

Capítulo 11

SISTEMAS DE PROTECCIÓN

11.1 INTRODUCCIÓN

En este Capítulo se presenta una guía para la aplicación de sistemas de protección en subestaciones de alta y extra alta tensión. Todo el análisis será realizado bajo puntos de vista técnicos y a la vez mencionando aspectos económicos que actualmente deben considerarse en mercados abiertos a la libre competencia.

Los esquemas de protección pueden variar de sistema a sistema, de acuerdo con los niveles de tensión, importancia de la instalación y prácticas de la empresa de transmisión. Los esquemas y criterios de aplicación que se exponen son recomendaciones basadas en publicaciones internacionales de la CIGRÉ (1987 y 1999) y en la experiencia obtenida a través de la especificación, compra, puesta en servicio y estudios de operación en sistemas de 230 kV y 500 kV.

Los sistemas de protección se clasifican de acuerdo con el equipo principal que protegen: transformadores de potencia, reactores, condensadores, barrajes y líneas.

Por tratarse de aplicaciones prácticas, no se describirá en detalle el funcionamiento y estructura interna de los relés de protección [Ramírez (1987), Westinghouse (1976) y GEC (1987)].

11.2 DEFINICIONES

Confiabilidad: probabilidad de no tener disparo incorrecto.

Fiabilidad: probabilidad de no tener omisión de disparo.

Seguridad: probabilidad de no tener una operación indeseada. La seguridad tiende a ser afín con la estabilidad y la selectividad pero compromete la fiabilidad.

11.3 CONCEPTOS GENERALES

11.3.1 Función principal

El objetivo de un sistema de protección, consiste en reducir la influencia de una falla en el sistema, hasta tal punto que no se afecte su funcionamiento o se produzcan daños relativamente importantes en él, ni tampoco ponga en peligro seres humanos o animales.

Esto sólo se puede conseguir cubriendo de una manera ininterrumpida los sistemas de potencia mediante el uso de esquemas de protección y relés que hayan sido diseñados con la atención requerida, de tal forma que se remueva del servicio algún elemento del sistema cuando sufre un cortocircuito o cuando empieza a operar de manera anormal. Las protecciones trabajan en asocio con los interruptores los cuales desconectan el equipo luego de la "orden" del relé. Por esto, frecuentemente se involucra el interruptor como parte del sistema de protecciones.

Otra función importante de los sistemas de protección consiste en proveer la mayor información posible sobre el evento: fecha y hora (frecuentemente con precisión de ± 1 ms), localización, tipo de falla, variables involucradas y su magnitud, y tiempos de operación de los mismos relés y de los interruptores. Su importancia radica en aportar los datos para estimar las causas, si existió la falla o se trata de un disparo erróneo, si es temporal o definitiva y si se reconecta o no el equipo desconectado antes de hacer más pruebas.

11.3.2 Fallas

Un evento no planeado puede ocurrir en cualquier sistema de potencia. Es imposible diseñar económicamente un sistema libre de fallas. Las principales causas de las fallas varían de sistema a sistema y entre niveles de tensión.

11.3.2.1 Fallas propias al sistema de potencia

Son fallas que involucran un equipo primario (transformador, línea, etc.) y que requieren su desconexión, ya que tienen asociada una condición anormal como una sobrecorriente, sobre o baja tensión o frecuencia.

