153)$$

Aunque como veremos más adelante el sentido de la desigualdad tiene efecto sobre la direccionalidad de los relés, el término "inversión" puede dar lugar a un error de interpretación, ya que se trata en realidad de un cambio del sentido del ángulo relativo entre tensión y corriente, debido en un caso fundamentalmente a una variación del ángulo de la tensión y en el otro fundamentalmente a una variación del ángulo de la corriente.

Por otra parte, en los textos suele presentarse un perfil de tensión a lo largo del sistema, para ambos casos, tal como se ve en las Figuras 6-80 (a) y (b).

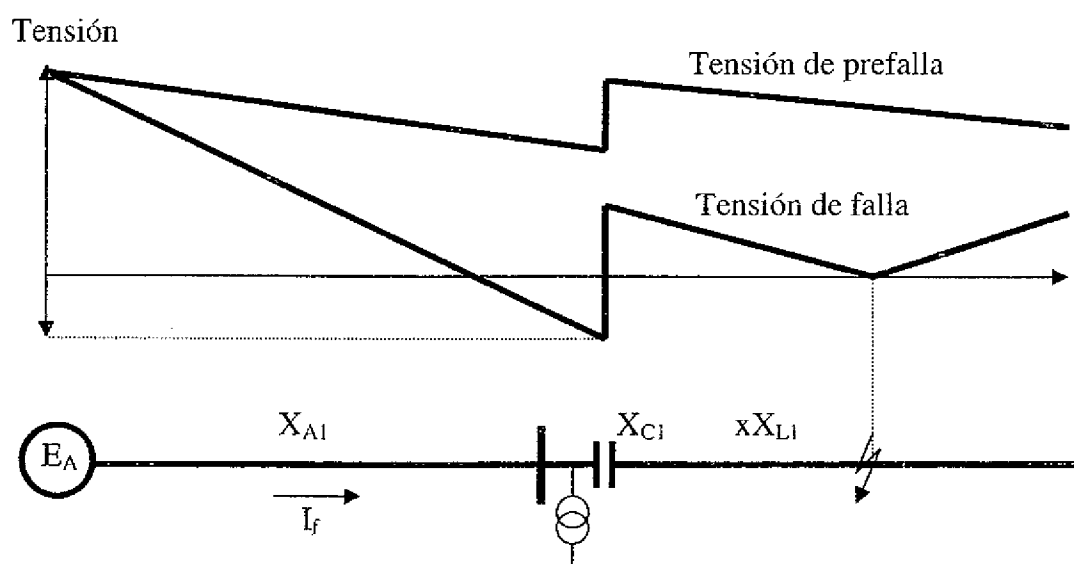


Fig. 6-80 (a): Inversión de tensión (módulo de X_C menor que módulo de X_{A1} más xX_{L1})

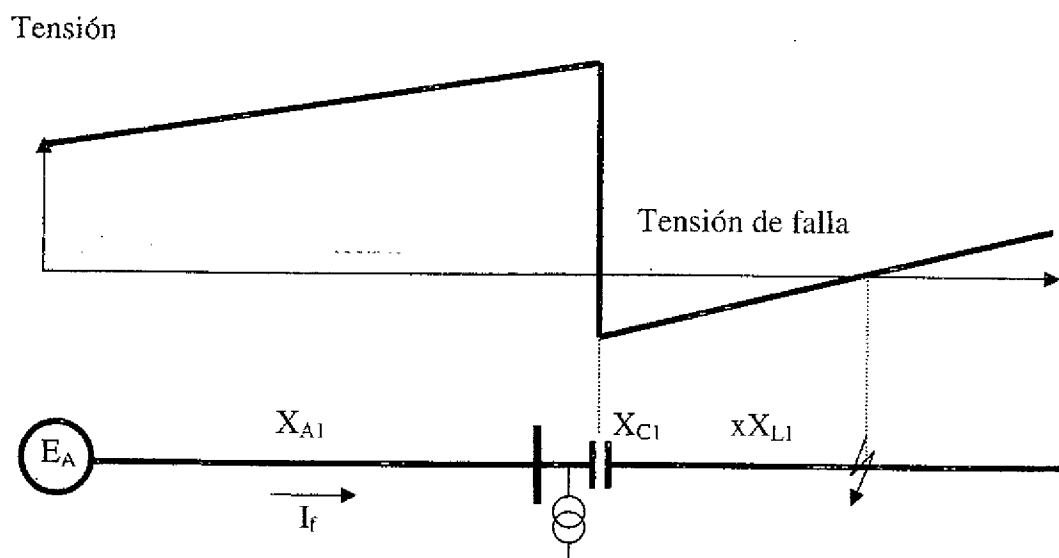


Fig. 6-80 (b): Inversión de tensión (módulo de X_C mayor que módulo de X_{A1} más xX_{L1})

Esta forma simplificada de representación puede dar lugar a confusiones, en tanto se puede interpretar que en algún punto se mide tensión cero y que a un lado y a otro de ese punto hay una variación de ángulo de 180° . En primer lugar veamos que aunque entre la impedancia inductiva intercalada entre ese punto y la falla y la reactancia capacitiva haya una perfecta sintonía, la corriente circulando por la parte resistiva de la impedancia de la línea produce una caída de tensión, de modo que, salvo en el punto de falla cuando la resistencia de falla es cero, en ningún lugar la tensión es estrictamente cero. En segundo lugar veamos que el cambio del ángulo relativo no es abrupto sino progresivo. Estrictamente, el perfil de tensión debe contener información del módulo y del ángulo de fase respecto a la fuerza electromotriz E_A .

6.6.3.5. Direccionalidad de los Relés de Distancia

La direccionalidad de los Relés de Distancia está dada por elementos o algoritmos específicos para esa función, o por elementos o algoritmos combinados de direccionalidad y distanciometría como es el caso de los relés de admitancia. Sea como sea, en el Capítulo 4 se ha visto la necesidad de polarizar con tensión "fase sana" o mediante tensión de memoria, para evitar la pérdida de sensibilidad direccional en caso de fallas muy cercanas.

Esta necesidad de polarizar con tensión "fase sana" o mediante tensión de memoria es aún más evidente en los casos en que existe compensación capacitiva serie. En efecto, el hecho de que la Impedancia Aparente pueda caer en el cuarto cuadrante o muy cercana al mismo, exime de todo comentario, ya que si no se polarizara en la forma indicada no solamente podrían producirse tensiones extremadamente bajas para la comparación, sino que además la Impedancia Aparente podría verse hacia atrás de la característica.

Sin embargo, la polarización con "fase sana" o con memoria no es siempre efectiva, ya que depende del valor relativo de la impedancia de fuente. Suele indicarse en los textos que esas formas de polarización no son efectivas para determinar la dirección de la falla si existe compensación serie, cuando se produce la denominada "inversión de corriente". Esta idea no es suficientemente sencilla como para prescindir de una demostración.

Para la demostración, recurriremos a los conceptos del punto 4.13.2 del Capítulo 4. Allí se explica la relación que existe entre el Plano de Impedancia Aparente y el que denominamos Plano de Impedancia Virtual. Mientras que el primero expresa la relación entre corrientes y tensiones de la fase o fases falladas, el segundo expresa la relación entre la corriente de fase fallada y la tensión de polarización. Se demuestra que para todos los tipos de falla ambos planos están relacionados mediante una transformación que depende de los parámetros del sistema y de las condiciones de carga. Las características direccionales en el Plano de Impedancia Virtual pasan por el origen y la impedancia medida hasta la falla se desplaza en un valor que depende de la impedancia de fuente. En el Plano de Impedancia Aparente, la que se desplaza es la característica direccional y la impedancia medida hasta la falla es la convencional.

En cualquiera de los dos planos puede analizarse el efecto de la compensación capacitiva serie sobre la direccionalidad, pero a continuación se hará apelando al Plano de Impedancia Virtual.

Se demuestra que la relación entre los planos mencionados es del tipo:

$$K_D Z_a + Z_D = Z_V \quad (6-154)$$

Donde K_D y Z_D son constantes que dependen de los parámetros de la red, incluyendo las condiciones de carga, de la ubicación de la falla y de la resistencia de falla, en el caso más general.

En realidad, la demostración del efecto de la compensación serie debería hacerse para cada tipo de falla y para cada forma de polarización. Dado que se trata de un asunto conceptual, aquí consideraremos solamente falla bifásica sin contacto a tierra y falla monofásica. Despreciaremos el efecto de la carga y la polarización aplicada será "en cuadratura". La resistencia de falla la tomaremos igual a cero.

Falla bifásica

En las condiciones enunciadas, resulta:

$$K_D = \frac{|K_{ST}|}{\sqrt{3}} \quad (6-155)$$

$$Z_D = \frac{|K_{ST}| Z_{A1}}{\sqrt{3}} \quad (6-156)$$

Si consideramos el esquema de la Fig. 6-81, la Impedancia Aparente medida por el Relé de Distancia es:

$$Z_{ap} = Z_{La1} + x Z_{Lb1} - jX_C \quad (6-157)$$

Reemplazando, resulta:

$$Z_V = |K_{ST}| Z_{A1} / \sqrt{3} + [|K_{ST}| / \sqrt{3}] (Z_{La1} + x Z_{Lb1} - jX_C) \quad (6-158)$$

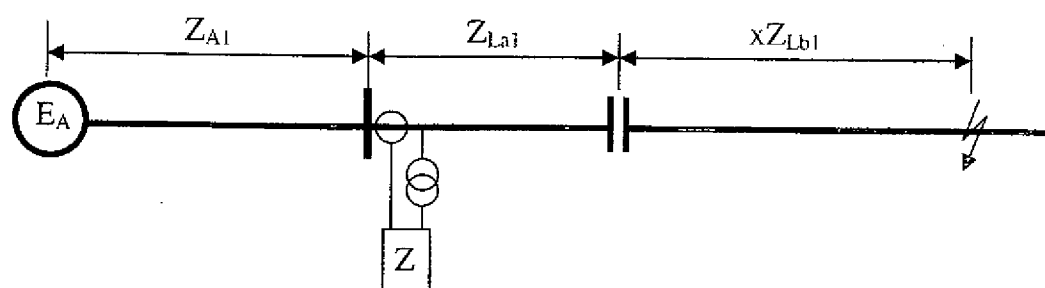


Fig. 6-81: Esquema general para el estudio de la direccionalidad de los Relés de Distancia en caso de compensación capacitiva serie

La respectiva representación en el Plano de Impedancia Virtual se puede observar en la Fig. 6-82.

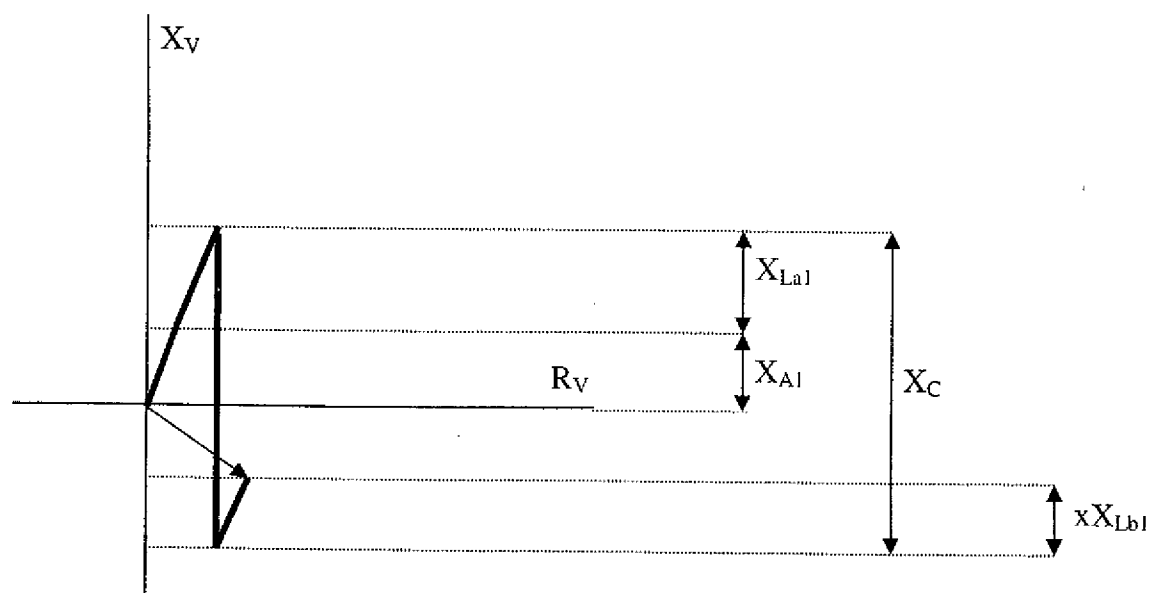


Fig. 6-82: Representación en el Plano de Impedancia Virtual de la condición de Impedancia Virtual en el cuarto cuadrante (falla entre fases)

Véase que toda vez que:

$$|X_{A1} + X_{La1} + x X_{Lb1}| < |X_C| \quad (6-159)$$

La Impedancia Virtual cae en el cuarto cuadrante y por lo tanto puede quedar hacia atrás de la característica direccional o hacia delante pero muy cerca de la misma. Es claro que la condición de la desigualdad (6-159) coincide con la de la denominada "inversión de corriente", expresada en forma sencilla en (6-153).

En definitiva, bajo las condiciones de (6-159), que son las de la denominada "inversión de corriente", la discriminación direccional mediante polarización por fase sana o por memoria no es efectiva. Sin embargo, viendo el asunto desde un punto de vista práctico, la condición (6-159) implica en general una muy alta corriente de falla, de modo que se produce la descarga del chispero ("airgap"), el capacitor queda puenteado y la direccionalidad no resulta afectada.

Falla monofásica

Aún con las simplificaciones adoptadas, el análisis de la direccionalidad en el caso de fallas monofásicas resulta bastante más complicado, debido a la en general distribución distinta de las corrientes de secuencia por ambas ramas de las redes de secuencia positiva, negativa y cero.

Si se repasa el punto 4.13.3 del Capítulo 4, se observa que, si se desprecia la corriente de carga:

$$K_D = \sqrt{3} |K_R| \quad (6-160)$$

$$Z_D = \frac{\sqrt{3} |K_R| (2 C_1 Z_{A2} + C_0 Z_{A0})}{(Z_{L0} / Z_{L1}) C_0 + 2C} \quad (6-161)$$

y además es, con resistencia de falla cero:

$$Z_{ap} = \frac{V_{RE}}{I_R + k_0 I_0} = Z_{La1} + x Z_{Lb1} - j X_{C1} \frac{2C_1 + C_0}{2C_1 + C_0 (Z_{L0} / Z_{L1})} \quad (6-162)$$

Entonces la condición para la denominada "inversión de corriente" es:

$$\left| \frac{2 C_1 X_{A2} + C_0 X_{A0}}{2C_1 + C_0 (Z_{L0} / Z_{L1})} + X_{La1} + x X_{Lb1} \right| < \left| X_C \frac{2C_1 + C_0}{2C_1 + C_0 (Z_{L0} / Z_{L1})} \right| \quad (6-163)$$

Esto suponiendo que C_1 y C_0 , que expresan la distribución de corrientes por ambas ramas, y (Z_{L0}/Z_{L1}) sean valores reales.

La desigualdad (6-163) también se puede expresar como:

$$\left| 2 C_1 X_{A2} + C_0 X_{A0} + (X_{La1} + x X_{Lb1}) [2 C_1 + C_0 (Z_{L0}/Z_{L1})] \right| < \left| X_C (2 C_1 + C_0) \right| \quad (6-164)$$

Particularmente, si la distribución de corrientes por las dos ramas de la red de secuencia positiva es igual a la distribución en la red de secuencia cero, o si las impedancias de secuencia positiva y cero de la fuente remota son infinitas, resulta:

$$\left| 2 X_{A2} + X_{A0} + 2 (X_{La1} + x X_{Lb1}) + (X_{La0} + x X_{Lb0}) \right| < \left| 3 X_C \right| \quad (6-165)$$

Esta es la expresión que suelen dar los textos, que vale solamente para un caso muy particular. No obstante es ilustrativa y útil a los fines prácticos. En la Fig. 6-83 se representa una condición tal como la indicada.

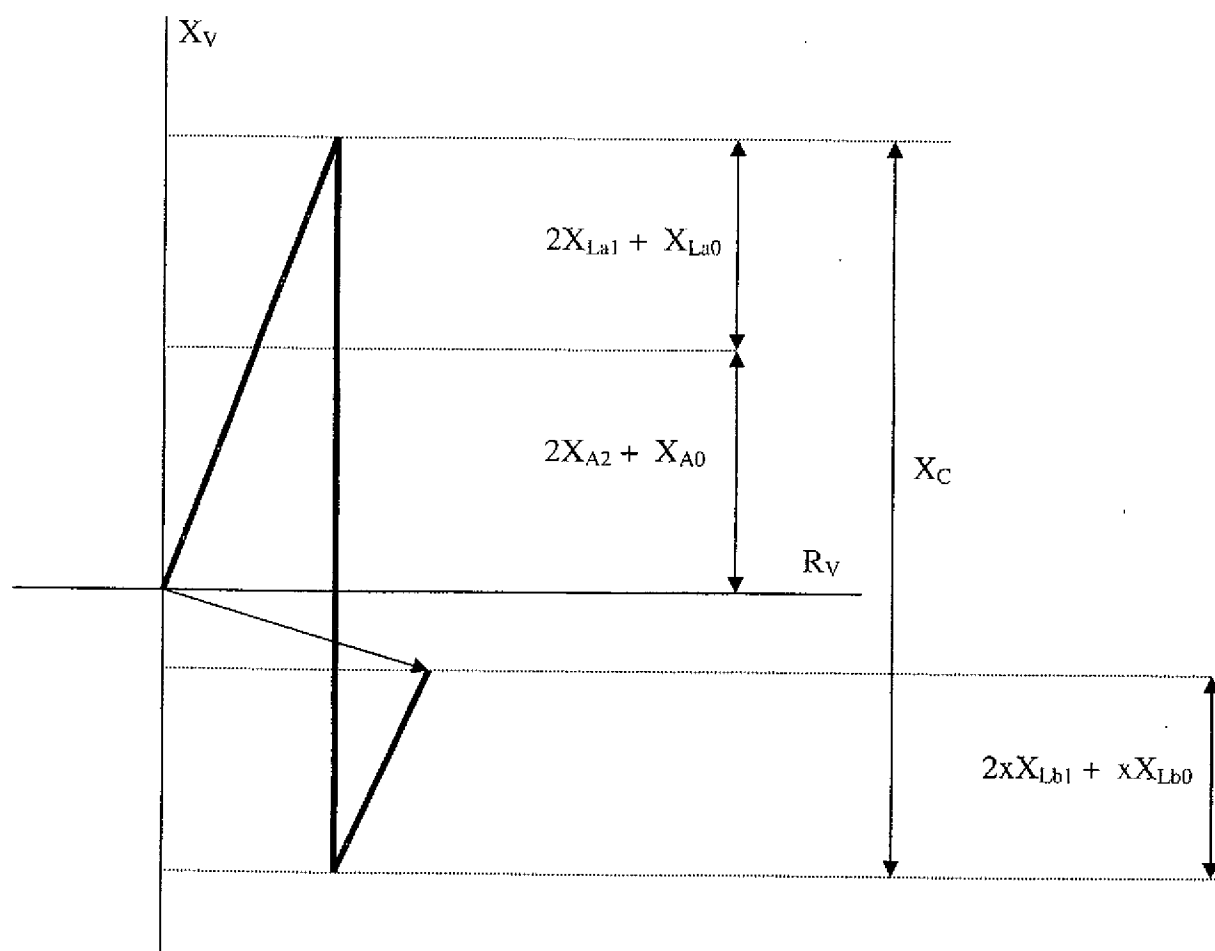


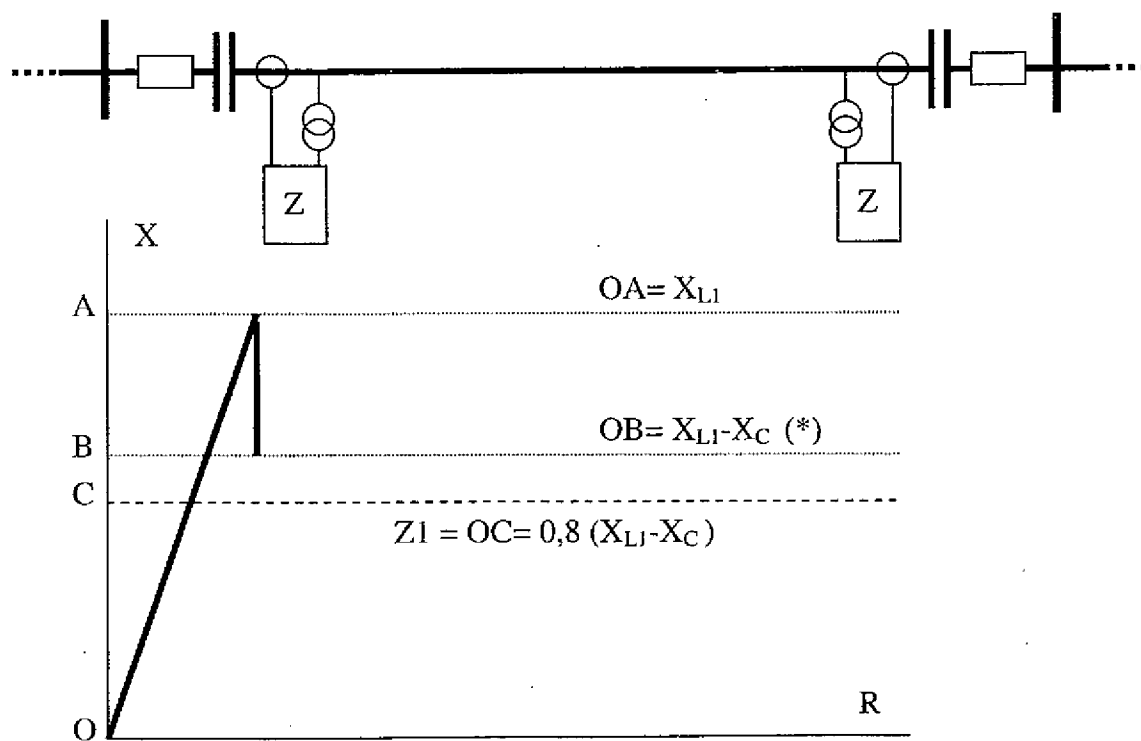
Fig. 6-83: Representación en el Plano de Impedancia Virtual de la condición de Impedancia Virtual en el cuarto cuadrante (falla fase a tierra)

Las conclusiones respecto a la efectividad de la polarización por fase sana o por memoria cuando hay compensación serie y condición de "inversión de corriente" son similares al caso de falla bifásica.

6.6.3.6. Aplicación de la Protección de Distancia y regulación de las Zonas

En primer lugar es posible afirmar que la Protección de Distancia solamente se puede aplicar a líneas con compensación capacitiva serie si es complementada con Teleprotección. En efecto, la variación de la Impedancia Aparente que se presenta a un relé para una misma ubicación y tipo de falla, según el banco esté en servicio o puentado por la descarga de los chisperos, implica que la regulación de una Zona 1 en Subalcance Autónoma deba tener un alcance muy pequeño en términos de reactancia inductiva en algunos casos de configuración o aún que no se pueda regular en otros casos. De ese modo, puede resultar que al producirse la descarga en los chisperos o aún sin tal descarga en algunas configuraciones, buena parte de las fallas serían despejadas en Zona 2.

En la Fig. 6-84 (a), (b) y (c) se han representado varios casos de configuraciones, mostrando la regulación posible de Zona 1 en Subalcance y el alcance real de la misma luego del puenteo de los capacitores.



(*): $0,666 X_C$ para fallas a tierra

Fig. 6-84 (a): Alcance de la Zona 1 considerando el efecto de los bancos de capacitores para la configuración mostrada

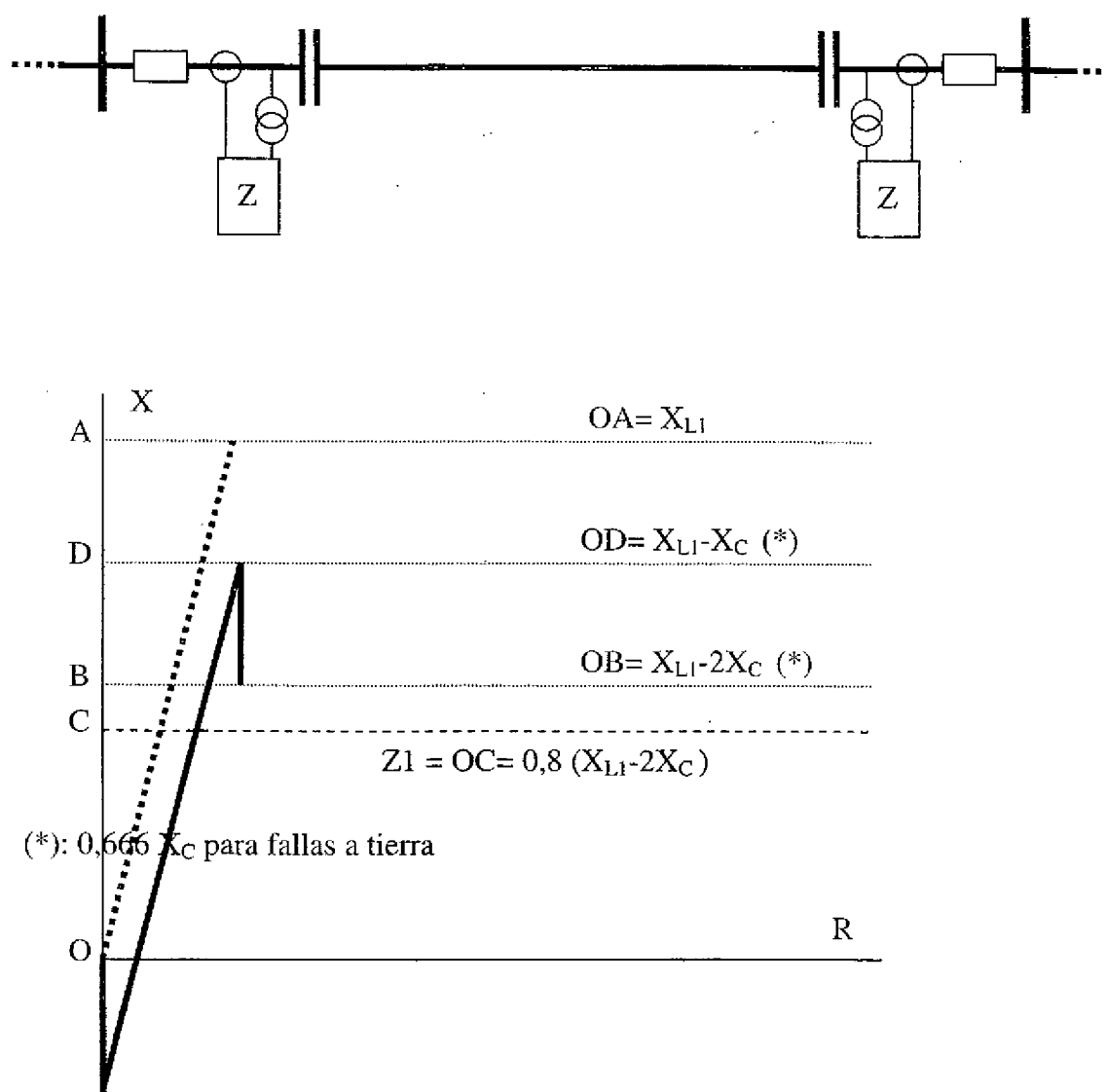
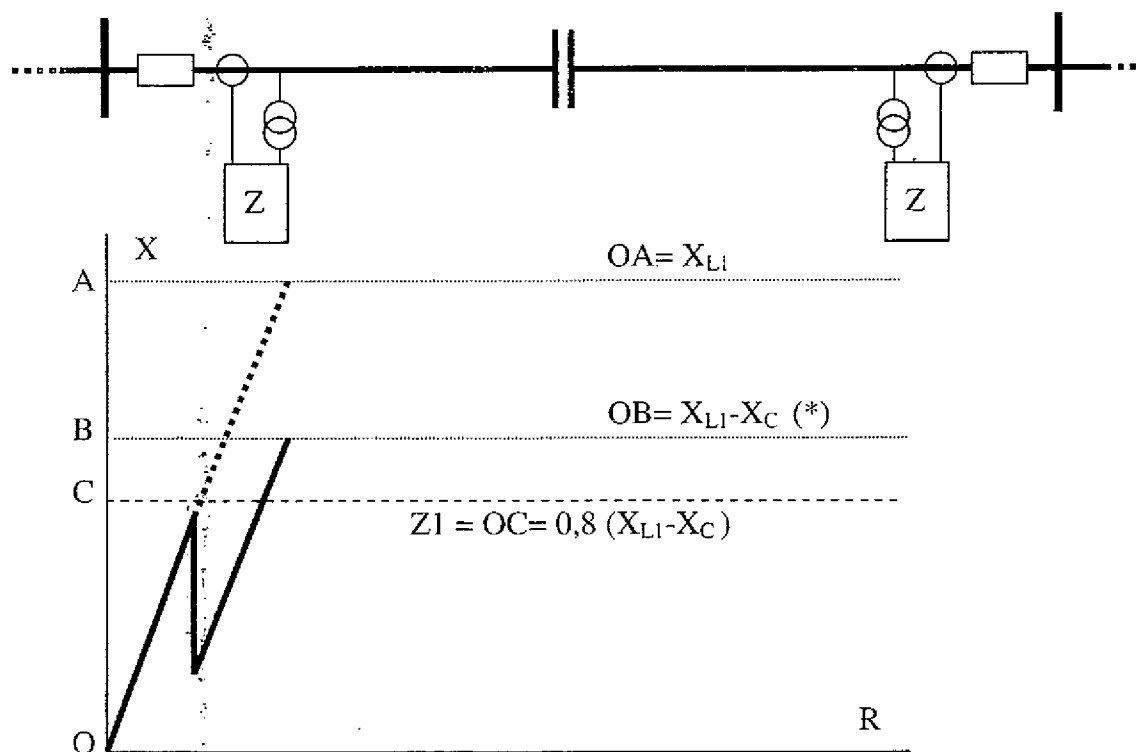


Fig. 6-84 (b): Alcance de la Zona 1 considerando el efecto de los bancos de capacitores para la configuración mostrada

Es claro que es necesario recurrir a la Teleprotección, para minimizar los tiempos de accionamiento. Pero por las mismas razones apuntadas, los sistemas de Subalcance no son aptos y el sistema de Teleprotección apto es el de Sobrealcance Permisivo. Debe tenerse en cuenta, no obstante, que la Zona 1 en Sobrealcance asociada a la Teleprotección debe regularse con un sobrealcance suficientemente grande como para que cubra por lo menos el 120% de la línea con los capacitores puenteados, lo cual se traduce en un sobrealcance extremadamente alto cuando están los capacitores en servicio. Esto implica una disminución de la Seguridad de la protección. En la misma Fig. 6-84 se han representados las regulaciones necesarias para la Zona 1 en Sobrealcance.



(*): $0,666 X_C$ para fallas a tierra

Fig. 6-84 (c): Alcance de la Zona 1 considerando el efecto de los bancos de capacitores para la configuración mostrada

6.6.3.7. Efecto de la compensación serie en una línea sobre las protecciones de las líneas adyacentes

En la Fig. 6-85 se representa un esquema para el análisis del efecto que sobre las protecciones de líneas adyacentes tiene la compensación capacitiva serie en una línea. Se trata de un clásico problema de "infeed" en la barra intermedia, que amplifica el efecto en este caso del capacitor. Claro está que, teniendo el capacitor una reactancia negativa, el efecto del "infeed" es ahora de una disminución de la Impedancia Aparente en relación a la que sería vista si no estuviese la compensación.

Por simplicidad consideraremos una falla trifásica y resistencia de falla cero, aunque el concepto se puede extender fácilmente a otros tipos de falla. La Impedancia Aparente que se presenta al relé de A es:

$$Z_{apA} = Z_{LA1} - [(I_{A1} + I_{B1}) / I_{A1}] jX_C + [(I_{A1} + I_{B1}) / I_{A1}] xZ_{LD1} \quad (6-166)$$

En la misma Fig. 6-85 se ha representado la Impedancia Aparente presentada al relé A, que puede dar lugar a accionamiento en Zona 1 aún con fallas distantes, si para la regulación de la misma no se ha tomado en cuenta el efecto del aporte en la barra.

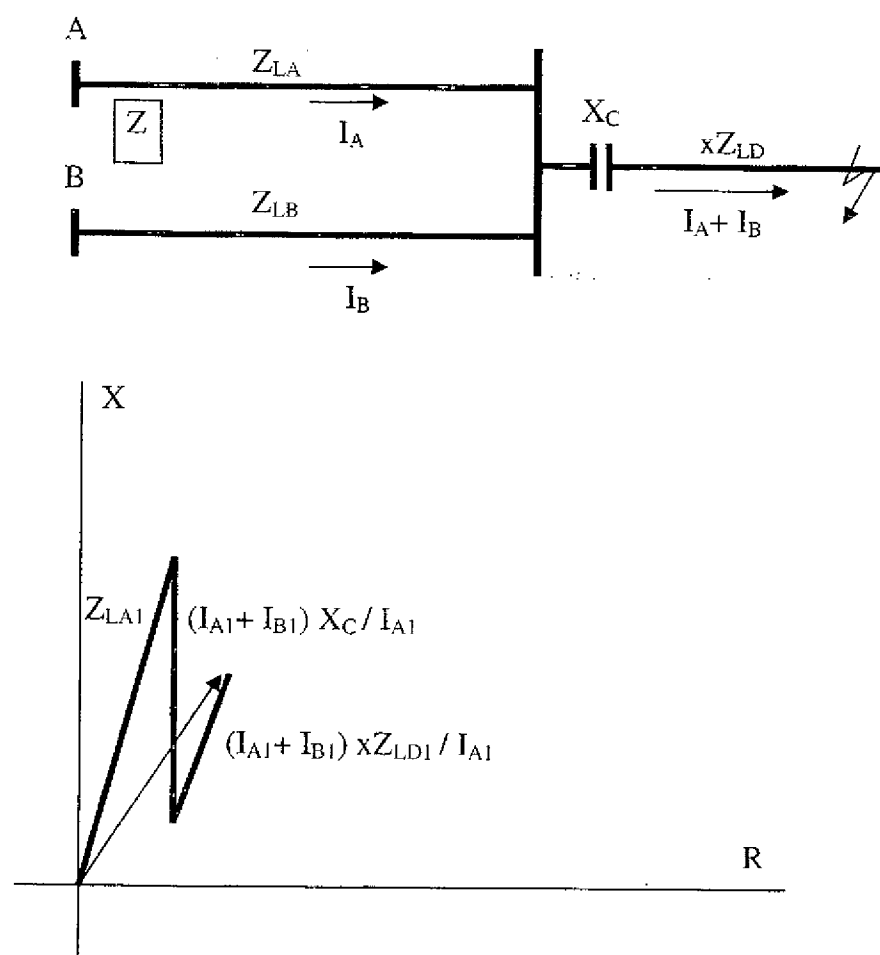


Fig. 6-85: Efecto de la compensación serie sobre las protecciones de las líneas adyacentes

6.6.3.8. Líneas paralelas con compensación serie

Hemos visto en el punto 6.6.1 de esta Capítulo 6 que la aplicación de la Protección de Distancia aplicada a líneas paralelas, suficientemente cercanas como para que el efecto de acoplamiento electromagnético entre ambas no sea despreciable, ofrece dificultades importantes para el caso de fallas a tierra.

Esas dificultades se agravan cuando las líneas paralelas tienen compensación capacitiva serie.

En la Fig. 6-86 se muestra el esquema unifilar del sistema con "líneas verdaderamente paralelas" y la representación de las redes de secuencia. Si bien es un caso particular de ubicación de los bancos, no es difícil representar los demás casos.

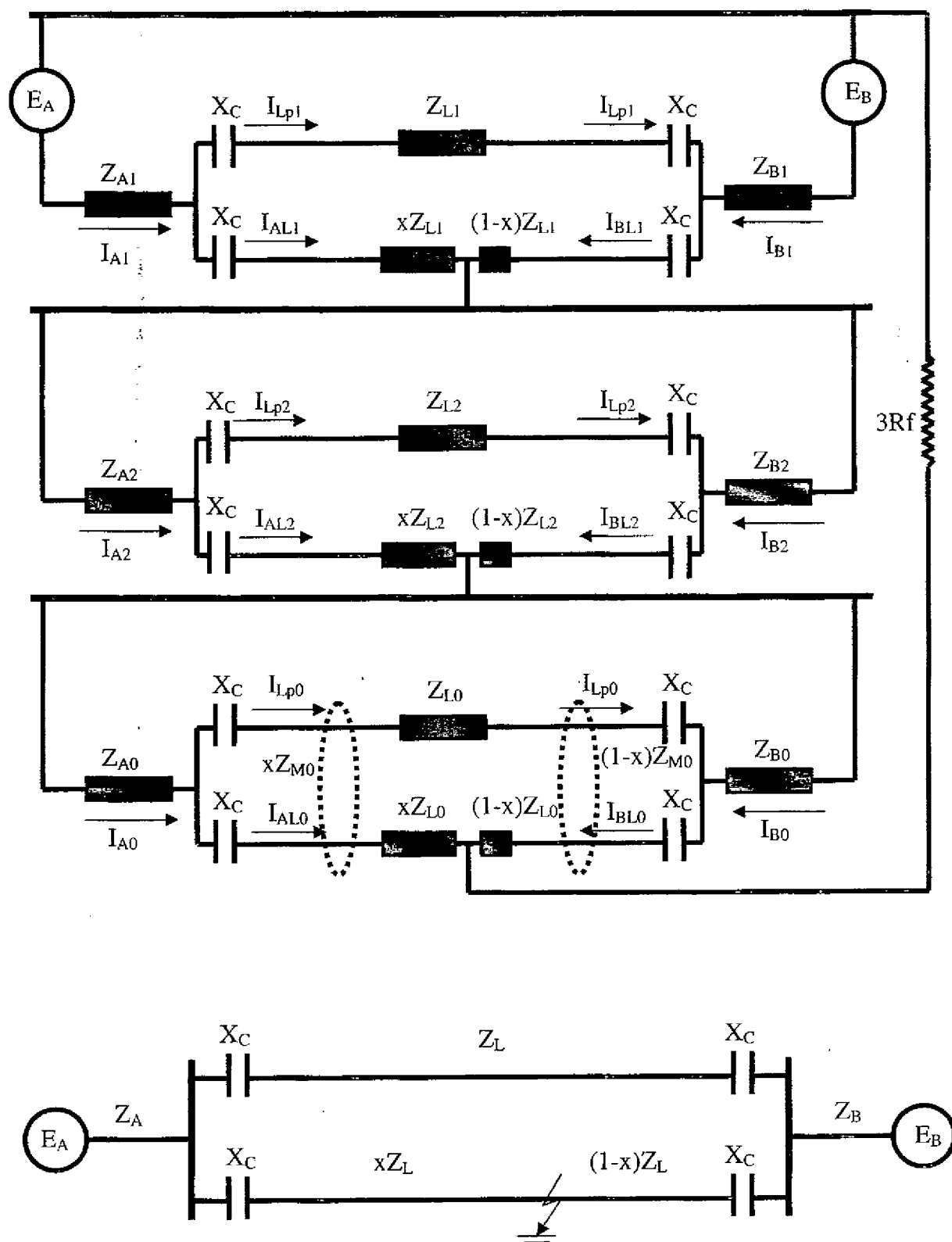


Fig. 6-86: Falla a tierra en líneas paralelas con compensación serie

Dado que la compensación capacitiva tiene solamente efecto de valor negativo sobre la reactancia inductiva propia de cada línea y no tiene efecto mutuo, el efecto relativo de los parámetros mutuos en relación a los parámetros propios de cada línea es más significativo. Modificando adecuadamente la expresiones (6-81) y (6-82) del punto 6.6.1.1, resulta:

$$Z_{0p}(kl) = Z_L - X_C + 2Z_M - 6Z_m + 3Z_E + 3K_{pa}(Z_{Mp} - Z_{mp} + Z_E) \quad (6-167)$$

$$Z_1(kl) = Z_2(kl) = Z_L - X_C - Z_M \quad (6-168)$$

También la impedancia homolar a considerar cuando hay líneas en paralelo puede expresarse de la siguiente forma.

$$Z_{0p}(kl) = Z_0(kl) + K_{pa} Z_{M0}(kl) \quad (6-169)$$

Con:

$$Z_{M0}(kl) = 3Z_{Mp} - 3Z_{mp} + 3Z_E \quad (6-170)$$

En concreto, debe esperarse mucho mayores dificultades de regulación de las Zonas y en la selección de fases para el recierre unipolar, especialmente si las condiciones son tales que se produce el efecto denominado "inversión de corriente", descrito en los puntos 6.6.3.4.5 y 6.6.3.5.

Por otra parte, el fenómeno de "reversión de corriente", descrito en el punto 6.6.1.2.10, resulta de ocurrencia más probable cuando hay compensación serie en las líneas paralelas. En efecto, la necesidad absoluta de aplicar esquemas de Sobrealcance Permisivo implica que no se podrá evitar que la Protección de Distancia de la línea no fallada vea la falla cuando se abre el interruptor en la línea fallada, debido a que su Zona 1 en Sobrealcance debe estar regulada para la peor condición de alcance, que es con capacitores puenteados.

6.6.3.9. Efecto de los transitorios sobre la respuesta de los Relés de Distancia

Dada la alta velocidad de respuesta de las protecciones que normalmente es necesaria en las redes en las que se aplica compensación capacitiva serie, los fenómenos transitorios que ocurren en tales redes deben ser estudiados cuidadosamente, en tanto influyen notoriamente en la medición de la Impedancia Aparente y en la medición de la Impedancia Virtual y por lo tanto en la direccionalidad.

En efecto, cuando hay compensación capacitiva serie aparecen fenómenos transitorios que difieren mucho de los conocidos fenómenos transitorios que ocurren en redes sin tal tipo de compensación.

Aún bajo condiciones del sistema sin falla, en las redes compensadas con capacitores serie aparecen oscilaciones subsíncronas, excitadas de diversas formas, que hacen que se produzca una interacción entre la componente subsíncrona de la corriente y el sistema mecánico constituido por las masas y ejes de las máquinas generadoras. Particularmente, debido a sus características constructivas, en los turbogeneradores la frecuencia mecánica de oscilación de tal sistema mecánico se encuentra peligrosamente cerca de la frecuencia subsíncrona natural eléctrica de la red con compensación capacitiva serie. En tales condiciones, según la configuración de la red y el grado de compensación, si no se toman las medidas adecuadas de protección de los generadores puede producirse un envejecimiento prematuro de los ejes e inclusive llegarse al colapso de los mismos.

El fenómeno que acaba de ser sintéticamente descrito no tiene una relación directa con la respuesta de las Protecciones de Distancia, salvo cuando las oscilaciones subsíncronas transitorias son excitadas por fallas eléctricas, durante las cuales se debe optimizar la respuesta de las protecciones, para evitar que errores de alcance o de direccionalidad contribuyan a empeorar las condiciones de la red y los efectos expuestos.

6.6.3.9.1. Transitorios sin considerar elementos no lineales

Bajo condiciones de cortocircuito, el lazo de falla no puede ser considerado más un circuito serie R-L, sino que debe ser tratado como un circuito R-L-C. Simplificando totalmente el modelo y al solo efecto de analizar conceptualmente el problema, consideremos el lazo de la Fig. 6-87.