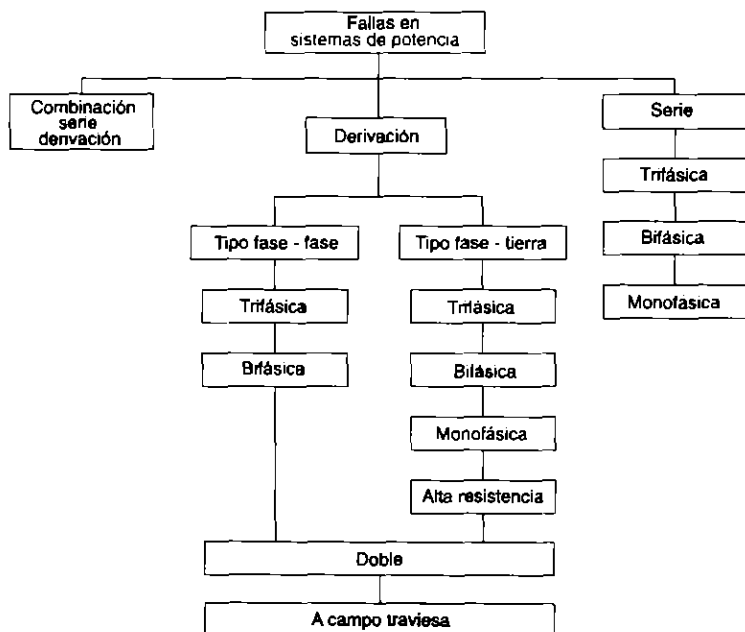


Figura 11.1 – Fallas propias al sistema de potencia

Las más comunes se suelen clasificar, como se muestra en la Figura 11.1, en:

- a) Fallas en paralelo o derivación: comúnmente un cortocircuito a tierra o entre fases (Figura 11.2).

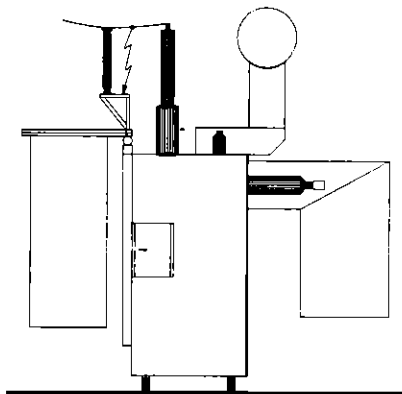


Figura 11.2 – Falla en derivación

- b) Fallas en serie: apertura de la conexión, polo abierto de un interruptor o ruptura de conductor de fase (Figura 11.3).

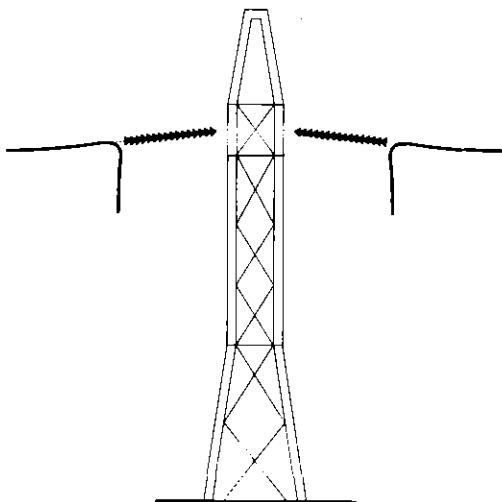


Figura 11.3 – Falla en serie

- c) Combinación de fallas serie – paralelo. Si una falla tipo derivación ocurre en diferentes puntos de la red, la condición combinada se llama falla a campo traviesa (*cross country fault*). Si ocurren varios disparos o fallas y recierres secuenciales como consecuencia de una causa inicial única, se asocian designándolos como una sola perturbación.

Algunas estadísticas internacionales en países con niveles cerámicos moderados, indican que para sistemas de potencia:

- Más del 75% de las fallas son en las líneas y cables
- Menos del 15% ocurren en transformadores de potencia y reactores en derivación
- Las fallas en barras pueden aparecer hasta en un 7%
- Más de un 3% se puede asociar a condensadores serie o en derivación.

Una distribución típica de fallas tipo derivación en un sistema de alta tensión puede ser como sigue:

- Fallas monofásicas, 72% generalmente causadas por rayos
- Fallas bifásicas, 22% muy comunes en zonas contaminadas
- Fallas trifásicas, 6% aparecen entre otras con el uso de equipos trifásicos.

En extra alta tensión (EAT), especialmente en este último sistema, las fallas trifásicas prácticamente no existen.

11.3.2.2 Fallas ajenas al sistema de potencia

Son disparos no deseados y que ocurren en ausencia de una falla propia del sistema de potencia, es decir, que antes del disparo no había condiciones anormales de corriente, tensión, etc. Sus causas principales son fallas en el cableado o en los elementos secundarios (relés, indicadores, etc.), ajustes indebidos o errores humanos.

Se asocian más fallas de este tipo a los transformadores de potencia y a los reactores que a las líneas, debido a que las protecciones mecánicas operan algunas veces aún sin existir falla real en el equipo.