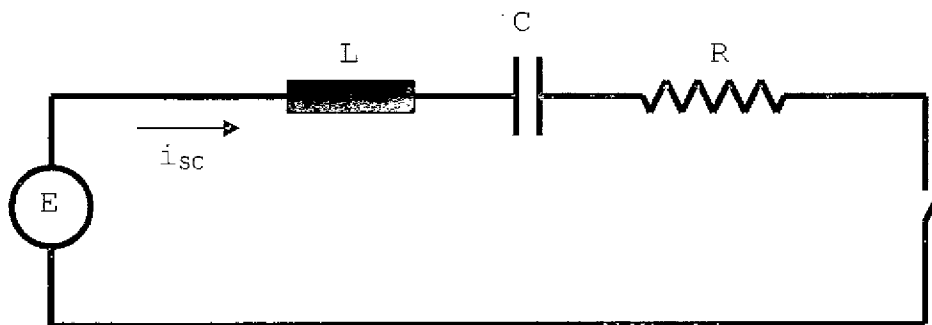


Fig. 6-87: Circuito simplificado para estudios de transitorios de falla en líneas con compensación capacitiva serie

La ecuación diferencial a resolver para obtener los valores instantáneos de la corriente es:

$$\hat{E} \sin(\omega t + \lambda) = L \frac{d}{dt} i_{sc} + R i_{sc} + (1/C) \int i_{sc} dt \quad (6-171)$$

La solución de la ecuación diferencial es:

$$i_{sc} = (\hat{E}/Z) \operatorname{sen}(\omega t + \lambda - \theta) + e^{-\alpha t} (K_a \cos \beta t + K_b \operatorname{sen} \beta t) \quad (6-172)$$

Donde:

$$Z = \sqrt{R^2 + [\omega L - (1/\omega C)]^2} \quad (6-173)$$

$\hat{E}$: Valor pico de la tensión de fuente

λ : Instante de inyección de la falla

$$\theta = \operatorname{arctg}[\omega L - (1/\omega C)]/R \quad (6-174)$$

$$\alpha = R/2L \quad (6-175)$$

$$\beta = \sqrt{1/LC - (R/2L)^2} \quad (6-176)$$

$$K_a = i_0 - (\hat{E}/Z) \operatorname{sen}(\lambda - \theta) \quad (6-177)$$

$$K_b = (1/\beta L) [\hat{E} \operatorname{sen} \lambda - v_{c0} - (R/2) i_0 - \hat{E} (\omega L/Z) \cos(\lambda - \theta) - \hat{E} (R/2Z) \operatorname{sen}(\lambda - \theta)] \quad (6-178)$$

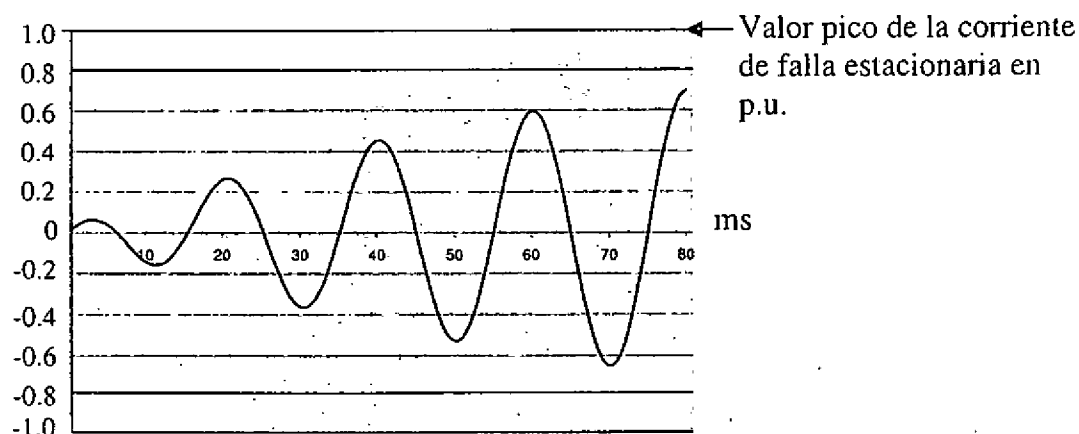
v_{c0} : Diferencia de potencial entre bornes del capacitor en el momento de inyección de la falla

i_0 : Corriente de carga en el momento de inyección de la falla

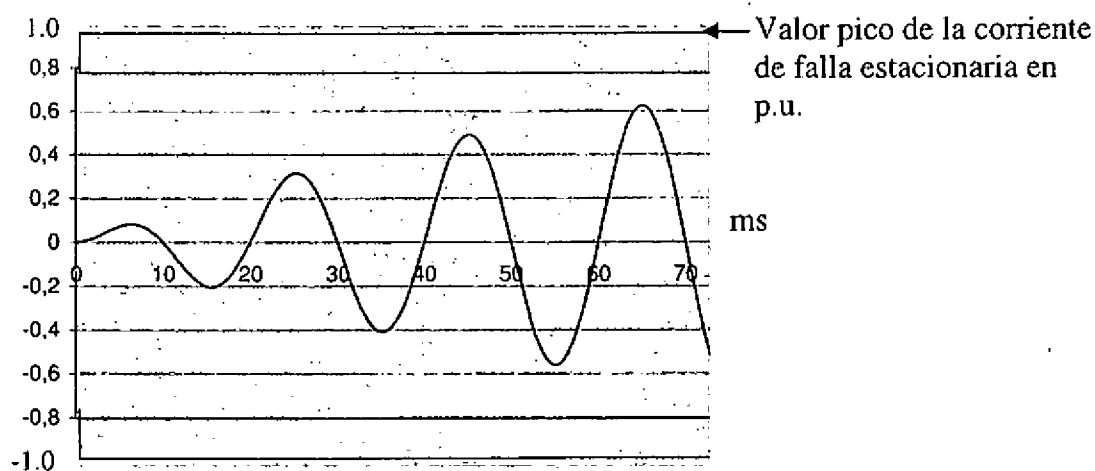
Es claro entonces que la corriente de falla está compuesta por una componente estacionaria y una componente sinusoidal amortiguada transitoria. Esta última componente tiene una frecuencia β y decae con una constante de tiempo α . Aunque desde un punto de vista general el transitorio puede adoptar muy diversas formas, para los casos prácticos en las redes de potencia la frecuencia β está comprendida entre 10 y 40 Hz aproximadamente.

En la Fig. 6-88 se han combinado casos con distintos grados de compensación y distintos instantes de inyección de la falla, representando la corriente total y la corriente estacionaria. Puede observarse que los valores instantáneos de la corriente total tienen una oscilación con amplitud que crece lentamente y que alcanza en algunos casos un valor superior a la amplitud de la onda estacionaria.

La componente subsincrónica de la corriente de falla da lugar a errores en los Relés de Distancia, ya que la misma no puede ser totalmente eliminada por los filtros, especialmente cuando su frecuencia se sitúa cerca de la frecuencia nominal de la red. Aunque la dificultad de eliminación se extiende a los filtros analógicos, usados en los relés electrónicos analógicos, se puede visualizar fácilmente en el caso de los filtros digitales (numéricos), tratados en el Capítulo 7, al cual recomendamos recurrir para una mejor comprensión del tema. Por ejemplo, un filtrado digital de un ciclo, basado en la Transformada Discreta de Fourier, atenúa muy poco las componentes de frecuencias relativamente cercanas a la frecuencia nominal de la red. Si se pretendiese un filtrado más efectivo de las componentes subsincrónicas, ello redundaría en una respuesta más lenta y por lo tanto no apta para relés rápidos.



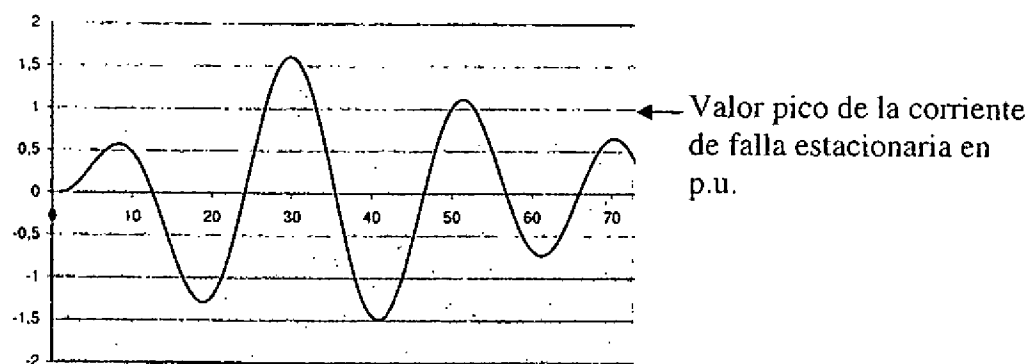
Tensión máxima en el momento de inyección ($\lambda = \pi / 2$)



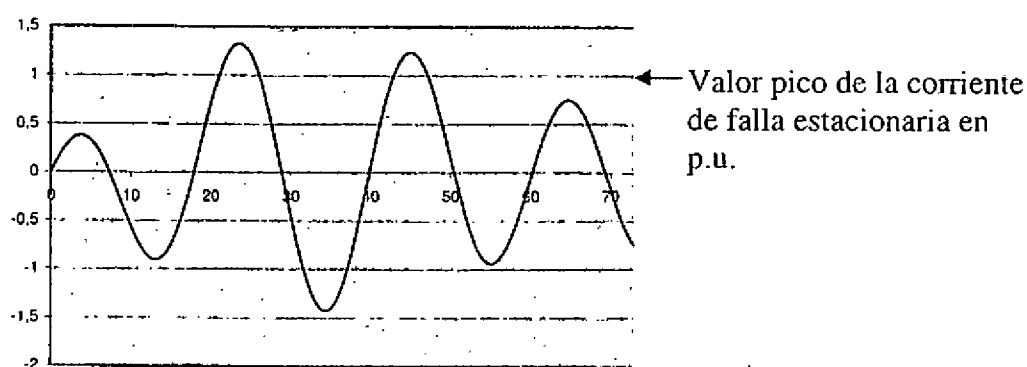
Tensión cero en el momento de inyección ($\lambda = 0$)

Datos típicos de líneas de 500kV: $X_L \approx 0,3 \text{ Ohm/Km}$; $R_L = 0,03 \text{ Ohm/Km}$
Sin corriente de carga previa a la falla

Fig. 6-88 (a): Ejemplo simplificado de corriente de falla en líneas con compensación serie
Valores instantáneos en p.u. del valor pico de la corriente estacionaria de falla - 100% de compensación ($\omega L = 1 / \omega C$)



Tensión máxima en el momento de inyección ($\lambda = \pi / 2$)



Tensión cero en el momento de inyección ($\lambda = 0$)

Datos típicos de líneas de 500kV: $X_L = 0,3 \text{ Ohm/Km}$; $R_L = 0,03 \text{ Ohm/Km}$
Sin corriente de carga previa a la falla

Fig. 6-88 (b): Ejemplo simplificado de corriente de falla en líneas con compensación serie
Valores instantáneos en p.u. del valor pico de la corriente estacionaria
de falla – 50% de compensación ($0,5 \omega L = 1 / \omega C$)

Siguiendo con la idea expuesta en el Capítulo 7, definimos el Plano de Impedancia Aparente Calculada como aquél cuyos ejes corresponden a la reactancia y a la resistencia calculadas por el relé. Si el filtrado no elimina todas las componentes de frecuencias distintas a la frecuencia nominal de la red, entonces la Impedancia calculada contiene un error. Si las componentes de frecuencias distintas a la nominal son de amplitud variable en el tiempo, el error también es variable.

Particularmente, la amplitud de la componente subsíncrona de la corriente de falla en una red con compensación capacitiva serie decae en forma exponencial. Eso se traduce en una Impedancia Aparente Calculada que describe una suerte de espiral hasta llegar al valor estacionario (Fig. 6-89). Esa espiral implica que alternativamente el relé tendrá sobrealcance y subalcance, aunque decaen en el tiempo. Sin embargo, un sobrealcance considerable puede subsistir hasta tiempos tan elevados como del orden de 100 ms después de la inyección de la falla, por lo que debe ser tenido en cuenta en la regulación de la Zona 1. Para ello es necesario aplicar un

factor de seguridad adicional al que normalmente se aplica a la Zona 1. Si denominamos a ese factor de seguridad adicional k_{ad} y por ejemplo el factor de seguridad normal (sin tener en consideración el transitorio) que se aplica es **0,8**, entonces el factor de seguridad total k_{tot} resultará igual a **0,8**. k_{ad} . Se han propuesto distintas soluciones para establecer el factor de seguridad total o el factor de seguridad adicional.

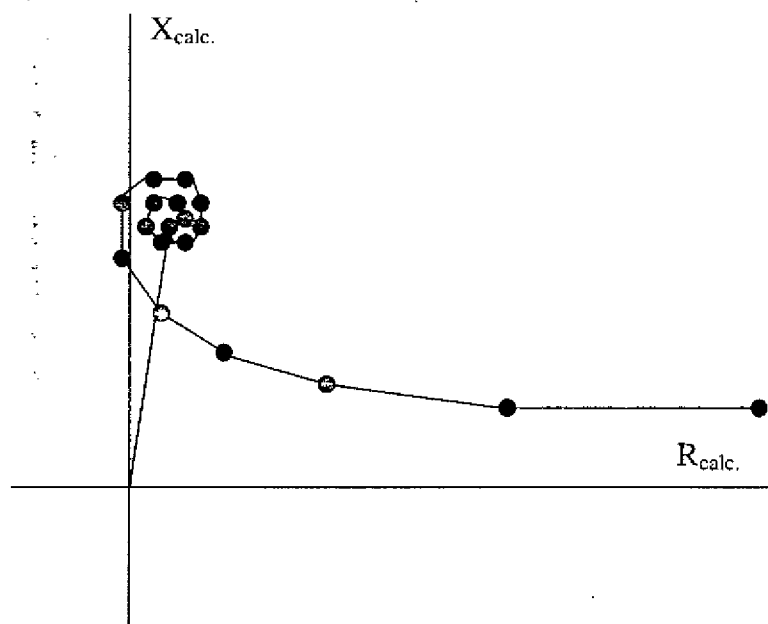


Fig. 6-89: Trayectoria de la Impedancia Calculada por un relé digital durante una falla en una línea con compensación capacitiva serie

En la Referencia [27] se propone una solución en función del grado de compensación del sistema, dada por el gráfico de la Fig. 6-90. En la Referencia [28] se propone una solución en la que k_{ad} es una función de la relación entre la tensión de ignición del chispero $\hat{U}_{Gap}$ y la de fuente E :

$$k_{ad} = \frac{1}{1 + (\hat{U}_{Gap}/2^{0,5} E)} \quad (6-179)$$

Además del error sobre la Impedancia Aparente medida por el relé, el transitorio caracterizado por la componente subsincrónica de la corriente de falla también da lugar a un error en la determinación de la dirección de la falla. En efecto, aunque la tensión de polarización tomada de fase o de fases sanas o de memoria se mantiene prácticamente constante, la corriente de comparación tomada de fase o fases falladas contiene la mencionada componente subsincrónica, por lo que la Impedancia Virtual Medida no es constante en el tiempo y converge en forma de espiral hasta su valor estacionario. En esas condiciones, si la Impedancia Virtual estacionaria determinaría una direccionalidad correcta, pero está cerca del límite de comparación direccional, durante el transitorio puede dar lugar a que el relé determine falla en dirección inversa a la real (Fig. 6-91), tal como si hubiese

condición de "inversión de corriente" en condiciones estacionarias. Debe tenerse en cuenta, además, que la determinación incorrecta de la direccionalidad puede producirse tanto para fallas hacia delante como para fallas hacia atrás, dependiendo de los parámetros involucrados.

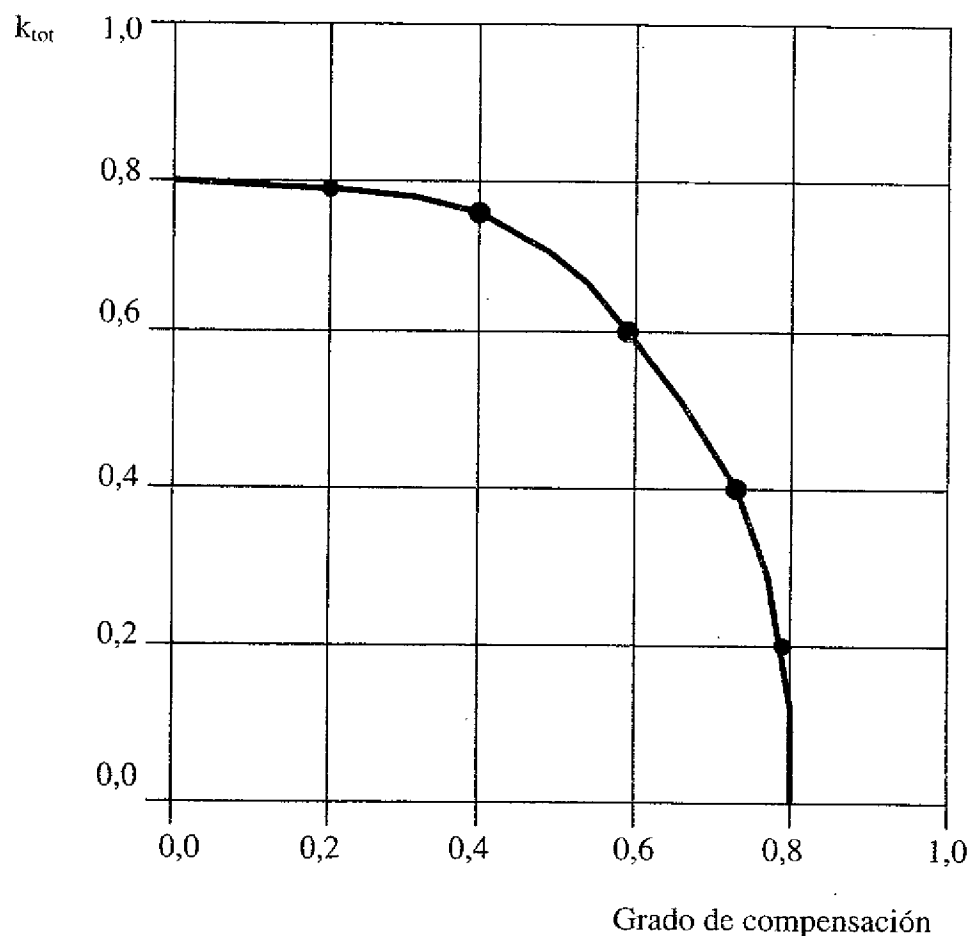


Fig. 6-90: Factor de seguridad total a aplicar a la Zona 1 de las Protecciones de Distancia de líneas con compensación capacitiva serie

6.6.3.9.2. Estados transitorios y estacionarios considerando la acción del chispero

Cuando se produce la descarga en el chispero, el capacitor queda prácticamente puenteado, de modo que la Impedancia Aparente y la Impedancia Virtual medidas no difieren de los valores que hubiesen medido si la línea no tuviesen compensación serie. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que la descarga en el chispero puede suceder luego de un cierto tiempo, teniendo en cuenta que la corriente de falla crece en forma lenta y que por lo tanto también crece en forma lenta la tensión entre sus bornes. También puede suceder que la descarga no alcance a producirse.

Por lo expuesto, la regulación de los Relés de Distancia debe ser realizada sin tener en cuenta la acción de ese elemento de protección del banco. No obstante, es

interesante analizar que es lo que sucede cuando la descarga en el chispero se produce antes que actúe la protección.

En rigor, la descarga en el chispero en un dado momento posterior a la inepción de la falla da lugar a un transitorio adicional de la corriente de falla, que cambia desde el valor correspondiente a la condición de capacitor insertado al valor correspondiente a la condición de capacitor puenteado. Como todo transitorio, eso da lugar a la aparición de componentes de frecuencias armónicas y no armónicas, que si no son adecuadamente eliminadas por el proceso de filtrado del relé produce una transición de la Impedancia Aparente y de la Impedancia Virtual medidas por el relé. Por ello, con los filtros normalmente usados la impedancias describen también un espiral hasta llegar al valor estacionario final, aunque más reducido que el debido al transitorio provocado por la componente subarmónica de la corriente cuando no están puenteados los capacitores.

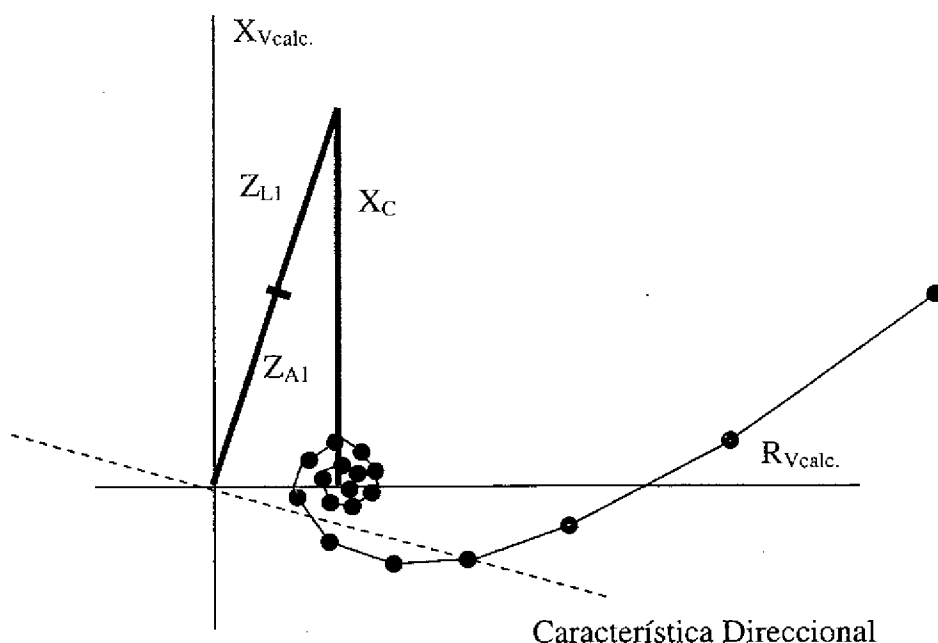


Fig. 6-91: Transitorio de direccionalidad durante una falla en una línea con compensación capacitiva serie

6.6.3.9.3. Estados transitorios y estacionarios considerando la acción de la resistencia no lineal

Actualmente la forma que adquiere la protección de los capacitores de compensación serie contra las altas tensiones entre bornes debidas a elevadas corrientes de falla es la conexión de un resistor no lineal (varistor) en paralelo. Con corriente de falla, una parte de ella fluye por el varistor, tan pronto la tensión en el capacitor supera su límite de disparo.

La ecuación básica que relaciona la tensión en bornes con la corriente que circula por el varistor es del tipo:

$$v = ki^{\beta} \quad (6-180)$$

Donde el exponente β es una constante que depende del material del varistor. En la Fig. 6-92 están representadas las características para dos tipos de varistores (Ref. [22]). La pendiente constituye la resistencia efectiva del varistor, que es muy elevada para pequeñas corrientes y muy pequeña para corrientes elevadas.

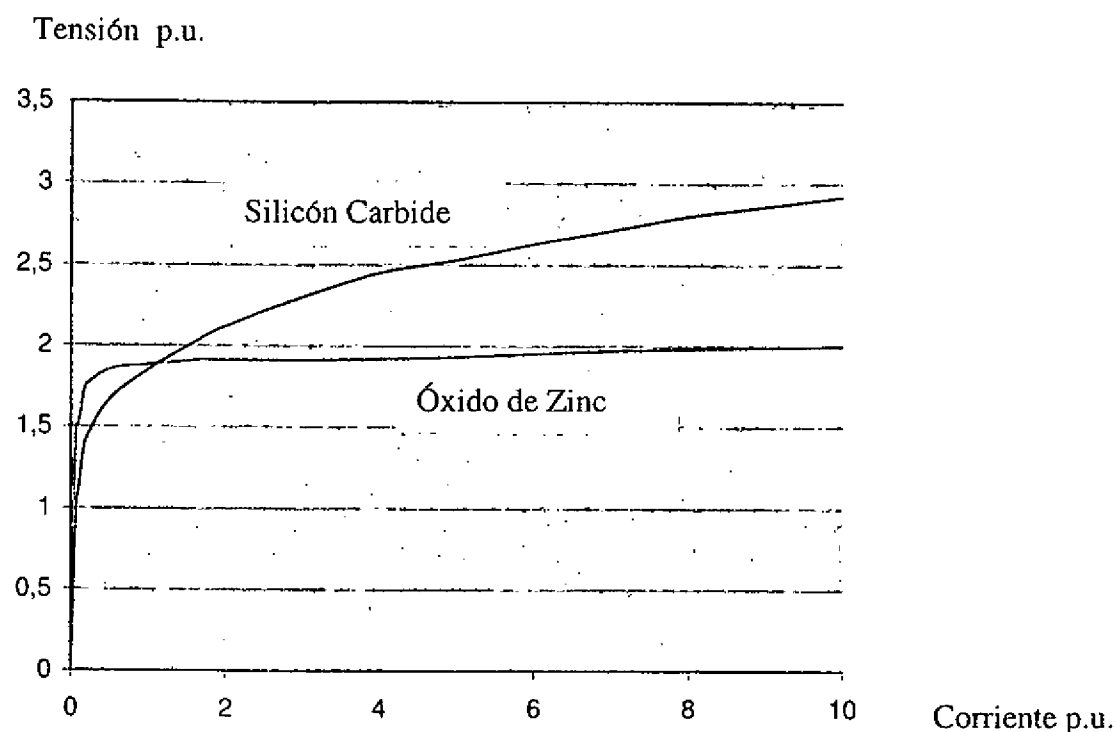


Fig. 6-92: Características Tensión-Corriente de Varistores típicos

Debido a la característica no lineal del varistor, la tensión en bornes del capacitor adquiere una forma distorsionada, como en la Fig. 6-93. En caso de fallas muy cercanas, también la tensión aplicada al relé se verá distorsionada apreciablemente, de modo que además de la componente de frecuencia fundamental, estarán presentes componentes armónicas. Sin embargo, con el efectivo filtrado numérico de los relés digitales modernos, esos disturbios de las señales no tienen influencia significativa en la exactitud de la medición.

Por ello es posible modelar al conjunto capacitor – varistor como una impedancia equivalente serie, tal como se ve en la Fig. 6-94. En ese modelo, la resistencia y la reactancia equivalentes dependen de la corriente total de falla que circula por el banco. Para resolver un circuito que contiene elementos no lineales es necesario un proceso de cálculo iterativo, pero ello está fuera del alcance de este libro.

Con tal proceso de cálculo, es posible llegar a un gráfico como el de la Fig. 6-95, en el que se representa la impedancia serie equivalente en p. u., aplicable al cálculo de la regulación de los relés, en función de la corriente de falla en p. u.

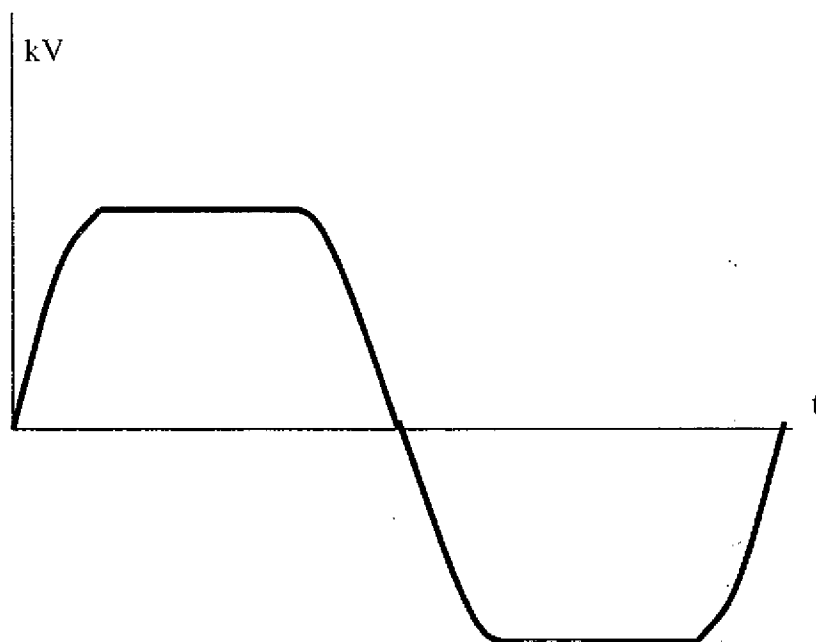


Fig. 6-93: Forma de onda de tensión en bornes del capacitor distorsionada por efecto del varistor

Sin embargo, la impedancia equivalente del banco es solamente aplicable a cálculos en estado estacionario y no puede ser considerada para análisis transitorios. El modelo a emplear para el análisis transitorio es extremadamente complejo, debido a la presencia de un elemento no lineal, pero los modernos programas para cálculos de transitorios proveen una herramienta muy valiosa en ese sentido. Más allá de cálculos o de análisis basados en registros reales, puede decirse que la respuesta del varistor no es abrupta como el disparo del chispero, sino que puentea ciclo a ciclo gradualmente al capacitor. De ese modo, la Impedancia Aparente y la Impedancia Virtual medidas se mueven más rápidamente y sin mayores oscilaciones entre los valores prefalla y los valores estacionarios.

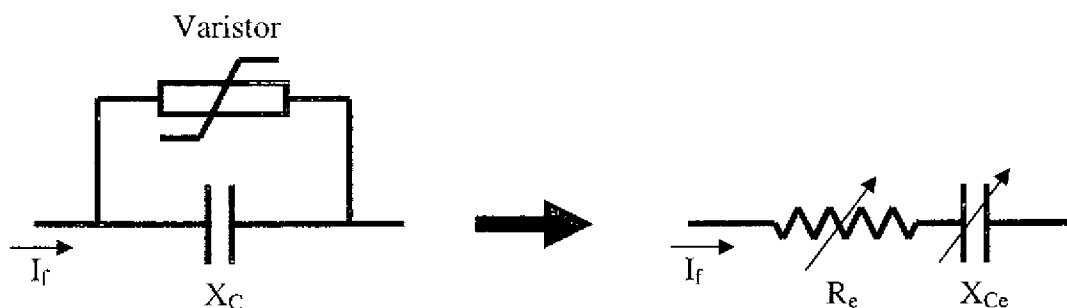


Fig. 6-94: Modelo de impedancia equivalente serie del conjunto capacitor-varistor aplicable a la frecuencia fundamental

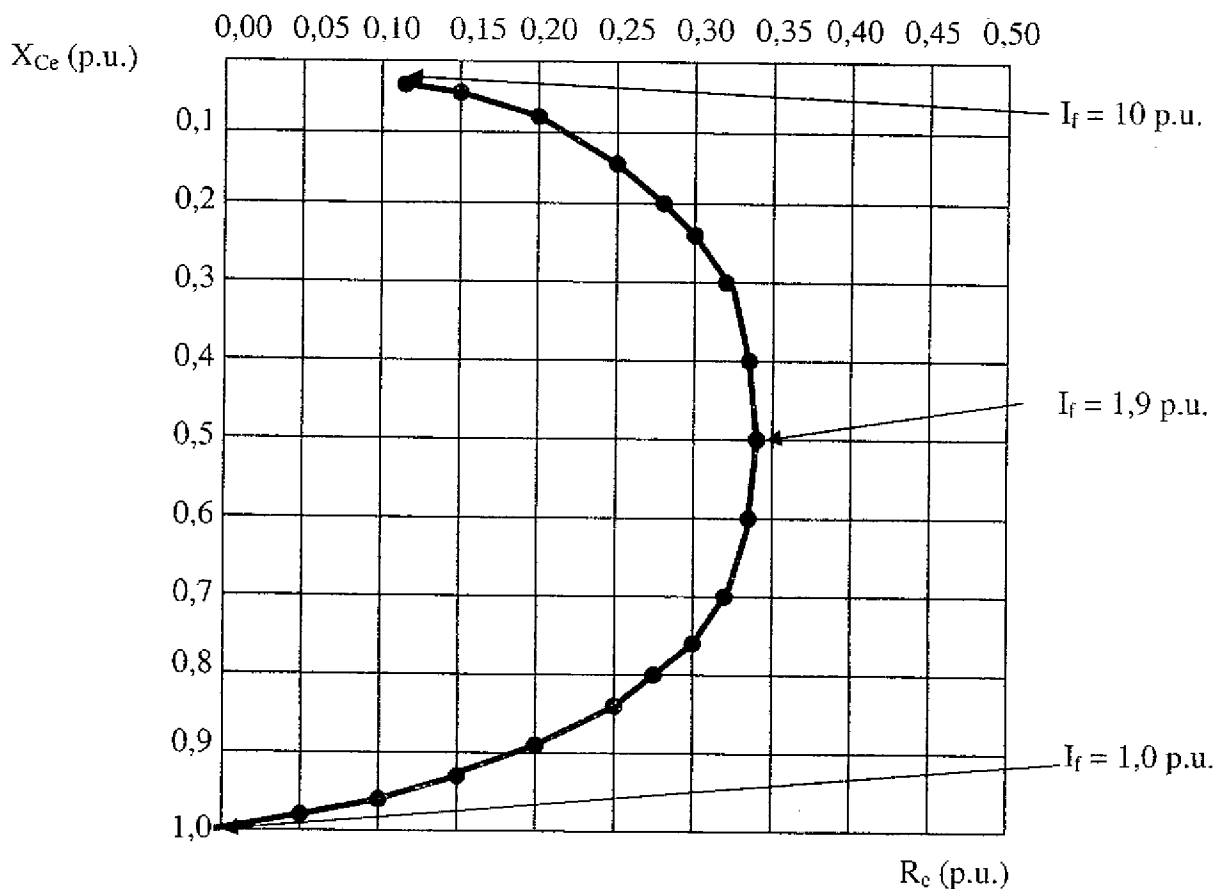


Fig. 6-95: Impedancia serie equivalente del conjunto capacitor-varistor a la frecuencia fundamental, en p.u. de la reactancia capacitiva del banco y en función de la corriente de falla en p.u. de la corriente nominal del banco

6.6.3.10. Conclusiones

La aplicación de la Protección de Distancia a líneas con compensación capacitiva serie tiene muchas dificultades, al punto tal que si no se complementa con Teleprotección, los tiempos de eliminación de las fallas resultan inaceptables en gran parte de los casos. En efecto, tal compensación se justifica muy especialmente en grandes sistemas de transmisión, cuyos requerimientos de estabilidad no admiten retardos en las protecciones y en los cuales el recierre automático monofásico suele ser una solución importante.

Por lo expuesto, es un requerimiento absoluto la elevada confiabilidad de los Sistemas de Teleprotección, incluyendo claro está los Sistemas de Comunicación.

Contándose con Teleprotección, para la que el esquema de Sobrealcance Permisivo constituye la solución que se debe adoptar, el problema de la Zona 1 en Subalcance no es determinante. Para la Zona 1 en Sobrealcance, debe tenerse en cuenta que requiere una extensión muy importante y que ello resta Seguridad a la protección,

que casi puede considerarse como la de un esquema direccional puro. Por ello, debe prestarse especial atención a la selección de fases y a la direccionalidad.

La direccionalidad no tiene solución en el caso de "inversión de corriente" y debe recurrirse a otro tipo de protección, como por ejemplo Diferencial de Línea, Comparación de Fase u Onda Viajera. Pero aún en los casos en los que no se llega a la "inversión de corriente" puede suceder que durante los transitorios se pierda la direccionalidad, por efecto de la componente subsíncrona de la corriente de falla. Este tema de la pérdida de direccionalidad transitoria es muy delicado y más difícil de analizar que la pérdida de direccionalidad estacionaria.

Los modelos que hemos utilizado para estudiar la respuesta de los Relés de Distancia en el caso de compensación capacitiva serie son bastante simplificados, pero sirven para tener una idea suficientemente buena de lo que se puede esperar. Sin embargo, en los casos límite o dudosos es necesario recurrir a modelos que en la práctica solamente se pueden procesar mediante programas computacionales que inclusive permitan estudiar los transitorios. Con ello se podrán tener en cuenta los parámetros transversales de las líneas, los varistores, etc. En las Referencias [171] y [172] se muestra un ejemplo de este tipo de estudio, que permitió en un caso real determinar la pérdida transitoria de la direccional, cuando se daban ciertas condiciones de ubicación de la falla, de carga, de resistencia de falla, etc.

6.6.4. Protección de Distancia de líneas compuestas

6.6.4.1. Aspectos generales

Bajo la denominación de "líneas compuestas" en realidad consideramos aquí las siguientes combinaciones:

- Combinación Línea Aérea – Línea Subterránea
- Combinación Línea Aérea – Transformador
- Combinación Línea Subterránea – Transformador

Estas combinaciones se caracterizan por no disponer de interruptor intermedio entre los componentes, aunque en algunos casos disponen de TC y TV en el punto intermedio, como para utilizar relés de protección distintos para ambos sectores.

En la mayor parte de los casos, es más efectivo el uso de protecciones distintas a Protección de Distancia, por lo menos como protección principal. Sin embargo, la aplicación de Protección de Distancia suele ser una realidad que implica la necesidad de analizar sus limitaciones y las regulaciones necesarias.

6.6.4.2. Protección de Distancia de la combinación Línea Aérea – Línea Subterránea

Esta disposición suele encontrarse en los casos en los que una línea debe atravesar accidentes geográficos como ríos o estrechos en el mar, o en accesos a Estaciones ubicadas dentro de grandes ciudades.

Los problemas que debe enfrentar la protección son los siguientes:

- La constante de compensación de la Protección de Distancia para fallas a tierra, k_0 , difiere mucho entre el tramo aéreo y el tramo subterráneo.
- El tramo aéreo admite recierre y el tramo subterráneo no lo admite.

El primero de esos problemas solamente debe ser tenido en cuenta cuando la longitud de ambos tramos es comparable.

El segundo de los problemas debería siempre ser solucionado, ya que un recierre sobre falla en un cable subterráneo es de alto riesgo para el propio cable y en algunos casos para las personas.

Para analizar la posible solución para el problema de la constante k_0 consideremos la expresión de la tensión aplicada al relé, en la disposición mostrada en la Fig. 6-96:

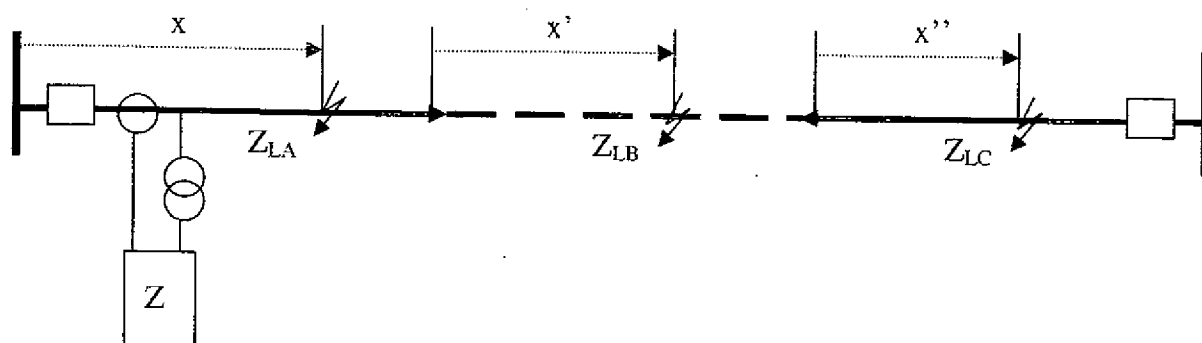


Fig. 6-96: Composición de Línea Aérea-Línea Subterránea—Línea Aérea

Si la falla está a una distancia x en el primer tramo aéreo:

$$V_{RE} = xZ_{LA1} [I_R + I_0 (Z_{LA0} - Z_{LA1}) / Z_{LA1}] + I_f R_f \quad (6-181)$$

Si la falla está a una distancia x' en el tramo subterráneo:

$$V_{RE} = Z_{LA1} [I_R + I_0 (Z_{LA0} - Z_{LA1}) / Z_{LA1}] + x'Z_{LB1} [I_R + I_0 (Z_{LB0} - Z_{LB1}) / Z_{LB1}] + I_f R_f \quad (6-182)$$

Si la falla está a una distancia x'' en el segundo tramo aéreo:

$$V_{RE} = Z_{LA1} [I_R + I_0 (Z_{LA0} - Z_{LA1}) / Z_{LA1}] + Z_{LB1} [I_R + I_0 (Z_{LB0} - Z_{LB1}) / Z_{LB1}] + x''Z_{LC1} [I_R + I_0 (Z_{LC0} - Z_{LC1}) / Z_{LC1}] + I_f R_f \quad (6-183)$$

Denominamos:

$$k_0 = (Z_{LA0} - Z_{LA1}) / Z_{LA1} = (Z_{LC0} - Z_{LC1}) / Z_{LC1} \quad (6-184)$$

$$k_{0S} = (Z_{LB0} - Z_{LB1}) / Z_{LB1} \quad (6-185)$$

Entonces, respectivamente:

$$V_{RE} = x Z_{LA1} [I_R + k_0 I_0] + I_f R_f \quad (6-186)$$

$$V_{RE} = Z_{LA1} [I_R + k_0 I_0] + x' Z_{LB1} [I_R + k_{0S} I_0] + I_f R_f \quad (6-187)$$

$$V_{RE} = Z_{LA1} [I_R + k_0 I_0] + Z_{LB1} [I_R + k_{0S} I_0] + x'' Z_{LC1} [I_R + k_0 I_0] + I_f R_f \quad (6-188)$$

Por ello, si se aplica la constante k_0 que corresponde a la línea aérea, cuando la falla está en el tramo subterráneo o en el segundo tramo aéreo aparecen errores, que respectivamente se pueden ver en las siguientes expresiones de Impedancia Aparente:

$$Z_{ap} = Z_{LA1} + x' Z_{LB1} [I_R + k_{0S} I_0] / [I_R + k_0 I_0] + I_f R_f / [I_R + k_0 I_0] \quad (6-189)$$

$$Z_{ap} = Z_{LA1} + Z_{LB1} [I_R + k_{0S} I_0] / [I_R + k_0 I_0] + x'' Z_{LC1} + I_f R_f / [I_R + k_0 I_0] \quad (6-190)$$

Es decir, la impedancia de secuencia positiva del tramo subterráneo queda afectada por un factor. Si despreciamos la corriente de carga y suponemos igual distribución de las corrientes de secuencia positiva, negativa y cero, el factor de error para la impedancia de secuencia positiva del tramo subterráneo es el siguiente:

$$\text{Factor de error} = [3 + k_{0S}] / [3 + k_0] \quad (6-191)$$

Teniendo en cuenta que los ángulos de las impedancias de secuencia positiva y cero son muy similares en líneas aéreas y distintos en líneas subterráneas, el factor de error es un valor complejo.

Dado que es deseable que ese error se anule para fallas sólidas en el límite de la Zona 1, es posible aplicar un factor de compensación corregido k_{0C} de la siguiente forma, si ese límite cae dentro del segundo tramo de la línea aérea:

$$k_{0C} = \frac{Z_{LA1} [3 + k_0] + Z_{LB1} [3 + k_{0S}] + c'' Z_{LC1} [3 + k_0]}{Z_{LA1} + Z_{LB1} + c'' Z_{LC1}} - 3 \quad (6-192)$$

Si el factor de seguridad para la Zona 1 es 0,8:

$$c'' = [0,8 Z_{LC1} - 0,2(Z_{LA1} + Z_{LB1})] / Z_{LC1} \quad (6-193)$$

Es sencillo deducir las fórmulas cuando solamente hay un tramo aéreo o cuando el segundo tramo aéreo es suficientemente corto como para que la Zona 1 caiga dentro del tramo subterráneo.

Para considerar el segundo de los problemas, es decir el referido al recierre, debe tenerse en cuenta que el mismo se debe evitar cuando la falla se localiza en el tramo subterráneo.

En principio es posible pensar una lógica que permita el recierre bajo la siguiente condición:

$$0,8Z_{LA1} > Z_{ap} > 1,2(Z_{LA1} + Z_{LB1}) \quad (6-194)$$

Donde los factores de seguridad 0,8 y 1,2 tienen en cuenta los errores en la medición.

Esta lógica es más sencilla de implementar en relés digitales, en los que la comparación es numérica, pero requeriría características especiales con relés analógicos.

Una variante posible consiste en dotar al tramo subterráneo de una protección diferencial, de modo que emita una señal de bloqueo de recierre cuando detecta falla en ese tramo. Claro que ello implica un medio de comunicación muy confiable.

6.6.4.3. Protección de Distancia de la combinación Línea Aérea - Transformador

La selección del esquema de protección para conjuntos Línea Aérea - Transformador, sin interruptor entre ambos, depende en mucho de la longitud de la línea, de la disponibilidad o no de Transformadores de Corriente y de Transformadores de Tensión a ambos lados del transformador, de la existencia de fuente que alimente las fallas desde uno o desde ambos niveles de tensión, de la disponibilidad y tipo de medios de comunicación entre extremos, y del grupo de conexión del transformador.

Particularmente, si hay medios de comunicación aptos para transmitir señales analógicas, la aplicación de la Protección Diferencial de Línea combinada con las protecciones del transformador aparece como la mejor solución. En todo caso, debe tenerse en cuenta que las protecciones del transformador deben enviar una señal de disparo al interruptor remoto.

Si no se cuenta con un medio de comunicación apto para transmitir señales analógicas o si se pretende implementar un respaldo a la Protección Diferencial, la Protección de Distancia constituye una solución, teniendo en cuenta que puede implementarse con la sola transmisión de señales lógicas y aún en forma autónoma. Claro está que la Protección de Distancia autónoma solamente debería considerarse para un caso de emergencia en el que se perdiese la comunicación y con un escalonamiento de Zonas tal que asegurase al máximo posible la detección de fallas en el transformador. Esto último constituye un problema de difícil solución, debido a

que fallas internas no cercanas a los terminales pueden dar lugar a corrientes y caídas de tensión tan bajas que no pueden ser detectadas adecuadamente por los Relés de Distancia remotos. Por ello, teniendo en cuenta que la falla puede evolucionar hasta dar lugar a la destrucción total del transformador antes de ser detectada por la protección remota, es totalmente recomendable duplicar el medio de comunicación, de modo de asegurar el interdisparo desde las protecciones propias del transformador.

En la Fig. 6-97 (a) se puede apreciar una combinación de Protección de Distancia con protecciones del transformador, cuando no existe alimentación a la falla desde el extremo **B**. En la Fig. 6-97 (b) existe tal alimentación y por lo tanto se ha implementado la Protección de Distancia en el otro extremo de la línea. Si no existen TV convenientemente ubicados, se debe recurrir a la variante de la Fig. 6-97 (c).

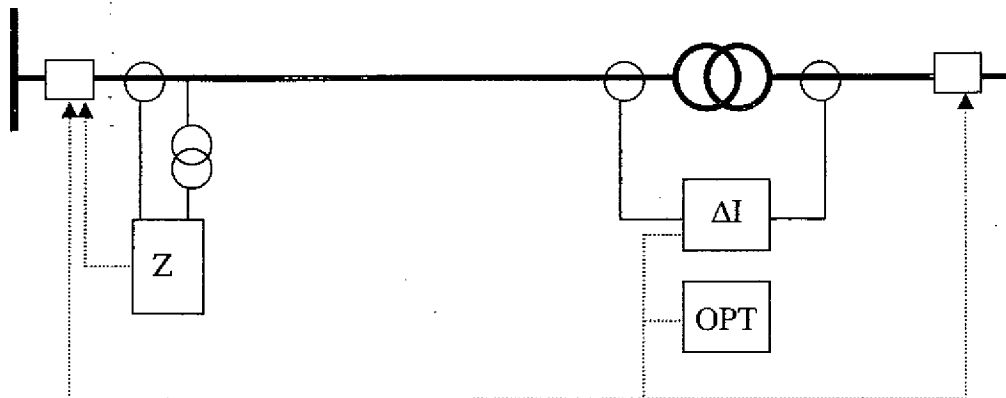


Fig. 6-97 (a): Protección de combinación Línea Aérea - Transformador con alimentación desde un extremo

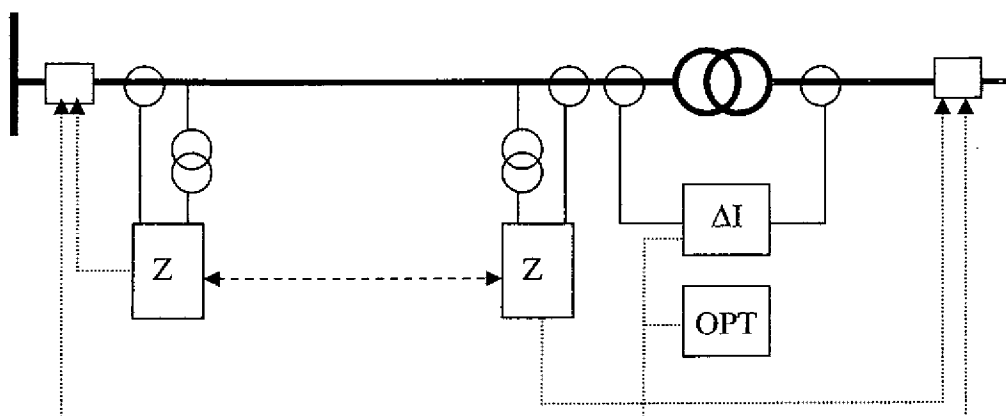
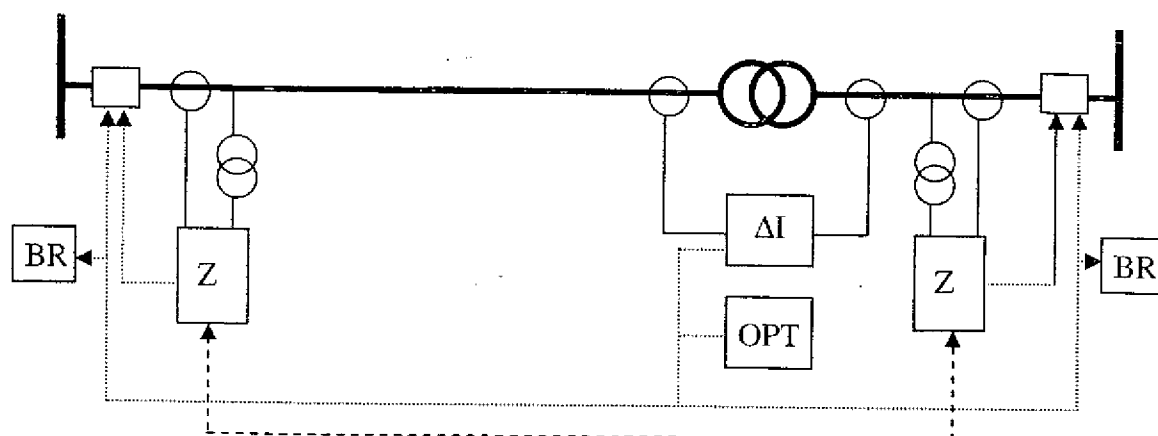


Fig. 6-97 (b): Protección de combinación Línea Aérea - Transformador con alimentación desde ambos extremos



AI: Protecc. Diferencial; OPT: Otras protecciones de transformador; BR: Bloqueo de recierre

→
Señales de apertura

←
Señales de Teleprotección

Fig. 6-97 (c): Variante de protección de combinación Línea Aérea - Transformador con alimentación desde ambos extremos

En las variantes de la Fig. 6-97 (a) y la Fig. 6-97 (b), la Zona 1 en subalcance de ambos extremos puede regularse como en cualquier protección de línea, con esquemas de Teleprotección de Sobrealcance o Subalcance si existe alimentación desde ambos extremos. Si se pretende que la Protección de Distancia remota sirva de respaldo a las protecciones del transformador, debe tenerse en cuenta que la medición de la Impedancia Aparente a través de transformadores, que no sean Y-Y con ambos puntos neutros a tierra, contiene errores en todos los casos de fallas asimétricas y también se afecta la direccionalidad. Estos problemas serán vistos en detalle en el Capítulo 9, en el punto referente a la aplicación de la Protección de Distancia a la protección de transformadores.