11.3.2.3 Causas y responsabilidad ante las fallas

En los mercados abiertos de transmisión y generación es cada vez más preocupante la responsabilidad ante las fallas que aparecen en las instalaciones, sobre todo las que causan interrupciones e indisponibilidades mayores de tres minutos y por esto resulta importante establecer la raíz de una falla. Bajo el punto de vista de responsabilidad se pueden clasificar así:

- Fallas o perturbaciones esperadas: las causadas por la naturaleza como las descargas atmosféricas o ciertos tipos de animales en líneas de transmisión; sobrecargas y sobretensiones con magnitudes y duraciones no superiores a los valores asignados de los equipos. Contra estas no sería rentable protegerse al 100% y se puede convivir con algún riesgo. Por ejemplo, se acostumbra diseñar las líneas contra rayos con un parámetro de 3 salidas por 100 km por año. No se esperan daños en las instalaciones gracias a la adecuada operación de los sistemas de protección y control y a la adecuada selección de los equipos.
- Fallas impredecibles: aquí se pueden considerar los movimientos telúricos de gran magnitud que superan las directrices de los códigos para diseño sísmo resistente; rayos con magnitudes de corrientes superiores a 200 kA en las vecindades de las instalaciones; vientos anormales, avalanchas e inundaciones; exagerada contaminación ambiental; atentados, etc. Algunas de estas fallas pueden causar daños irreparables en los equipos. Normalmente sus consecuencias se dejan al amparo de las compañías de seguros.

- Fallas originadas por el diseño: equipos o instalaciones mal seleccionados, ausencia de pararrayos o insuficientes sistemas de protección, de puesta a tierra o de apantallamiento. El propietario debe prevenirlas aplicando adecuadamente las normas internacionales y realizando interventorías de diseño.
- Fallas originadas en la fabricación o transporte: por el uso de materiales de mala calidad, o su mal manejo, ambientes inadecuados, insuficiencias en el control de calidad o defectos de diseño. Normalmente se detectan con las pruebas tipo, de rutina y de puesta en servicio. Generalmente el fabricante ofrece garantías desde 1 a 5 años según requerimientos del cliente.
- Fallas causadas por la construcción y el montaje: las más comunes aparecen con el uso inadecuado de herramientas, conectores, cables y con el maltrato a los equipos; sin embargo, son las más notorias y normalmente se detectan con las pruebas de puesta en servicio y de post-energización. Se busca evitarlas con las interventorías de construcción y montaje.
- Fallas en la operación o en el mantenimiento predictivo: ocurren al permitir sobrecargas o sobretensiones excesivamente prolongadas o repetitivas; se minimiza su riesgo con un sistema de protecciones debidamente seleccionado y ajustado; sin embargo, si las exigencias son frecuentes, el envejecimiento de los equipos se acelera. Por esto son importantes los mantenimientos predictivos que permitan conocer la evolución de los equipos.
- Fallas en el mantenimiento preventivo: ocasionadas durante la conservación y sostenimiento en instalaciones convencionales con altos grados de contaminación ambiental o en zonas con vegetación.
- Disparos indeseados causados por los errores humanos.

Para poder explicar una u otra causa se vuelve cada vez más importante realizar una adecuada gestión de la información de todos los equipos desde su diseño hasta su mantenimiento (hoja de vida).

Por lo anterior, tiene especial relevancia el uso de sistemas de gestión de protecciones, con funciones de consulta remota, registros de eventos (cuando se apagaron y reiniciaron los relés, cuando se intervienen sus ajustes, etc.), registros de fallas (disparos y alarmas) y osciloperturbografía (ondas de corriente y tensión durante eventos de falla, al menos con ocho muestras por ciclo). Toda la gestión de la información se facilita cuando se interconectan los relés en redes de comunicación serial y se enlazan a un centro de gestión remoto (Figura 11.4).

11.3.3 Sistemas absolutamente o relativamente selectivos

Los sistemas de protección normalmente se dividen en dos grupos con respecto a su función principal. Uno es llamado protección absolutamente selectiva (protección de unidad) cuyo alcance de protección está claramente limitado a un equipo; el otro es conocido como protección relativamente selectiva (protección escalonada) donde se protegen dos o más elementos. La diferencia entre estos dos principios es ilustrada en la Figura 11.5.