En la variante de la Fig. 6-97 (c) las Protecciones de Distancia de ambos extremos ven afectada la Medición de la Impedancia Aparente y la direccionalidad en todos los casos en los que el grupo de conexión del transformador no sea Y-Y con ambos neutros a tierra. De ese modo, una Zona 1 en Subalcance puede regularse convenientemente cuando la impedancia de la línea es considerablemente más alta que la impedancia del transformador; esto es $X_{L1} \gg X_{Tr1}$.

Para la regulación de las Zonas debe tenerse en cuenta también que la impedancia de un lado al otro del transformador cambia con relación de transformación elevada al cuadrado. Esto no constituiría un problema, salvo por la variación de la relación de transformación bajo la acción del regulador. Por ello, la Zona 1 en Subalcance del Relé de Distancia que deba medirla a través del transformador debería regularse considerando la relación de transformación mínima, mientras que la Zona 2 debería garantizar como mínimo el cubrimiento del 100% de la línea considerando la relación de transformación máxima.

Con el esquema de la Fig. 6-97 (c), las protecciones del transformador deben enviar señales que bloqueen el recierre en ambos extremos.

Finalmente, la energización del transformador a través de la línea produce el típico efecto de "inrush" de corriente, tal como en cualquier forma de energización. Por ello, los Relés de Distancia deben estar preparados para no arrancar con tales corrientes transitorias.

6.6.4.4. Protección de Distancia de la combinación Línea Subterránea - Transformador

Las combinaciones de Línea Subterránea – Transformador sin interruptor intermedio, comprenden una línea que muy raramente supera los 15 Km. Por ello, lo más conveniente es adoptar Protección Diferencial como protección principal de la línea. Como respaldo de la Protección Diferencial de Línea y de las protecciones del transformador se puede adoptar Protección de Distancia, pero deben tomarse los mismos recaudos de regulación que se expusieron en el punto anterior.

6.6.4.5. Conclusiones

En todas las combinaciones analizadas es posible la aplicación de la Protección de Distancia, aunque no siempre es la más conveniente. El caso más complejo se presenta en la combinación Línea – Transformador en esquemas donde la Protección de Distancia debe abarcar transformador y línea, cuando el grupo de conexión del transformador no es Y-Y con ambos neutros a tierra.

Toda vez que se requiera eliminación rápida de las fallas, es imprescindible adicionar un Sistema de Teleprotección, pero el recierre automático debe bloquearse cuando la falla se produce en un cable subterráneo o en un transformador.

6.6.5. Detección de oscilaciones de potencia y pérdida de estabilidad

6.6.5.1. Aspectos generales

Aunque la detección de oscilaciones de potencia y de pérdida de estabilidad mediante Relés de Distancia es una práctica difundida en países con grandes distancias de transmisión, la consideramos aquí como aplicación especial, ya que se deben tener en cuenta principios que difieren de los considerados para la distanciometría pura y para la direccionalidad. En otras palabras, no se trata de medir la impedancia intercalada hasta la falla y la dirección en la que esta se produjo, sino en determinar si se está produciendo una variación de la Impedancia Aparente suficientemente lenta, atribuible a una condición de oscilación del sistema y no a una falla.

En el punto 4.5 del Capítulo 4 se dice que desde una operación estable, el sistema de potencia puede pasar a condiciones de oscilación y aún a la pérdida de estabilidad. Durante las oscilaciones estables y también en condiciones de pérdida de sincronismo, las tensiones y corrientes aplicadas a un Relé de Distancia sufren

variaciones. Dado que esas variaciones son suficientemente lentas respecto a la frecuencia sincrónica, no se comete un error apreciable si se sigue haciendo un análisis fasorial y una representación en el plano de impedancias.

También se dice que para el análisis de la respuesta de los Relés de Distancia, es importante conocer como se desplaza en el plano de impedancias el punto representativo de la relación **tensión / corriente** cuando se producen tales variaciones. Si a las oscilaciones no se les superpone una falla, las condiciones del sistema son simétricas, por lo que en este caso también basta analizar lo que sucede en una fase, haciendo uso de la red de secuencia positiva. Aquí profundizaremos el tema, de modo de saber como se diferencian las oscilaciones de potencia estables de las condiciones de pérdida de estabilidad y también la acción que debe realizar el Relé de Distancia en cada caso.

6.6.5.2. Condiciones de carga estable

Observemos el esquema unifilar y el diagrama fasorial de la Fig. 6-98. El diagrama de tensiones y corrientes bajo condiciones de operación normales, cuando el ángulo de transmisión es δ , corresponde a la ecuación fasorial siguiente para cada una de las fases:

$$E_{A1} - E_{B1} = (Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}) I_1 \quad (6-195)$$

$$V_{1(A)} = E_{A1} - I_1 Z_{A1} \quad (6-196)$$

$$V_{1(B)} = E_{B1} + I_1 Z_{B1} \quad (6-197)$$

Dado que se trata de una condición simétrica, solamente hay componentes de secuencia positiva, de modo que:

$$I_R = I_1; I_S = a^2 I_1; I_T = a I_1 \quad (6-198)$$

$$V_R = V_1; V_S = a^2 V_1; V_T = a V_1$$

Con los seis modos de medición, la Impedancia Aparente (relación de tensión a corriente aplicada) que medirá el relé ubicado en **A** será:

$$Z_{ap} = Z_{L1} + \frac{Z_{B1} + (E_{B1} / E_{A1}) \cdot (Z_{A1} + Z_{L1})}{1 - (E_{B1} / E_{A1})} \quad (6-199)$$

Si al diagrama de tensiones de la Fig. 6-98 se lo transforma dividiendo cada una de las tensiones por la corriente, resulta el diagrama de impedancias de la Fig. 6-99. En el mismo queda claramente definida la Impedancia Aparente que mide el Relé de Distancia ubicado en el punto **A**.

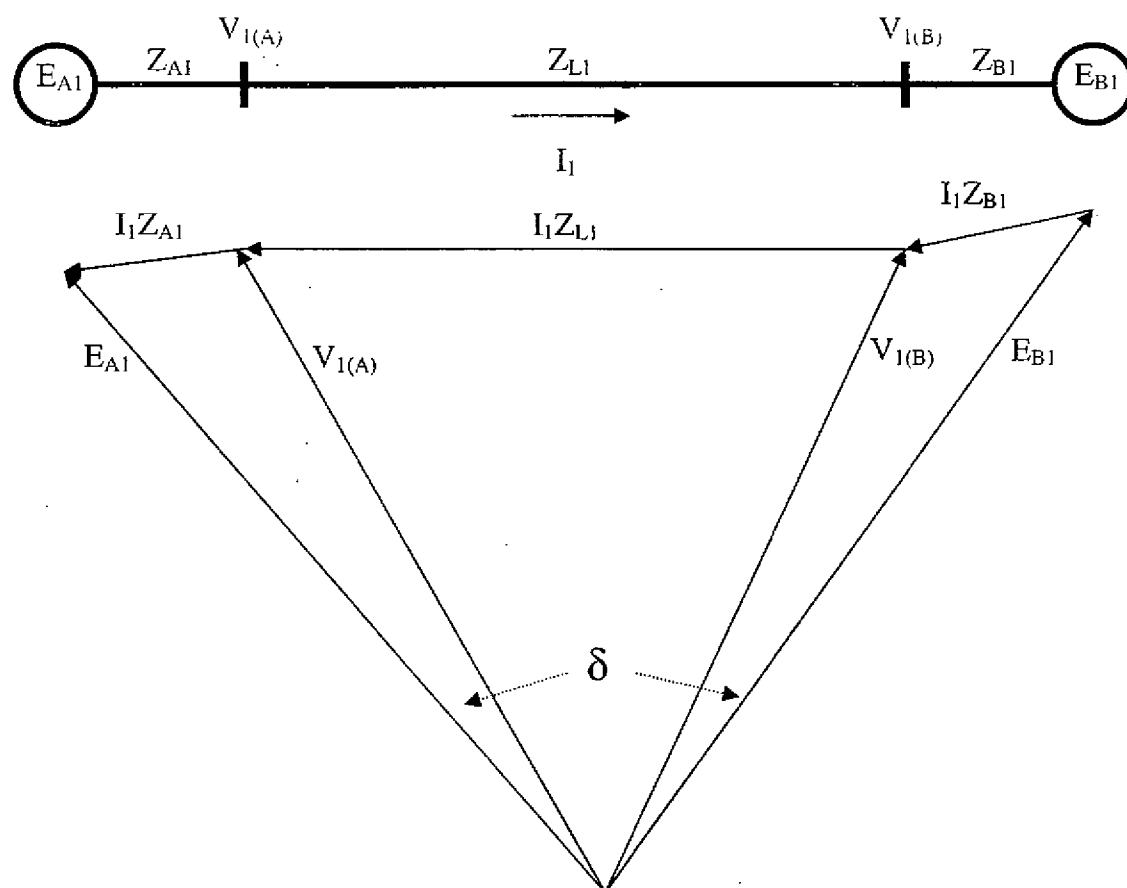


Fig. 6-98: Esquema unifilar y diagrama fasorial para análisis de las oscilaciones de potencia

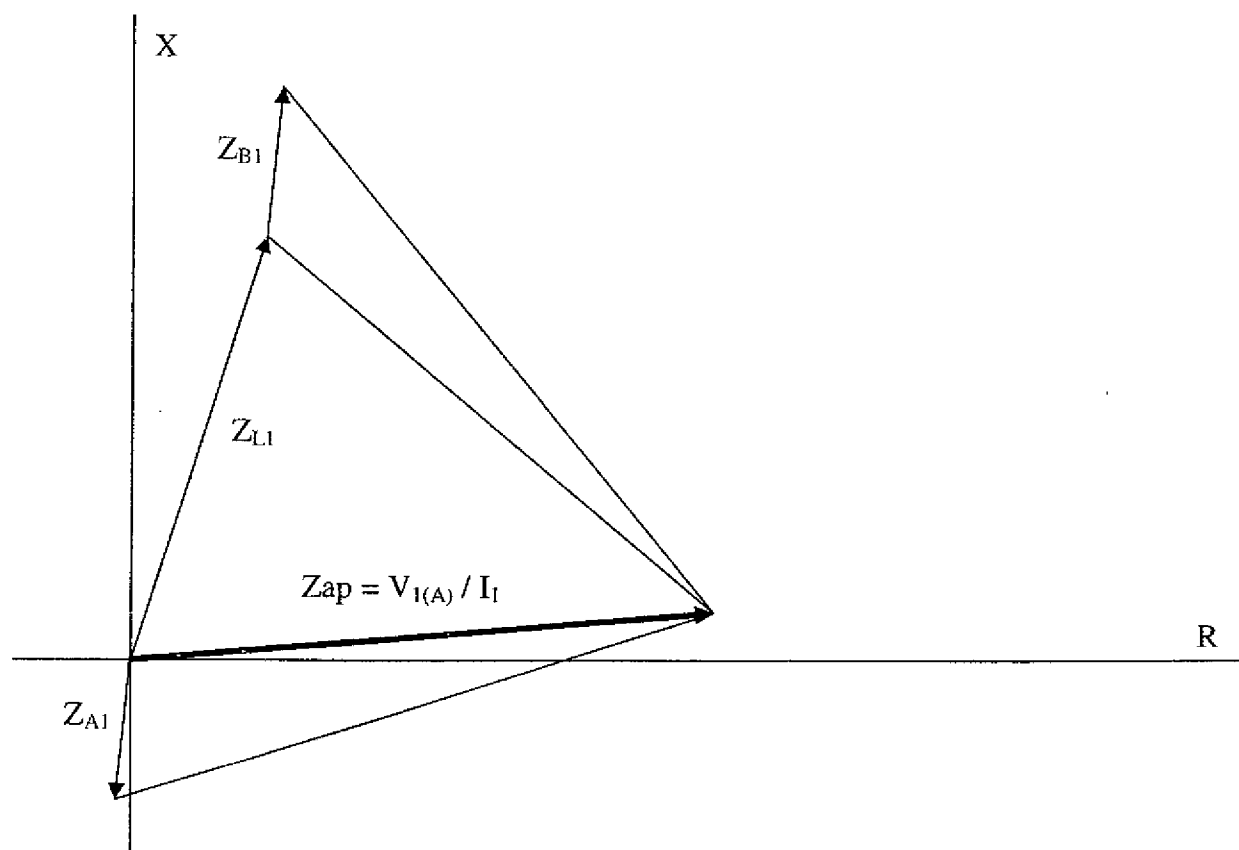


Fig. 6-99: Diagrama de impedancias para el análisis de oscilaciones de potencia

La potencia transferida está dada por la siguiente ecuación:

$$P_t = \frac{|E_{A1}| |E_{B1}|}{|Z_{A1} + Z_{L1} + Z_{B1}|} \text{ sen } \delta \quad (6-200)$$

Es claro que la máxima transferencia de potencia se alcanza con un ángulo $\delta = 90^\circ$. Este ángulo determina el límite de estabilidad estática, por encima del cual el sistema no se mantiene la operación estable. Sin embargo, en la práctica este límite es teórico, ya que resulta necesario un cierto margen de seguridad, de modo que pocas veces se encuentran ángulos de operación por encima de 60° .

Dado el máximo ángulo de transmisión posible, conjuntamente con las condiciones límites de los módulos de tensión en ambos extremos, queda determinada un área de impedancias de carga que pueden aparecer como Impedancias Aparentes para el relé, que no deben producir su arranque. Es decir, su característica de arranque debe excluirla, tomando un margen de seguridad en el sentido del eje de resistencias de alrededor de 20%.

6.6.5.3. Estabilidad dinámica

Bajo condiciones dinámicas, el ángulo δ puede incursionar por encima de los 90° sin que de ello resulte la inestabilidad de la red. Esa conclusión está basada en el criterio denominado "de igualdad de áreas", con el cual se establece que la potencia acelerante de los rotores que se produce bajo ciertas condiciones, queda compensada por la potencia desacelerante que se produce bajo condiciones que le siguen de inmediato. Así, aunque el ángulo δ llegue por encima de los 90° , se produce un retorno hacia condiciones estables, que pueden coincidir o no con las anteriores. Es claro que la perturbación que dio lugar a la oscilación del ángulo y por lo tanto de la potencia transferida, en muchas ocasiones se trata de una falla, que deben ser eliminadas por las protecciones rápidamente para que el ángulo no llegue a un punto tal que la potencia desacelerante no pueda compensar a la potencia acelerante producida durante el tiempo en el que estuvo presente la falla.

6.6.5.4. Bloqueo por oscilaciones de potencia

La incursión dinámica del ángulo δ puede llegar a valores tales que resulte imposible regular la característica de arranque de algunos Relés de Distancia del sistema de modo que excluyan la Impedancia Aparente que se les pueden presentar bajo tales condiciones. Pero si la Impedancia Aparente entra dentro de la característica de arranque y permanece un tiempo suficiente, los relés en cuestión accionarán.

Para evitar ese tipo de accionamiento espurio, se dota a los Relés de Distancia de una denominada "función de bloqueo por oscilaciones de potencia". Esa función está

basada en el hecho que el tránsito entre la condición de carga estable hasta la condición de falla es prácticamente instantáneo, mientras que el tránsito durante una oscilación de potencia entre la carga estable y la condición de máximo ángulo δ es relativamente lento.

De ese modo, midiendo la tasa de cambio de la Impedancia Aparente $\Delta Z_{ap}/\Delta t$ se puede diferenciar una falla de una oscilación de potencia. El método más comúnmente usado para medir dicha tasa de cambio consiste en el empleo de una doble característica, tales como las mostradas en la Fig. 6-100. A la característica de arranque se le adiciona una característica exterior situada a una distancia fija ΔZ_{ap} . Se mide la diferencia de tiempo Δt entre el accionamiento de una característica y la otra y se bloquea al relé si la tasa es inferior al valor predeterminado.

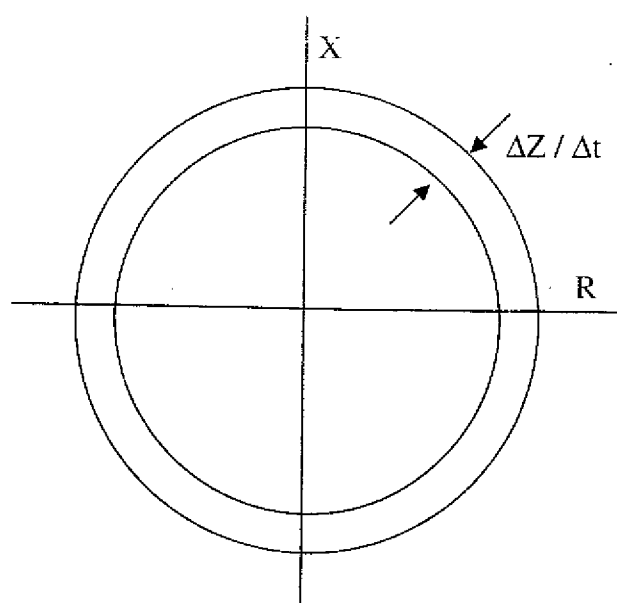
Regulaciones típicas de ΔZ_{ap} se ubican entre el 10% y 20% de los valores de la característica de arranque, en los sentidos de los ejes de resistencia y reactancia, y Δt 20 ms y 40 ms, de modo que se pueden detectar oscilaciones con frecuencias de 2 Hz a 3 Hz. Oscilaciones más rápidas, por ejemplo del orden de 7 Hz, requieren técnicas de medición más elaboradas, pero que se pueden conseguir sin problemas con los modernos relés digitales.

Una vez que se detecta oscilación de potencia, el relé se bloquea y el bloqueo se mantiene sea durante un tiempo prefijado, sea hasta que la Impedancia Aparente sale de la característica, a elección.

Obsérvese que el método descrito hasta aquí implica el riesgo que una falla que se produzca durante una oscilación no produzca el accionamiento del relé. Para evitar este riesgo, se puede hacer uso de una función adicional de desbalance, de modo que el bloqueo se deshabilita inmediatamente que ocurre un desbalance entre fases de cierto valor preestablecido, por ejemplo del 25%. Este criterio puede complementarse con el de aparición de corriente de tierra.

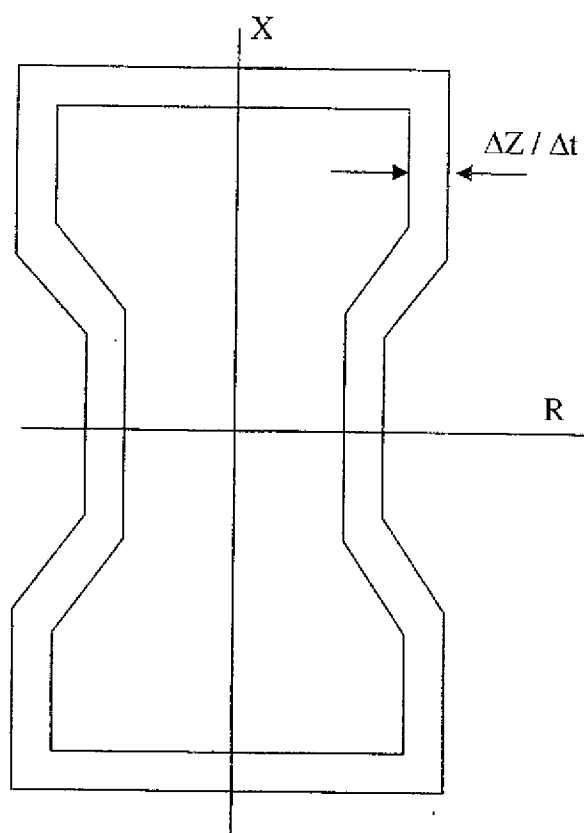
Un criterio más elaborado, pero que puede ser implementado con los relés digitales sin mayores dificultades, consiste en el monitoreo continuo de la oscilación de potencia, de modo que si repentinamente aparece una variación rápida de la Impedancia Aparente se deshabilita el bloqueo. Esto permite que puedan ser consideradas inclusive las muy poco probables fallas trifásicas que aparezcan durante las oscilaciones.

Las técnicas numéricas han hecho posible también funciones de bloqueo más elaboradas, por ejemplo seleccionar que Zonas deben ser bloqueadas y que Zonas no deben ser bloqueadas. Puede entonces adoptarse el criterio de no bloquear la Zona 1, teniendo en cuenta que cuando la Impedancia Aparente producida por una oscilación cae dentro de dicha Zona, el sistema ha perdido irremediablemente su estabilidad y puede resultar conveniente su separación en puntos preseleccionados.



a) Característica de Arranque de Mínima Impedancia doble, para la detección de oscilaciones de potencia

b) Característica de Arranque Multilateral doble, para la detección de oscilaciones de potencia y exclusión de condiciones de carga



c) Característica de Arranque cuadrilateral doble, para la detección de oscilaciones de potencia

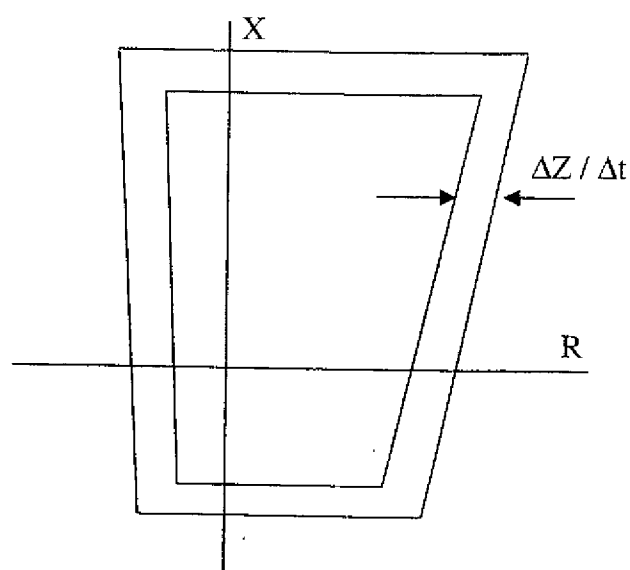


Fig. 6-100: Características de Arranque dobles para la detección de oscilaciones de potencia

6.6.5.5. Conclusiones

Las variantes de las funciones de bloqueo por oscilaciones de potencia que son posibles de implementar en los modernos relés digitales, hacen más importantes que nunca los estudios de oscilaciones de potencia y de estabilidad del sistema que se realicen. Con ellos se podrá tener una idea acertada de cómo serán las Impedancias Aparentes medidas por los relés y cuales son las acciones más convenientes a llevar a cabo por los mismos.

Por ejemplo, en la Rep. Argentina existen muy elaborados e imprescindibles sistemas de Desconexión Automática de Generadores (DAG), para evitar la pérdida de estabilidad del sistema cuando se pierden intempestivamente medios de transmisión. Puesto que los sistemas DAG necesitan medios de comunicación extensos y complejos, es necesario prever la posibilidad de defección de esos sistemas. Par la defección de los sistemas DAG es necesario prever un respaldo, que puede consistir la detección de pérdida de estabilidad a través de los Relés de Distancia y la apertura de la red en los puntos más convenientes, evitando el bloqueo de una o más Zonas de relés estratégicamente ubicados.

REFERENCIAS

Las referencias están divididas en cuatro sectores:

- Libros de Texto y Guías de Aplicación
- Artículos de Revistas Técnicas
- Artículos Publicados en Anales de Congresos
- Fascículos

Cada uno de los sectores está ordenado en forma creciente según la fecha de publicación.

El número que entre corchetes encabeza cada referencia es un número de orden general. El número o letra entre paréntesis al final de cada referencia indica si está referida a la totalidad o mayor parte de los capítulos **(G)**, o a ciertos capítulos en particular; por ejemplo: **(C7)** significa que está referida al Capítulo 7; **(C7 y C13)** significa que está referida a los Capítulos 7 y 13; etc.

Libros de Texto y Guías de Aplicación

- [1] G. I. Atabekov ; "Relay Protections of High Voltage Networks" – Pergamon – London, England; 1966 **(G)**
- [2] A. R. van Warrington – "Protective Relays – Their Theory and Practice" – Vol. I - Chapman and Hall Ltd – USA; 1971 **(G)**
- [3] A. R. van Warrington – "Protective Relays – Their Theory and Practice" – Vol. II - Chapman and Hall Ltd – USA; 1971 **(G)**
- [4] Staff Schlumberger; "Emploi des Relais pour la Protection des Réseaux et Installations Électriques" - Société de l'imprimerie de l'Est – Paris - France ; 1971 **(G)**
- [5] C. Russell Mason; "El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores" – Compañía Editorial Continental S. A. – México; 1972 **(G)**
- [6] E. Oran Brighman; "The Fast Fourier Transform" – Prentice Hall, Inc. – Englewood Cliffs, New Jersey - USA; 1974 **(C7)**
- [7] IEEE Industrial and Commercial Power System Committee; "IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems" – IEEE – USA; 1975 **(G)**
- [8] Staff of Westinghouse Electric Corporation – "Applied Protective Relaying" – A Silent Sentinels Publication – Westinghouse Electric Corporation; Relay – Instrument Division – Newark, N. J. - USA; 1976 **(G)**

- [9] A. C. Alvarez et Al; "Introducción al Análisis Transitorio de Sistemas de Potencia" – DEBA – La Plata, Argentina; 1977 (8)
- [10] A. C. Alvarez et Al; "Representación de la Máquina Síncrona Trifásica en Sistemas de Potencia" – DEBA – La Plata, Argentina; 1977 (C11)
- [11] B. Don Russell, Marion E. Council; "Power System Control and Protection" – Academic Press – New York; 1978 (C7)
- [12] Staff of GEC Measurements – "Protective Relays Application Guide" – GEC Measurements; Commercial Service Department – Stafford; England; 1979 (G)
- [13] Staff of Electricity Council; "Power System Protection" – Electricity Council – London, England; 1981 (G)
- [14] T. S. Madhava Rao ; "Power System Protection – Static Relays" – McGraw Hill – New Delhi, India; 1982 (C13)
- [15] CIGRE WG 34-04 – M. Monseu, L. Barretta, M. Chamia, H. Chorel, P. Crossley, R. Millar, I. De Mesmaeker, H. Hoel, I. Kukovic, F. W. Voltman; "Evaluation of Characteristics and Performance of Power System Protection Relays and Protective Systems" – CIGRE – París, France; 1986 (C1 y C13)
- [16] Teamwork of GEC Alsthom T and D ; "Protective Relays Application Guide" – GEC Alsthom T and D Protection and Control Limited – printed by Balding + Mansell p/c – London, England; 1987 (G)
- [17] CIGRE WG 34/35-05- L. Lohage, C. Magnus, J. Ferrer, H. Hupfauer , V. Narayan, C. Starace ; "Protection Systems Using Telecommunications" – CIGRE – Paris, France; 1987 (C5)
- [18] J. Lewis Blackburn; "Protective Relaying – Principles and Applications" – Marcel Dekker. Inc. – New York and Basel, 1987 (G)
- [19] P. Montané; "Protecciones en Instalaciones Eléctricas – Evolución y Perspectivas" – Marcombo Boixareu Editores – Barcelona, España; 1988 (G)
- [20] A. G. Phadke, J. S. Thorp; "Computer Relaying for Power Systems" – John Wiley & Sons Inc. – New York, USA; 1988 (C7 y C13)
- [21] M. V. González Sábato et Al; "Transformadores de Corriente y de Tensión" – Ediciones Tecnodeba – La Plata, Argentina; 1989 (14)
- [22] P. M. Anderson, R. G. Farmer; "Series Compensation of Power Systems" – PBLSH1 Inc. – Encinitas, California – USA; 1991 (C6)
- [23] CIGRE WG 34-04 – G. Ziegler, E. Bondia, J. L. Carel, P. O. Gjerde, L. Lohage, j. Maas, G. Pratesi, j. Zakonsek, R. G. Coney, G. G. Correa, D. C. Dawson, M. V. González Sábato, A. Palamarczuk; "Application Guide on Protection of Complex Transmission Configurations" – CIGRE – París - France; 1991 (C6)

- [24] A.T. Johns, S. K. Salman; "Digital Protection for Power Systems" - Peter Peregrinus Ltd. - London, England; 1995 **(C7 y C13)**
- [25] M. V. González Sábato "Aplicación de Técnicas Digitales al Control y Protección en Subestaciones y Centrales Generadoras" - Publicación especial de la Universidad de Mar del Plata, para el Curso Tutorial dictado por el autor durante las Jornadas del II Congreso Latinoamericano de Generación y Transporte de Energía Eléctrica - Mar del Plata - Argentina; Noviembre de 1995 **(C7 y C13)**
- [26] CIGRE WG 34-01- Convener: Sture Lindahl; "Reliable Fault Clearance and Back-Up Protection" - CIGRE - Paris, France; 1997 **(C2)**
- [27] ABB Network Partner AB; "User's Guide of REL 531 Line Distance Protection Terminal" - Version 1.0-01 - Västerås, Sweden - February 1997 **(C5 y C6)**
- [28] G. Ziegler; "Numerical Distance Protection - Principles and Applications" - Siemens AG- Publicis MVD Verl. - Erlangen - Germany; 1999 **(C5 y C6)**
- [29] M. V. González Sábato, C. Burgo, H. Canosa; "Sistemas de Protección en Redes Eléctricas de Potencia" - Volumen I: Ideas Fundamentales y Aplicaciones Modernas - Editado por CN CIGRE - Buenos Aires - Argentina; Año 2000 **(G)**
- [30] Teamwork of Alstom T and D ; "Network Protection and Automation Guide" - T and D Energy Automation and Information - Printed by Cayfosa, Barcelona, Spain; 2002 **(G)**
- [31] Equipo de Especialistas de TRANSENER S. A.; "Guía de Diseño de Sistemas de Protección" - Transener -Dto. Ingeniería / Protecciones - Buenos Aires, Argentina; 2003 **(G)**

Artículos de Revistas Técnicas

- [32] M. Pétard; "Principles de Protection des Réseaux Français de Transport d'Énergie" -Bulletin de la Société Francaise des Électriciens - N°21- France ; 1961 **(G)**
- [33] F. L. Hamilton ; "Current Transformers in Relation to Protective Gear - Part. 1: Steady State Considerations" - A Reyrolle & Co. Ltd - R. R. 177/79 - 1961 **(C14)**
- [34] F. L. Hamilton ; "Effects of Transients in Instrument Transformers" - A Reyrolle & Co. Ltd - R. R. 172/91 - 1961 **(C14)**
- [35] H. Ungrad ; "Electrónica en la Técnica de Protecciones" - Rev. Brown Boveri - 50; 1962 **(C13)**
- [36] C. J. R. Phaff, K. von Buzay; "Circle Diagrams for Directional Impedance Relays" - Rev. Brown Boveri 49; 1962 **(C4)**

[37] C. E. Albrecht; M. J. Nisja, W. E. Feero, C. D. Rockfeller, G. L. Wagner: "Digital Computer Protective Device Co-ordination Program" – IEEE Transactions on PAS; Vol. 83 N° 4 – April 1964 (C4)

[38] J. B. Patrickson; "The Protection of Transmission Lines: Present Needs and Future Trends" – Reyrolle Rev. – N° 185 – 1964 (C4, C6 y C8)

[39] W. D. Humpage, S. P. Sabbarwal, "Development in Phase-Comparison Techniques for Distance Protection" – Proceeding IEE – N° 7 Vol. 112 – July 1965 (C4)

[40] L. E. Wedephol; "Polarised Mho Distance Relay" – Proc. IEE, N° 112 – 1965 (C4)

[41] A. Sweetana, R. W. Flugum; "A New Metering Accuracy Capacitive Potential Device" - IEEE Transactions on PAS; Vol. 85 – April 1966 (C14)

[42] R. G. Bruce, A. Wright; "Remanent Flux in Current-transformer Cores" – Proc. IEE, Vol. 113, N° 5 - May 1966 (C14)

[43] H. Noel, W. D. Humpage, C. P. Chapman ; "Composite Polar Characteristics in Multizone Systems of Phase-comparison Distance Protection" – Proc. IEE, Vol. 113, N° 10 – October 1966 (C4)

[44] W. D. Humpage, D. W. Lewis ; "Distance Protection of Teed Circuits" – Proc. IEE, Vol. 114, N° 10 – October 1967 (C6)

[45] W. D. Humpage, M. S. Kandil ; "Discriminative Performance of Distance Protection Under Fault Operation Conditions" – Proc. IEE – Vol 115, N° 1 – January 1968 (C4 y C6)

[46] N. Korponay, H. Ungrad; "The Requirements Made of Current Transformers by High-speed Protective Relays" – Brown Boveri Review - N° 6 Vol. 55 – June 1968 (C14)

[47] V. Narayan; "Protección de Distancia en Líneas de AT con Condensadores en Serie" – Rev. Brown Boveri 55 – Noviembre 1968 (C6)

[48] C. D. Rockfeller, "Fault Protection with a Digital Computer" – IEEE Transactions on PAS, Vol 88, N° 4 – April 1969 (C7 y C13)

[49] M. Pétard; "Évolution Actuelle des Principes et des Moyens de Protection des Réseaux d'Interconnexion" – Revue Générale d'Électricité – Tome 78, N° 9 – Septembre 1969 (C4 y C6)

[50] N. Korponay; "The Transient Behaviour and Uses of Current Transformers" - Brown Boveri Review - N° 11/1 Vol. 56 – November/December 1969 (C14)

- [51] W. D. Humpage, M. S. Kandil ; "Measuring Accuracy of Distance Protection with Particular Reference to Earth-fault Conditions on 400kV Looped-circuit Interconnections" – Proc. IEE, Vol. 117, N° 2 – February 1970 (C6)
- [52] S. A. Wheeler; "Influence of Mutual Coupling between Parallel Circuits on the Setting of Distance Protection" – Proc. IEE, Vol. 117, N° 2 – February 1970 (C6)
- [53] W. D. Humpage, M. S. Kandil ; "Distance Protection Performance Under conditions of Single-circuit Working in Double-circuit Transmission Lines – Proc. IEE, Vol. 117, N° 4 – April 1970 (C6)
- [54] A. O Boero; "Transformadores de Tensión Capacitivos" – Revista Electrotécnica – Buenos Aires, Mayo / Junio 1970 (C14)
- [55] B. J. Mann, I. F. Morrison; "Digital Calculations of Impedance for Transmission Line Protection" - IEEE Transactions on PAS. Vol. 90, N° 1 – February 1971 (C7)
- [56] A. D. McInnes, I. F. Morrison ; "Real Time Calculation of Resistance and Reactance for Transmission Line Protection by Digital Computer" – EE Transactions, Institution of Engineers – Vol. EE7, N° 1-Australia – 1970 (C7 y C13)
- [57] V. Narayan; "Distance Protection of HV and EHV Transmission Lines" – Brown Boveri Review 7 – 1971 (C6)
- [58] B. J. Mann, I. F. Morrison; "Relaying a Three-phase Transmission Line with A Digital Computer" - IEEE Transactions on PAS. Vol. 90, N° 2 – April 1971 (C7 y C13)
- [59] A. D. Mc Innes, I. F. Morrison ; "Real-time Calculation of Resistance and Reactance for Transmission Line Protection by Digital Computer" – E. E. Transactions, Institution of Engineers, Australia, EE / N° 1 – 1971 (C6 y C7)
- [60] A. Sweetana; "Transient Response Characteristics of Capacitive Potential Devices" - IEEE Transactions on PAS. Vol. 91 – September / October 1971 (C14)
- [61] M. Ramamoorthy; "A Note on Impedance Measurements Using Digital Computer" – IEF-IERE Proceedings, Vol. 9, N° 6 – November / December 1971 (C7)
- [62] J. Rushton, W. D. Humpage ; "Power-system Studies for the Determination of Distance Protection" – Proc. IEE, Vol. 119, N° 6 – June 1972 (C4 y C6)
- [63] G. B. Gilcrest, G. D. Rockfeller, E. A. Udren; "High-speed Distance Relaying Using a Digital Computer; I-System Description" and "II-Test Results" - IEEE Transactions on PAS. Vol. 91, N° 3 – May / June 1972 (C7 y C13)
- [64] J. A. Sykes, I. F. Morrison; "A Proposed Method of Harmonic Restraint Differential Protection of Transformers by Digital Computer" - IEEE Transactions on PAS. Vol. 91, N° 3 – May/June 1972 (C9)

- [65] E. E. Conner, R. G. Greb, E. C. Wentz ; "Control of Residual Flux in Current Transformers" - IEEE Transactions on PAS N°4 Vol. 92 – July / August 1973 (C14)
- [66] W. J. Smolinski; "Design Considerations in the Application of Current Transformers for Protective Relaying Purposes" - "Control of Residual Flux in Current Transformers" - IEEE Transactions on PAS N°4 Vol. 92 – July / August 1973 (C14)
- [67] G. S. Hope, V. S. Umamaheswaran; "Sampling for Computer Protection of Transmission Lines" - IEEE Transactions on PAS. Vol. 93, N° 5 – September/October 1974 (C7)
- [68] A. M. Ranjbar, B. J. Cory; "An Improved Method for the Digital Protection of High Voltage Transmission Lines" - IEEE Transactions on PAS. Vol. 93, N° 2 – March/April 1975 (C7)
- [69] J. G. Gilbert, R. J. Sholvin; "High-speed Transmission-line Fault Impedance Calculation Using a Dedicated Minicomputer" - IEEE Transactions on PAS. Vol. 94, N° 3 – May / June 1975 (C7)
- [70] P. G. Mc Laren, M. A. Redfern; "Fourier-series Techniques Applied to Distance Protection" – Proc. IEE, Vol. 122, N° 11 – November 1975 (C7)
- [71] A. G. Phadke, T. Hlibka, M. Ibrahim; "A Digital Computer System for EHV Substations: Analysis and Field Test" - IEEE Transactions on PAS. Vol. 95 - January / February 1976 (C7)
- [72] S. J. Claeys, L. Guth; "Comportamiento de Transformadores de Corriente Durante Régimen Permanente y en Régimen Transitorio" – Revista Electrotécnica – Buenos Aires, Enero / Febrero 1977 (C14)
- [73] A. G. Phadke, M. Ibrahim, T. Hlibka; "Fundamental Basis for Distance Relaying with Symmetrical Component's" - IEEE Transactions on PAS. Vol. 96, N° 2 – March / April 1977 (C4)
- [74] G. S. Hope, P. K. Dash, O. P. Malik; "Digital Differential Protection of a Generating Unit" - IEEE Transactions on PAS. Vol. 96, N° 2 – March/April 1977 (C11)
- [75] N. E. Korponay; "Nongapped Cores, Antiremanence Gapped Cores or Linear Cores for Current Transformers" - IEEE Transactions on PAS. Vol. 97, N° 2 – March/April 1978 (C14)
- [76] M. Chamia, S. Liberman; "Ultra High Speed Relay for EHV / UHV Transmission Lines – Development, Design and Application" - IEEE Transactions on PAS. Vol. 97, N° 6 – November / December 1978 (C8)
- [77] R. R. Larson, A. J. Flechsig Jr., E.D. Schweitzer; "The Design and Test of a Digital Relay for Transformer Protection" - IEEE Transactions on PAS. Vol. 98, N° 3 – May / June 1979 (C9)

- [78] W. J. Smolinski; "An Algorithm for Digital Impedance Calculation Using a Single PI Section Transmission Line Model" - IEEE Transactions on PAS. Vol. 98, N° 5 - September / October 1979 (C7)
- [79] M. S. Sachdev, M. A. Baribeau; "A New Algorithm for Digital Impedance Relays" - IEEE Transactions on PAS. Vol. 98, N° 6 - November / December 1979 (C7)
- [80] A. G. Phadke, T. Hlibka, M. G. Adamiak, M. Ibrahim, J. S. Thorp; "A Microcomputer Based Ultra High Speed Distance Relay: Field Test" - IEEE Transactions on PAS. Vol. 100, N° 4 - April 1981 (C7)
- [81] A. G. Degens; "Algorithm for a Digital Transformer Differential Protection Based on a Least-squares Curve-fitting" - IEEE Proceeding Vol. 128, Pt. C N°3 - May 1981 (C9)
- [82] J. C. Gaudio; "Análisis del Transitorio Producido por el Transformador Capacitivo de Tensión Luego de una Falla en la Línea" - Revista ÚNICA - Buenos Aires, Junio 1981 (C14)
- [83] A. A. Girgis, R. Grover Brown; "Application of Kalman Filtering in Computer Relaying" - IEEE Transactions on PAS. Vol. 100, N° 7 - July 1981 (C7)
- [84] A. G. Degens; "Microprocessor-implemented Digital Filters for Inrush Current Detection" - Int. J. Electr. Power and Energy Syst. - Vol.4, N°3, 1981 (C9)
- [85] N. E. Korponay; "Specifying Current Transformers for which Transient Performance is Significant" - Brown Boveri CH 5401 Baden, 1982 (C14)
- [86] A. A. Girgis, T. L. Daniel Hwang; "Optimal Estimation of Voltage Phasors and Frequency Deviation Using Linear and Non-linear Kalman Filtering - Theory and Limitations" - IEEE Transactions on PAS. Vol. 103, N° 10 - October 1984 (C7)
- [87] W. R. Roemish, E. T. Wall; "A New Synchronous Generator Out-of-step Relay Scheme - Part. I Abbreviated Version and Part II Complete Version" - IEEE Transactions on PAS. Vol. 104, N° 3 - March 1985 (C11)
- [88] A. A. Girgis, R. Grover Brown; "Adaptive Kalman Filtering in Computer Relaying: Fault Classification Using Voltage Models" - IEEE Transactions on PAS. Vol. 104, N° 5 - May 1985 (C7)
- [89] IEEE Power System Relaying Committee Working Group Report; "Criteria for the Evaluation of Digital Impedance Methods for Transmission Line Protection" - IEEE Transactions on PAS. Vol. 104 - June 1985 (C7)
- [90] M. S. Sachdev, H. C. Wood, N. G. Johnson; "Kalman Filtering Applied to Power System Measurements for Relaying" - IEEE Transactions on PAS. Vol. 104, N° 12 - December 1985 (C7)

- [91] O. E. Lanz, F. Engler, M. Hängli, G. Bacchini; "LR91-An Ultra High Speed Directional Comparison Relay for Protection of High-voltage Transmission-line" – Brown Boveri Review 1- 1985 (C8)
- [92] M. M. Mansour, G. W. Swift; "A Multi-microprocessor Based Traveling Wave Relay – Theory and Realization" – IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. PWRD, N° 1 – January 1986 (C8)
- [93] L. Barretta, D. D'Amore, A. Ferrero; "Analisi e Simulazione di Algoritmi per Protezione Distanziometriche Digitali" – L'Energia Elettrica N°5 -1986 (C7 y C13)
- [94] CIGRE WG 34-04; "Evaluation of Characteristics and Performance of Power System Protection" – ELECTRA 111-3– Paris, France– 1987 (C1, C2 y C13)
- [95] A. Fernández Coria, M. V. González Sábato; "Consideraciones sobre el Diseño y Especificaciones de los Transformadores de Corriente Destinados a Equipos de Protección y en los Cuales la Performance Transitoria es Significativa" - Primera Parte - TECNODEBA N°1 - Junio 1987 (C14)
- [96] A. Fernández Coria, M. V. González Sábato; "Consideraciones sobre el Diseño y Especificaciones de los Transformadores de Corriente Destinados a Equipos de Protección y en los Cuales la Performance Transitoria es Significativa" - Segunda Parte - TECNODEBA N°2 - Octubre 1987 (C14)
- [97] M. V. González Sábato, J. A. Soulages; "Vinculación entre los Neutros y Tierra en las Redes Eléctricas de Potencia - Protecciones Contra Fallas de Una Fase a Tierra" - Primera Parte - M. V. González Sábato, J. A. Soulages - TECNODEBA N°3 - Septiembre 1988 (C3)
- [98] H. N. Scherer Jr. (AGPA); "Growing Public Opposition to Overhead Transmission Lines" – ELECTRA N°152 – Paris, France – February 1994 (C1 y C2)
- [99] Prof. Y. Sekine (AGPA); "Pressures to Increase Utilization of Existing Transmission Systems – Opposition to System Expansion Plans" – ELECTRA N°152 – Paris, France – February 1994 (C1 y C2)
- [100] CIGRE WG 34-09; "Summary Report on Survey to Establish Protection Performance during Major Disturbances" – ELECTRA 196-1– Paris, France– 2001 (C1 y C2)
- [101] CIGRE TF B5-05; "Extracting Information from Data Collected by Relays and Other Monitoring Devices" – ELECTRA 215-2 – Paris, France– 2004 (C1 y C2)
- [102] CIGRE TF B5-03; "A Survey of Engineering Tools for Protective Relaying" – ELECTRA 225-2 – Paris, France– 2006 (C13)
- [103] CIGRE WG B5-17; "Relay Software Models for Use with Electromagnetic Transient Analysis Programs" – ELECTRA 226-2 – Paris, France– 2006 (C13)

- [104] CIGRE WG B5-09; "Remote On-line Management for Protection and Automation" – ELECTRA 228-5 – Paris, France– 2006 **(C13)**
- [105] S. Chano; "Transmission Line Protection; doing it Right" - PACWORLD, Volume 03 – USA – 2008 **(C6 y C8)**
- [106] J. Myeong-ryeal, O. Sei-ill, L. Hee, S. Chang-gyun; "Analysis of Transmission Line Constants" - PACWORLD, Volume 03 – USA – 2008 **(C4 y C6)**
- [107] V. Leitleff; "RTE-Transmission Line Protection (Issues and Solutions)" - PACWORLD, Volume 03 – USA – 2008 **(C6 y C8)**
- [108] G. Topham; "ESKOM- Transmission Line Protection Issues and their Solutions" - PACWORLD, Volume 03 – USA – 2008 **(C6 y C8)**
- [109] D. Sharafi; "Western Power Transmission Line; Protection Design and Philosophy" - PACWORLD, Volume 03 – USA – 2008 **(C6 y C8)**
- [110] I. Patriota de Siqueira; "Brazilian Transmission Line Protection; Issues and their Solutions" - PACWORLD, Volume 03 – USA – 2008 **(C6 y C8)**
- [111] P. F. McGuire, A. Gopalakrishnan; A. T. Giuliente; "Power System Analysis; how to meet today's challenges to protection engineers" - PACWORLD, Volume 04 – USA – 2008 **(C13)**
- [112] D. Tziouvaras; "EMTP Applications for Power System Protection" - PACWORLD, Volume 04 – USA – 2008 **(C13)**
- [113] P. Beaumont, G. Baber, I. Hall, M. Saga, H. Ito; "Line Current Differential Relays Operating over SDH/Sonet Networks" - PACWORLD, Volume 05 – USA – 2008 **(C8)**
- [114] Y. I. Lu, J. Pond; "Analysis of Simultaneous Faults Using Short-circuit Simulations and Fault Records" - PACWORLD, Volume 05 – USA – 2008 **(C13)**
- [115] D. Dolomier; "Dual Power Protection" - PACWORLD, Volume 06 – USA – 2008 **(C1)**

Trabajos publicados en Anales de Congresos

- [116] H. Barchetti, N. Korponay, A. Mosbeck; "Behaviour of Current Transformers, Relays and Protective Devices Subjected to Transients" – CIGRE Session 1968, Paper 34-06 – Paris, 1968 **(C14)**
- [117] R. Poncelet; "The Use of Digital Computers for Network Protection" - CIGRE Session 1988, Paper 34-09 – Paris, 1972 **(C13)**
- [118] J. Makino; Y. Miki; "Study of Operating Principles and Digital Filters for Protective Relays with Digital Computer" - IEEE Paper N° C75 197-9, Winter Power Meeting - 1975 **(C7)**

- [119] G. K. Laycock, P. G. McLaren, M. A. Redfern; "Signal Processing Techniques for Power System Protection Application – IEE Conference Publication 125, Development in Power System Protection - London, England, 1975 (C7)
- [120] A. G. Phadke, M. Ibrahim, T. Hlibka; "Computers in EHV Substation Programming Considerations and Operating Experience" – CIGRE Study Committee 34 Colloquium – Philadelphia, USA, October 1975 (C7 y C13)
- [121] O.P. Malik, P.K. Dash, G.S. Hope; "Digital Protection of a Power Transformer" – IEEE Publication N°76CH1075-1 PWR Paper N° A76 191-7, PES Winter Meeting – 1976 (C9)
- [122] E.D. Schweitzer, R. R. Larson, A. J. Flechsig Jr.; "An Efficient Inrush Current Detection Algorithm for Digital Computer Relay Protection of Transformers" – IEEE Publication N°77CH1193-2 PWR Paper N° A77 510-1, PES Summer Power Meeting – July 1977 (C9)
- [123] H. W. Dommel, Michels; "High Speed Relaying Using Traveling Wave Transient Analysis – IEEE Publication N°78CH1295-5 PWR Paper N° A78 214-9, PES Winter Meeting – January / February 1978 (C8)
- [124] T. Takagi, T. Miki, J. Makino, I. M. Matori; "Feasibility Study for Current Differential Carrier Relay System Based on Traveling Wave Theory" – IEEE Publication N°78CH1295-2 PWR Paper N° A78 132-2, PES Winter Meeting – January / February 1978 (C8)
- [125] M. V. González Sábato, Domingo P. Ferraro ; "Protección Distanciométrica de Líneas con Conexión en T" - Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER) - X Reunión de la Sub-Comisión de Operación y Mantenimiento de Sistemas Eléctricos - Foz do Iguazú - Brasil - Octubre de 1980 (C6)
- [126] C. Corroyer, H. Chorel; "Protection of Multi-terminal EHV Links" – CIGRE Session 1982 – Report 34.01- Paris, France – 1982 (C6)
- [127] F. Engler, O. E. Lanz, M. Hängli, G. Bacchini; "Transient Signals and their Processing in an Ultra High Speed Directional Comparison Relay for Protection of High-voltage Transmission-line" – IEEE PES Summer Meeting, Seattle – July 1984 (C8)
- [128] W. S. Kwong, M. J. Clayton, A. Newbold, J. A. Downes; "Un Relais Différentiel de Courant a Base d'un Microprocesseur pour l'Utilisation avec des Communications Numériques, ses Caractéristiques et son Champ d'Expérimentation" – CIGRE Session , Paper 34-02 – 1986 (C8)
- [129] D. V. Coury, N. G. Bretas; "Aplicação do Filtro de Kalman na Proteção Digital: Uma Subrotina pra Classificação de Defeito" – Seminario Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – Grupo V-BH/GPC/5 – Brasil, 1987 (C7)

- [130]M. V. González Sábato, E. D. Amoretti , D. P. Ferraro ; "Estudio de un Programa de Relé Distanciométrico Digital para la Protección de Líneas de Alta Tensión" -II Encuentro Regional Latinoamericano de la CIGRE (II ERLAC) - Puerto Iguazú - Argentina - 15 al 19 de Junio de 1987 **(C7)**
- [131]M. V. González Sábato, D. P. Ferraro ; "Una Propuesta de Implementación de las Técnicas Digitales Aplicadas a las Redes Eléctricas de Potencia en la Rep. Argentina y la Posibilidad de Convenios de Investigación, Desarrollo y Fabricación con Brasil. El Proyecto Protecciones Digitales como Idea Base" - II ERLAC - Puerto Iguazú - Argentina - 15 al 19 de Junio de 1987 **(C7 y C13)**
- [132]M. V. González Sábato, M. Echegoyen, O. C. Martín, D. P. Ferraro, A. Sáenz Coré y J. M. Sala : "Análisis de la Respuesta de Tres Algoritmos Para la Protección Distanciométrica Digital" - II ERLAC - Puerto Iguazú - Argentina - 15 al 19 de Junio de 1987 **(C7)**
- [133]L. Lohage, S. Holts; "Selective Clearance of Small Zero Sequence Currents" - CIGRE Session 1988, Paper 34-06 – Paris, 1988 **(C3 y C6)**
- [134]Wang Zunguang; "New Approaches to the Protections of Large Generator-Transformer Units" – CIGRE Session 1988, Paper 34-08 – Paris, 1988 **(C11)**
- [135]K. J. Bradley, R. A. Davy, D. Robertson, J. M. Wheattey; "Development of a Current Differential Feeder Protection" - CIGRE Session 1988, Paper 34-11 – Paris, 1988 **(C8)**
- [136]J. C. Maun, R. Poncelet, V. Henn, P. Lienart, J. Goossens ; "Methods of Development and Test for Digital Protection Applications to the Transformer Protection" – CIGRE Session 1988, Paper 34-05 – Paris, 1988 **(C9)**
- [137]M. S. Sachdev, D. V. Wind; "Generator Differential Protection Using a Hybrid Computer" – IEEE PES Winter Power Meeting, Paper T 73 043-7 **(C11)**
- [138]G. Benmouyal; "Design of a Universal Protection Relay for Synchronous Generators" - CIGRE Session 1988, Paper 34-09 – Paris, 1988 **(C11)**
- [139]M. V. González Sábato, H. Canosa, J. C. Bianco y J. Alves ; "Algoritmos para la Protección Digital" - Reunión Conjunta CE 23-34-35 - III ERLAC - Foz do Iguazú - Brasil - 30 de Abril al 4 de Mayo de 1989 **(C7)**
- [140]M. V. González Sábato, H. Canosa y L. Casamitjana ; "Ensayo de un Programa de Relé Distanciométrico Digital Aplicando el EMTP y Simulando el Pre-Filtrado Analógico Mediante el Programa TACS Asociado" - CE 34 - III ERLAC - Foz do Iguazú - Brasil - 30 de Abril al 4 de Mayo de 1989 **(C7 y C13)**
- [141]G. P. Wilson, D. G. Alvarez et al; "On the Analysis of Application Criteria for the Implementation of Digital Technology to the Control and Protection of Power Stations and Substations" - Symposium CIGRE - Bournemouth - England - June 1989 **(C7)**

- [142]J. Hoffelman, F. Wellens, P. Lienart, M. Delgado; "Protection of a Two-circuit Three Terminal Line by Means of a Equipment Employing Digital Microwave Links as Communication Support" – CIGRE Session 1990, Paper 34-203 – Paris, 1990 (C6)
- [143]M. V. González Sábato, L. Casamitjana, L. Bouyssede y R. Turienzo; "Simulación Digital del Relé Distanciométrico BBC LZ 32" - IV ERLAC - Puerto Iguazú - Argentina - 4 al 7 de Agosto de 1991 (C13)
- [144]L. Casamitjana, M. V. González Sábato; "Ensayo de Algoritmos para el Filtrado de la Protección Digital" - IV ERLAC - Puerto Iguazú - Argentina - 4 al 7 de Agosto de 1991 (C7 y C13)
- [145]M. V. González Sábato, L. Casamitjana; "Estudio de la Respuesta de la Protección Distanciométrica de Líneas con Transformadores Conectados en TAP" - IV ERLAC - Puerto Iguazú - Argentina - 4 al 7 de Agosto de 1991 (C6)
- [146]W. J. Laycoch; "Maintenance and Management of Protection Systems" – CIGRE Session 1992, Paper 34-109 – Paris, 1992 (C13)
- [147]E. O. Schweitzer III, Daqing Hou; "Filtering for Protective Relays" – 47th. Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference – Atlanta, Georgia, April 1993 (C7)
- [148]M. V. González Sábato, L. Casamitjana; "Diagnóstico de Perturbaciones en las Redes Eléctricas de Potencia - Aplicación de Sistemas Expertos" - V ERLAC - Ciudad del Este - Paraguay-23 al 27 de Mayo de 1993 (C13)
- [149]M. V. González Sábato, A. C. Alvarez, D. P. Ferraro; "Training and Adaptation of Engineers for Digital Technologies Applied to Protection and Control of Electric Power Systems - A Proposal of the UNS" - CIGRE Colloquium Group 34 - Antwerpen - Belgium - June 8 - 11 – 1993 (C13)
- [150]G. Benmouyal, S. E. Zochol; "Justification and Basis for North American Inverse Time Overcurrent Relays Standard" – CIGRE Session 1994, Paper 34-101 – Paris, 1994 (C3)
- [151]T. Einarsson, P. P. Wennerlund, L. Cederblad, S. Lindhal, S. Holst; "Experiences of Current Differential Protections for Multi-terminal Power Lines Using Multiplexed Data Transmission Systems" – CIGRE Session 1994, Paper 34-202 – Paris, 1994 (C8)
- [152]M. V. González Sábato, L. Casamitjana; "La Reorganización del Sector Eléctrico en la Argentina, la Operación del Sistema Interconectado Nacional y el Análisis de Fallas y Otras Perturbaciones Generalizadas" - VI ERLAC - Foz do Iguazú - Brasil - 28 de Mayo al 1 de Junio de 1995 (C1 y C13)
- [153]P. Fauquenbergue, M. Kezunovic, M. V. González Sábato, A. Sanz; "Intelligent System Applications to Protection, Control and Monitoring Within Substations" - CIGRE Symposium - Helsinki - Finland - 28-30 August 1995 (C13)

- [154]D. Simpson, W. D. Humpage; "Modelling and Simulation for Protection" – CIGRE SC 34 Colloquium – Stockolm, Sweden – 1995 (C13)
- [155]E. Barreta, E. Panzeri, S. Scarabottolo; "DTNA: a Digital Transient Network Analyser for Testing Protection and Control Devices" – CIGRE SC 34 Colloquium – Stockolm, Sweden – 1995 (C13)
- [156]J. Amantegui, J. M. Galastegui, J. L. Martínez, N. Agrasar, F. Uriondo, J. R. Hernández; "Field Experience with Advanced Protective Relay Testing" – CIGRE SC 34 Colloquium – Stockolm, Sweden – 1995 (C13)
- [157]M. Kesunovic, C. W. Fromen, D. R. Sevcik, S. M. McKenna, B. Picket, N. Izquierdo; "Advanced Testing Methods for Protective Relays Using New Digital Simulator Designs" - CIGRE Session 1996, Paper 34-204 – Paris, 1996 (C13)
- [158]C. J. Mozina on behalf of WG SC34.05; "Results of CIGRE Survey on the Electrical Protection of Synchronous Generators" – CIGRE SC 34 Colloquium – Johannesburg, South Africa – 1997 (C2)
- [159]F. Cobelo Aramburu; "Real-time Adaptive Functionality, Reliability and Redundancy Aspects of Main and Backup Line Protection using Digital Platforms" – CIGRE SC 34 Colloquium – Johannesburg, South Africa – 1997 (C1)
- [160]F. J. Arriola, J. I. Martínez; "SINAL. An Integrated Incident Analysis System" – CIGRE SC 34 Colloquium – Johannesburg, South Africa – 1997 (C13)
- [161]M. V. González Sábato, A. Alvarez; "The Power Systems Engineering Education in Universities, the New Reality Brought About by the Electrical Sector and CIGRE's Role" - CIGRE 37a. Bienal Session; Workshop LUC (Links University-CIGRE) 1-03 - Paris, France - 30/08/98 - 05/09/98 (C13)
- [162]M. Kezunovic, A. Hertz; M. V. González Sábato, Y. Tsujikura; "Practical Intelligent System Application to Protection and Substation Monitoring and Control" - CIGRE 37a. Bienal Session; Session on Protection and Local Control 34-104 - Paris, France - 30/08/98 - 05/09/98 (C13)
- [163]M. V. González Sábato, C. Burgo, H. Canosa; "El Entrenamiento de los Ingenieros en Protecciones frente a los Cambios Tecnológicos y los Cambios Institucionales" - VIII ERLAC - CE 34-15 - Ciudad del Este, Paraguay - 30 de Mayo al 3 de Junio de 1999 (C13)
- [164]M. V. González Sábato, A. Caro, O. Ramati; "Relationship Between the Reliability of Supply to End Users and the Reliability of the bulk Electricity System (BES) - Regulations and Experiences Gained within the Model Adopted by the Republic of Argentina" - CIRED Electricity Distribution 15th International Conference Nice'99 - Session 2 (Power Quality and EMC - Nice, France - 1-4 June, 1999 (C1)
- [165]M. S. Sachdev, T. S. Sidhu, P. G. McLaren; "Testing numerical relays alternative techniques and a laboratory implementation" – CIGRE SC 34 Colloquium – Florence, Italy – 1999 (C13)

[166]J. A. Jodić on behalf of CIGRE WG 34.10; "Analysis and guidelines for testing numerical protection schemes" – CIGRE SC 34 Colloquium – Florence, Italy – 1999 **(C13)**

[167]C. Samitier; "Potential of New Telecommunication Technologies for Power System Protection" - CIGRE Session 2000, Paper 34/35-02 – Paris, 2000 **(C5)**

[168]J. M. Benoit, J. M. Delbarre, L. Hossenlopp; "Technical and Economical Consequences of Digital Technologies for Power System Protection" - CIGRE Session 2000, Paper 34-112 – Paris, 2000 **(C13)**

[169]A. P. Apostolov; "Application of High-speed Peer-to-peer Communications for Protection and Control" - CIGRE Session 2000, Paper 34-105 – Paris, 2002 **(C5)**

[170]M. Kesunović, T. Popovic, D. R. Sevcik, A. Chitambar; "Automated Fault Analysis using Advanced Information Technology for Data Integration and Information Exchange" – Paper B5-102 – CIGRE Session 2004 – Paris, France – 2004 **(C13)**

[171]F. V. González; "Ampliación de los Bancos de Capacitores Serie en Choele Choele y Olavaria – Comportamiento de Distintos Algoritmos de Protección" – CIGRE XI ERIAC – Ciudad del Este, Paraguay, 2005 **(C6)**

[172]F. V. González; "Change of Protection Principle to Avoid Cascade Tripping in a Series-compensation Parallel Line Application" B5-201– CIGRE Session 2006 – Paris, 2006 **(C6)**

[173]J. Ribot, S. López, F. Rodríguez, C. Fernández, P. Lozano, S. Marín, J. L. Martínez, O. Molina, J. M. Roca, B. Rodríguez, O. Nicolau, J. Vallina, J. Vaquero; "Evolution in the Spanish Power System: New Protection Coordination Criteria and Critical Clearing Time Calculation Methodology" Paper B5-215– CIGRE Session 2006 – Paris, 2006 **(C6 y C8)**

[174]M. V. González Sábato; "Criterios Modernos de Protección y Control Frente a las Dificultades de Expansión de los Sistemas de Transmisión" – Primer Seminario de CIGRE en Uruguay – Montevideo, 4 al 6 de noviembre de 2007 **(C6 y C8)**

Fascículos

[175] W. D. Humpage; "Differential and Distance Protection" – UMIST Power System Laboratory – Manchester, England – 1966 **[C4, C6 y C8]**

[176] IEEE Tutorial Course; "Computer Relaying" – IEEE Service Center, Single Publication Sales Dep.. – Piscataway, NJ, USA – 1979

Serie "Protecciones" – Dirección: M. V. González Sábato - Publicada por DEBA – La Plata, Argentina, en forma de Fascículos

- [177] N°1 M. V. González Sábato; "Dispositivos, Protección de Máxima Corriente, Protección de Distancia" – 1977 (C3 y C4)
- [178] N°2 L. A. Barceló; "Obtención de las Características de los Relés Distanciométricos Realizadas por Medio de Comparadores de Fase" – 1977 (C4)
- [179] N°3 - M. Cebreiro; "Algunas Condiciones de Funcionamiento de los Sistemas de Potencia que Afectan la Exactitud de la Medición de los Relés de Distancia" – 1978 (C4 y C6)
- [180] N°4 L. Nola; "El Comportamiento Transitorio de los Transformadores de Corriente en Relación a los Relés de Protección" - 1978 (C14)
- [181] N°5 R. Ferrelli; "Criterios Generales para la Coordinación de la Protección Direccional de Máxima Corriente por Computadora Digital - Primera Parte " - 1978 (C3)
- [182] N°6 O. R. Martín; "Eliminación Automática de Cargas por Relés de Mínima Frecuencia" – 1979 (C1)
- [183] N°7 M. A. Hornum "Aplicación de la Protección Distanciométrica a Cables Subterráneos" – 1980 (C6)
- [184] N°8 D. P. Ferraro, G. Alonso "Influencia del Flujo Remanente en la Respuesta de los Transformadores de Intensidad Destinados a Equipos de Protección" – 1980 (C14)
- [185] N°9 R. A. Piumetti "Transformadores de Tensión Capacitivos" - 1981 (C14)
- [186] N°10 J. J. Remondegui "Protección de Generadores Sincrónicos Contra Pérdida de Excitación" - 1982 (C11)
- [187] Grupo de Trabajo 34-02 - M. V. González Sábato, D. P. Ferraro, O. C. Martín - "Algoritmo para una Protección Distanciométrica Digital Basado en la Aproximación de Curvas por el Método de Errores Cuadráticos Mínimos" – C N Argentino de CIGRE –Buenos Aires – Argentina; 1986 (C7)
- [188] Grupo de Trabajo 34-02 M. V. González Sábato, M. Echegoyen "Protección Distanciométrica Digital - Algoritmo Basado en la Solución de la Ecuación Diferencial" - C N Argentino de CIGRE –Buenos Aires – Argentina; 1986 (C7)
- [189] Grupo de Trabajo 34-02 M. V. González Sábato, J. M. Sala "Protección Distanciométrica Digital - Filtrado Digital Basado en la Transformada Discreta de Fourier" - C N Argentino de CIGRE –Buenos Aires – Argentina; 1986 (C7)
- [190] Grupo de Trabajo 34-01 : M. V. González Sábato, H. Canosa, C. Burgo "Coordinación y Verificación de los Sistemas de protección en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI)" - Módulo Inicial : "Principios e Ideas Fundamentales" - C N Argentino de CIGRE –Buenos Aires – Argentina; 1998 (C1)

[191]Grupo de Trabajo 34-01 : M. V. González Sábato, C. Burgo "Coordinación y Verificación de los Sistemas de protección en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI)" - Módulo II : "Performance de los Sistemas de Protección" - C N Argentino de CIGRE – Buenos Aires – Argentina; 1999 **(C1 y C2)**

[192]CIGRE Grupo de Trabajo 34-01 M. V. González Sábato, C. Burgo; "Aplicación de Técnicas Digitales al Control y Protección en Subestaciones y Centrales Generadoras" – Módulo III – CNA Cigré – Buenos Aires, Argentina; 2000 **(C7)**

[193]Ali Kazemi, C. Labuschagne; "Protecting Power Transformers from Common Adverse Conditions" – Schweitzer Engineering Laboratories Inc. – 2005 **(C9)**

La Institución CIGRÉ



En el mundo: www.cigre.org

En Argentina: www.cigreac.org.ar

Del francés, "*Conseil International des Grands Réseaux Électriques*", es decir, "Consejo Internacional en Grandes Redes Eléctricas", **CIGRÉ** es una sociedad internacional permanente no gubernamental creada en 1921, sin fines de lucro, con sede central en París, reconocida mundialmente como una organización líder en sistemas eléctricos de potencia, ya que cubre aspectos técnicos, económicos, de medio ambiente, de organización y regulatorios.

Para ello, CIGRÉ tiene Comités Nacionales que lo representan en 56 países, entre ellos el argentino, por medio de la institución sin fines de lucro "*Centro de Investigación de Grandes Redes Eléctricas Asociación Civil*".

Área de Interés de CIGRÉ

Desarrollo y difusión del conocimiento técnico en las áreas de generación y transmisión de energía eléctrica en alta tensión y en algunos aspectos de distribución que hacen al funcionamiento del sistema.

CIGRÉ trata todos los temas de principal interés en el campo de electricidad, como por ejemplo, organización de empresas de servicios públicos, desarrollo y adecuación de redes, optimización de mantenimiento, expectativa de vida útil de equipamiento, impacto en el medio ambiente, etc.

CIGRÉ – Un Foro Internacional

Con miembros en más de 90 países, CIGRÉ reúne actores clave de sistemas y mercados de electricidad, como investigadores, académicos, accionistas de empresas de generación, transmisión y distribución,

representantes de gobiernos, fabricantes, operadores de sistemas, comercializadores, reguladores, empresas de ingeniería y montajes electromecánicos, etc., de cuya interacción se obtienen permanentes avances en el conocimiento tecnológico, diagnósticos del estado del arte y recomendaciones.

Misión de CIGRÉ

El corazón de su misión está en las actividades relacionadas con la planificación y operación de sistemas eléctricos de potencia, así como también el diseño, construcción, mantenimiento y disposición final de equipos y obras.

Objetivos de CIGRÉ

- Facilitar y desarrollar el intercambio de conocimiento técnico e información entre el mundo de la ingeniería y sus expertos.
- Agregar valor al conocimiento e información intercambiada, sintetizando el estado del arte y las prácticas internacionales.
- Poner en conocimiento de dirigentes de sociedades, academias, niveles de decisión y reguladores de una síntesis de los trabajos de CIGRÉ en el área de la energía eléctrica.

CIGRÉ – Una Marca de Calidad

CIGRÉ es una institución que cuida y privilegia la excelencia técnica de sus actividades, para preservar su reconocimiento internacional como un foro objetivo y de valor en el campo tecnológico de su incumbencia.

Su Diferenciación Internacional

Si bien CIGRÉ se nutre del trabajo de destacados especialistas, universalmente se reconoce su aporte y diferenciación con respecto a otras instituciones que impulsan el desarrollo de la ingeniería eléctrica, como consecuencia de que sus resultados se obtienen mediante el trabajo en equipo de expertos que siempre aseguran la calidad y representatividad internacional de sus resultados y conclusiones.

Comités de Estudio

El trabajo técnico es desarrollado en el orden internacional por 16 Comités de Estudios separados por especialidad, que son los responsables de promover el intercambio de información en cada disciplina y de organizar

y ejecutar estudios para el desarrollo de la técnica y del conocimiento.

En todo momento hay unos 200 grupos de trabajo, en los que participan aproximadamente unos 2000 expertos. Los 16 Comités de Estudio son coordinados por un Comité Técnico.

GRUPO	CE	DENOMINACIÓN
A EQUIPOS	A1	Máquinas Eléctricas Rotativas
	A2	Transformadores
	A3	Equipamiento de Alta Tensión
B SUBSISTEMAS	B1	Cables Aislados
	B2	Líneas Aéreas
	B3	Subestaciones
	B4	Alta Tensión en Corriente Continua y Electrónica de Potencia
	B5	Protecciones de Sistemas y Automatización de Subestaciones
C SISTEMAS	C1	Desarrollo de Sistemas y Economía
	C2	Operación y Control de Sistemas
	C3	Desempeño Ambiental del Sistema
	C4	Desempeño Técnico del Sistema
	C5	Mercados de Electricidad y Regulación
	C6	Sistemas de Distribución y Generación Dispersa
D TECNOLOGÍAS DE SOPORTE	D1	Materiales y Técnicas de Ensayos Emergentes para Sistemas de Potencia
	D2	Sistemas de Información y Telecomunicaciones para Sistemas de Potencia

Actividades Técnicas

- Los **Estudios Técnicos** son objeto permanente de los Comités de Estudio internacionales y de los Grupos de Trabajo por tema que se forman dentro de los primeros.
- Los resultados finales del trabajo de cada Grupo son objeto de Informes Técnicos Finales, que se publican en forma sintética como **Folletos Técnicos** ("Technical Brochures").
- La **Conferencia Bienal**, es una Sesión Plenaria que se realiza a fines de agosto de los años pares en París. Sobre la base de los artículos técnicos aprobados para la misma, se debaten en ella por separado para cada Comité de Estudio temas predefinidos del mayor interés. Los participantes (unos 3000) reciben antes de la misma un CD-ROM con la totalidad de los trabajos y, a posteriori, otro CD-ROM con los resultados de estas discusiones ("Proceedings").

- Los **Simposios** son organizados en los años impares, para el tratamiento de temas de alcance más restringidos que los de la Bienal, en general por iniciativa de algún Comité Nacional de CIGRÉ.
- Los **Encuentros Regionales**, como es el caso del "**ERAC – Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ**", se realiza en mayo de los años impares en la zona de las tres fronteras que contiene a las Cataratas del Iguazú, alternándose la sede entre Argentina, Brasil y Paraguay. Participan activamente los Comités Nacionales de CIGRÉ de Argentina, Brasil, Chile, España, México, Paraguay, Portugal, Venezuela y el Comité Andino (Bolivia, Colombia, Ecuador y Chile).
- **RIAC**: el trabajo coordinado de Los Comités Nacionales Iberoamericanos de CIGRÉ, en la denominada "**Región Iberoamericana de CIGRÉ - RIAC**", incluyendo grupos de trabajo conjunto, organización de eventos,

videoconferencias, ayuda a miembros de CIGRÉ de países iberoamericanos que no tienen Comités Nacionales de CIGRÉ, difusión e intercambio de documentación técnica, etc.

- **Seminarios, Cursos y otros Eventos** organizados por los Comités Nacionales.
- **Comités de Estudio y Grupos de Trabajo Nacionales** de CIGRÉ, tanto para contribuir al desarrollo del trabajo de los Comités internacionales de Estudio, como también para atender los temas de interés nacional y regional.

Socios de CIGRÉ

CIGRÉ reconoce, entre otras, las siguientes categorías:

- **Socios Colectivos I:** empresas o instituciones públicas, privadas o de propiedad mixta, cuyo aporte es fundamental para el sostenimiento e impulso de las actividades de CIGRÉ.
- **Socios Activos Colectivos II:** categoría reservada para instituciones educativas, con una cuota anual inferior a la de los Socios Colectivos I.
- **Socios Individuales I:** cada persona se asocia en forma individual.
- **Socios Individuales II:** promoción por dos años para personas de hasta 35 años de edad, o aplicable a estudiantes no graduados sin límites de edad, con una cuota anual que es la mitad de la correspondiente al socio individual I.

Cómo asociarse a CIGRÉ

Si en su país de residencia hay un Comité Nacional de CIGRÉ, deberá asociarse a través de él. En caso contrario podrá contactarse directamente con la sede central de CIGRÉ, localizada en Francia.

Las Ventajas de Ser Socio

Entre otros servicios, los socios reciben los siguientes:

- Documentación actualizada sobre estado del arte y tendencias en las áreas temáticas cubiertas por CIGRÉ.
- **Acceso gratuito a E-CIGRÉ, la Biblioteca Virtual On-Line de CIGRÉ**

Internacional, y a otros documentos técnicos disponibles para sus socios en las Oficinas de CIGRÉ.

- Revista internacional bimensual de CIGRÉ "ELECTRA", con la síntesis de los resultados de la labor de los Grupos de Trabajo de CIGRÉ.
- Posibilidad de participación en los Grupos de Trabajo locales, regionales iberoamericanos e internacionales de CIGRÉ, lo que permite obtener una actualización constante y el desarrollo de contactos inter-empresarios de valor.
- Posibilidad de participar en la Administración de los Comités Nacionales de CIGRÉ y, así, en el mantenimiento de estos foros de excelencia técnica nacionales, con proyecciones en los órdenes regional iberoamericano y mundial.
- Base de datos internacional en CD-ROM de los Miembros de CIGRÉ, de gran valor para la obtención de contactos para negocios o intercambio de información.
- Precios reducidos para Congresos, Cursos y otros eventos organizados por CIGRÉ.
- Participación en la cadena iberoamericana de distribución de información técnica de CIGRÉ, resultante de las actividades que se desarrollan en forma local en cada país o conjunta en esta región.
- Un socio Colectivo de CIGRÉ es una institución que apoya el desarrollo de la excelencia de la ingeniería eléctrica en su país; por ello goza de los beneficios de CIGRÉ para todo su personal.
- En el caso de eventos, los descuentos se aplican hasta un número de 5 participantes de un socio Colectivo I (2 en el caso de Colectivos II). El número de revistas ELECTRA que recibe es 2.
- Un socio de CIGRÉ nunca está sólo, siempre puede estar informado de las mejores prácticas seguidas en el mundo por sus pares.
- Un socio de CIGRÉ *hace* a CIGRÉ y, por tanto, los beneficios que puede obtener en ella dependen de su propia participación.



¿Ciudades sin problemas de suministro eléctrico?

Por supuesto.

Confiable, seguro y disponible cuando el sistema de protecciones fue provisto por ABB.

ABB, líder tecnológico global.

Para mayor información visite www.abb.com/ar

ABB S.A.

Tel: + 54 -11 - 4229-5500

E-mail: abb.argentina@ar.abb.com

Power and productivity
for a better world™

ABB



AREVA T&D, a través de la unidad SAS - Substation Automation Solutions - busca lograr el más alto rendimiento y rentabilidad posible para sus clientes mediante el diseño, desarrollo y comercialización de productos y servicios que sean competitivos e inofensivos para el medio ambiente y que, además, contribuyan a mejorar el nivel de vida de los habitantes de nuestro planeta.

En esta misma línea, las actividades de AREVA T&D contribuyen a los grandes desafíos del siglo XXI: el acceso a la energía para todos, preservación del planeta y responsabilidad frente a las futuras generaciones.

AREVA T&D posee una larga trayectoria y experiencia en el área de protección y control siendo actualmente uno de los líderes consolidados en el mercado. Posee toda la gama de productos de automatización, protección y control, ofreciendo además, soluciones integrales a sus clientes.

Poder contribuir en la formación de estudiantes y en el perfeccionamiento de profesionales de la energía eléctrica preservando y diseminando el conocimiento adquirido, es para AREVA, una de las mejores maneras de garantizar un crecimiento sustentado por el continuo mejoramiento de las diversas tecnologías envueltas en nuestros productos y servicios.

Fabián Ernesto Fernández
Substation Automation Solutions - Sales Manager
AREVA T y D Argentina S.A.



AREVA T&D

A
AREVA



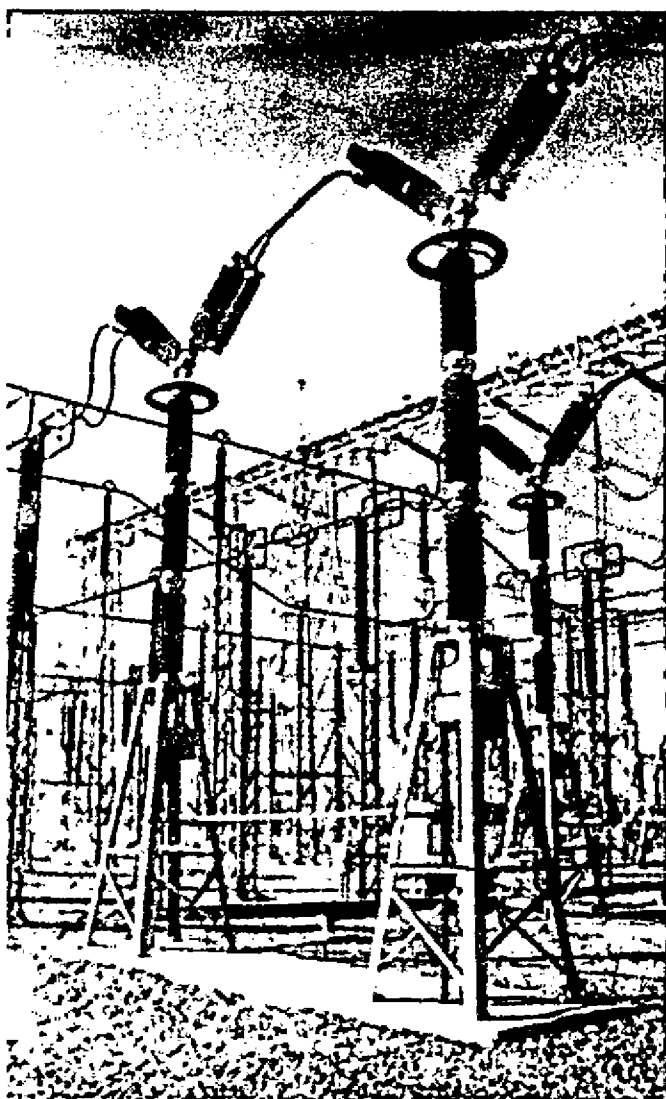
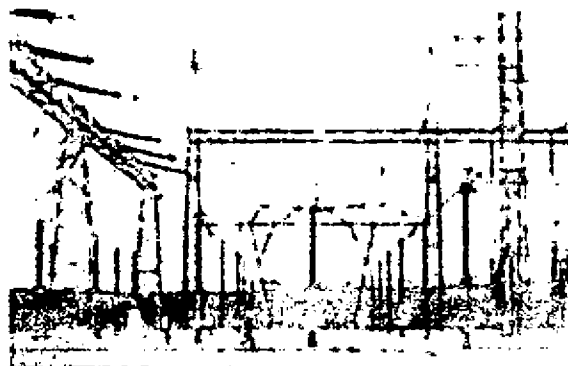
**¿Como podemos proveer
hoy energía más limpia?**

La respuesta Siemens: Generar y transmitir
energía de forma eficiente, garantizando una
distribución confiable y entregando energía
amigable al medio ambiente.

www.siemens.com/energy

Answers for the environment.

SIEMENS



Transener



Transba



Transener
Internacional

UN APOORTE AL DESARROLLO DE LA INGENIERÍA DE PROTECCIONES

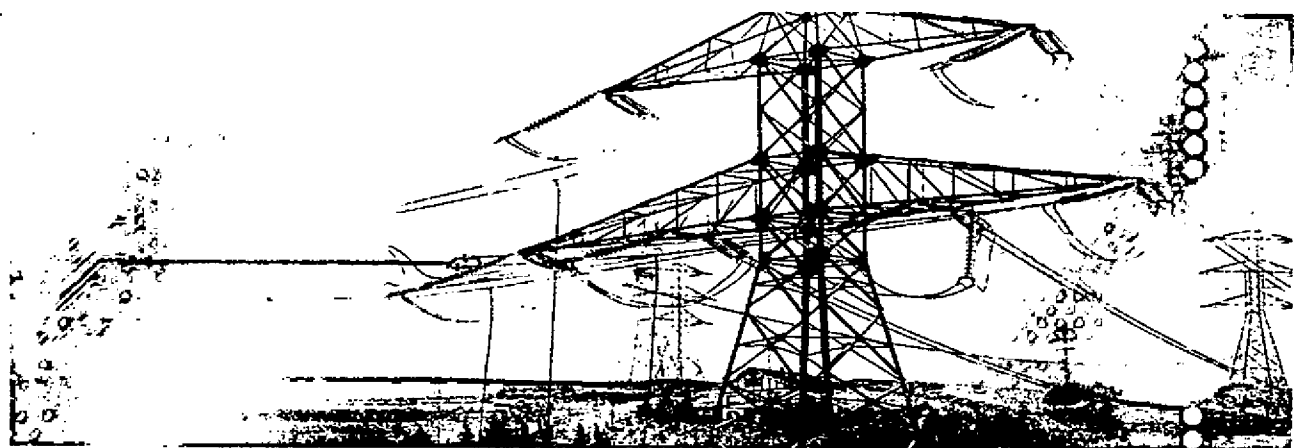
♦ Sede Central:

Av. Paseo Colón 728, 6º piso - (C1063ACU) Buenos Aires - Argentina

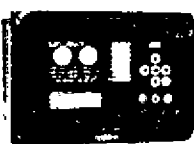
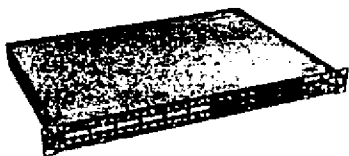
Tel.: (54-11) 5167 • 9200- Fax: (54-11) 4342 • 4861

e-mail: info-trans@transx.com.ar

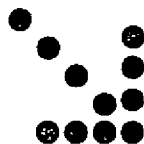
www.transener.com.ar



compromiso de innovación y liderazgo tecnológico al servicio de los usuarios



- Equipos y sistemas de protección
- Automatización de subestaciones
- PLC & equipos de teleprotección
- Contadores de energía
- Switches, Módems y Routers



ZIV p + c

ZIV medida

intekia

DIMAT

uSysCom

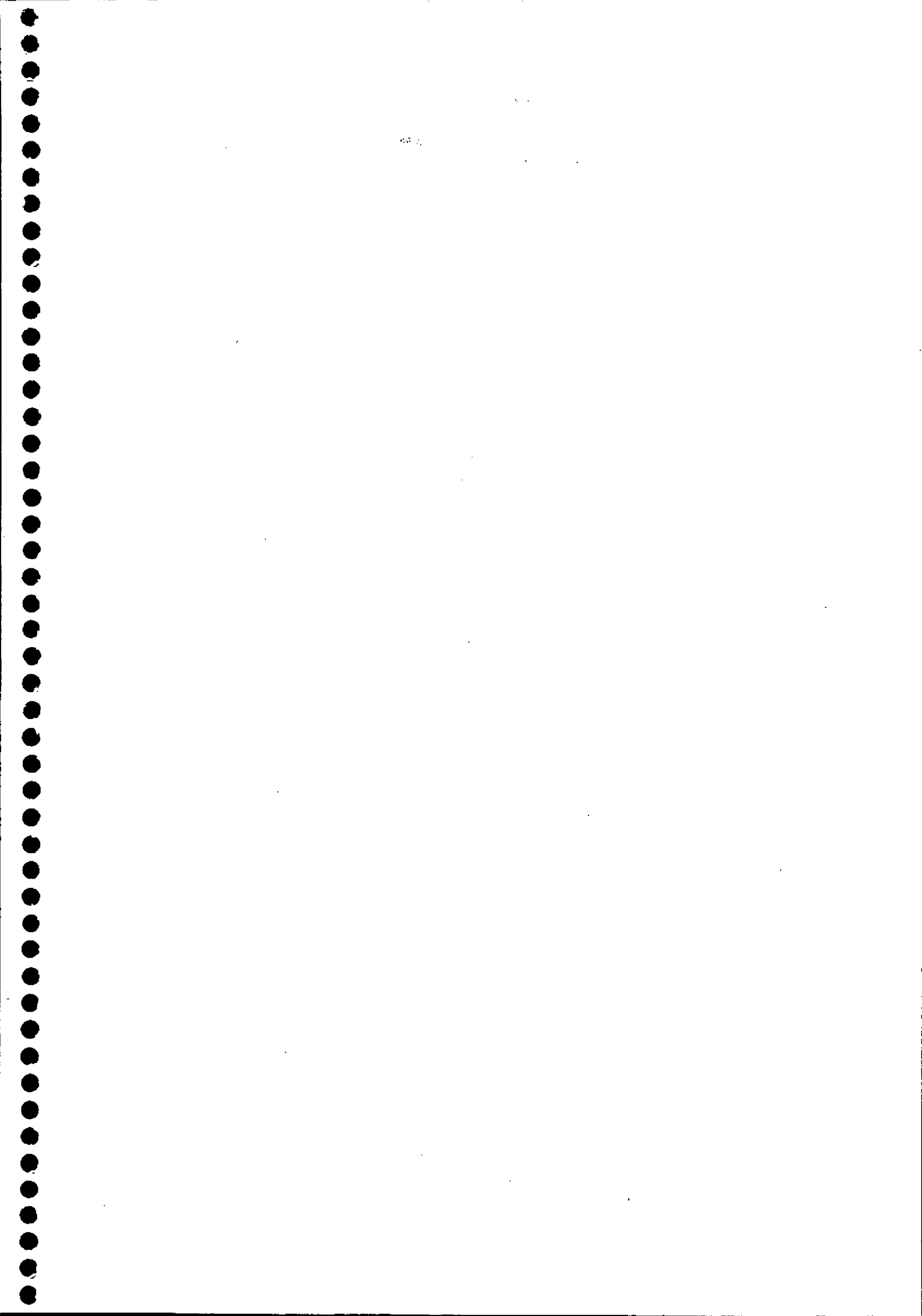
ZIV I + D
Smart Energy Networks - R&D Center

PLC

ZIV do Brasil Ltda.

ZIV USA Inc.

www.ziv.es



EL AUTOR

El Prof. Ing. Manuel V. González Sábato nació en Espigas, provincia de Buenos Aires, el 26 de febrero de 1941 y allí residió hasta que completó sus estudios primarios. En el Colegio Nacional de Olavarría obtuvo su diploma de Bachiller y posteriormente se graduó de Ingeniero Electricista en la Universidad Nacional de Sur (Bahía Blanca - Argentina).

En la Universidad Nacional del Sur desarrolló una intensa actividad docente de grado durante más de veinticinco años, como Profesor de la Materia "Protecciones Eléctricas". También tuvo a su cargo cursos para graduados en la Universidad Nacional del Centro, en la Universidad Nacional del Comahue, en la Universidad Tecnológica Nacional, en la Universidad Nacional de Mar del Plata, en la Universidad Nacional de San Juan y en el Instituto Argentino de Capacitación en la Rama Eléctrica (IACRE), así como en las empresas SEGBA, DEBA, EdERSA, TRANSBA, Edemsa, TRANSENER, HINISA e HIDROELÉCTRICA ALICURÁ.

En el año 2000, la Universidad Nacional del Sur lo distinguió con el título de Profesor Honorario.

Simultáneamente con la actividad docente llevó a cabo tareas profesionales, primero como Jefe del Laboratorio Eléctrico (Protecciones y Mediciones) de la empresa DEBA (luego ESEBA) y más tarde como Jefe Regional, Subgerente de Auditoría Técnica y Gerente Técnico de la misma empresa. A partir del año 1996 y hasta 1999 fue miembro del Directorio de CAMMESA y Asesor Técnico de ADEERA. Posteriormente realizó un servicio de Auditoría Técnica en las empresas TRANSENER y DISTROCUYO.

No menos importante fueron sus actividades en la CIGRÉ. Fue Coordinador del CE 34 (Protecciones y Control Local) del CNA, Presidente del CNA, Miembro Regular del SC 34 (luego B5) de la organización central (París), integrante del Consejo de Administración e integrante del Comité Técnico de dicha organización central. En 2004 la CIGRÉ lo reconoció como Miembro Honorario (Honorary Member).

El Prof. Ing. González Sábato es Autor Principal del libro "Transformadores de Corriente y de Tensión", del libro "Aplicación de Técnicas Digitales al Control y Protección en Subestaciones y Centrales Generadoras" y del libro "Sistemas de Protección en Redes Eléctricas de Potencia - Volumen I: Ideas Fundamentales y Aplicaciones Modernas". Fue también miembro del WG 34-04 que redactó el Technical Brochure de CIGRÉ titulado "Application Guide on Protection of Complex Transmission Configurations".

Es también autor de numerosos artículos publicados en Anales de Congresos de CIGRÉ y de CIREN, así como en Revistas Técnicas.

M. V. González Sábato está casado con Marta Nora García y es padre de tres hijos, Fernando, Natalia y Hernán.