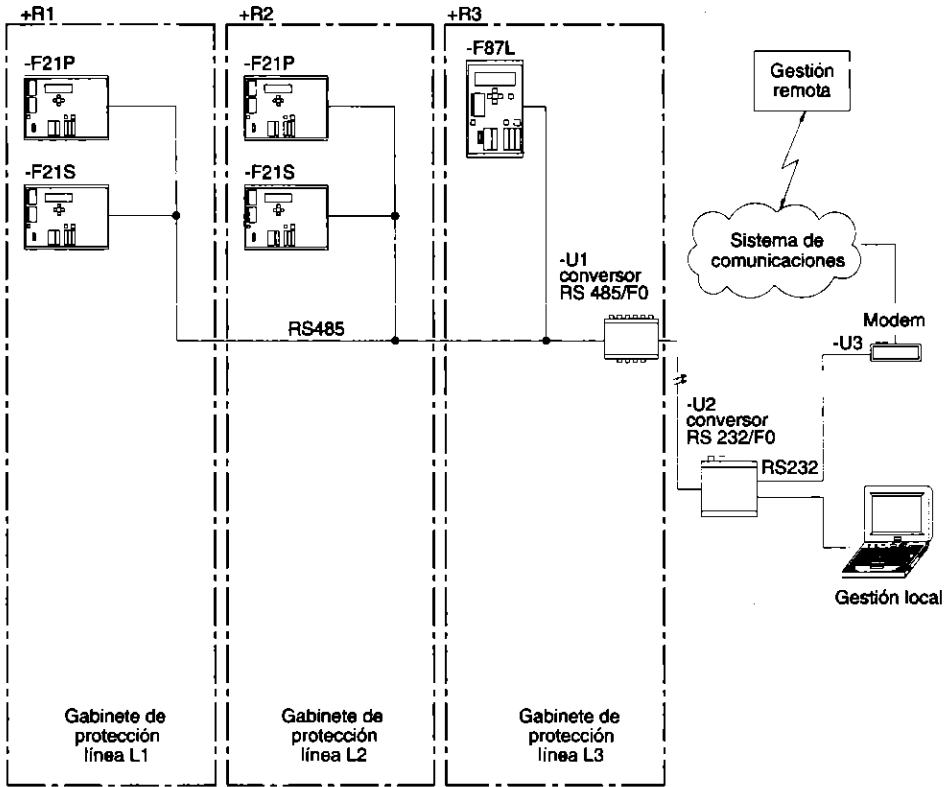


Figura 11.4 – Red de gestión de protecciones

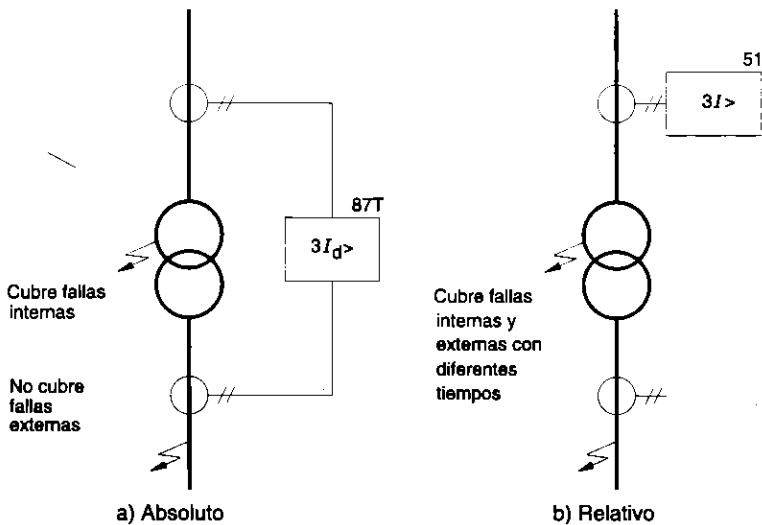


Figura 11.5 – Sistemas absolutos y relativos de protección

11.3.4 Requerimientos de protección

11.3.4.1 Estabilidad del sistema de potencia y velocidad de aclaración de fallas

Normalmente los sistemas están diseñados de tal forma que una o varias líneas de transmisión puedan perderse sin que ocurra ningún apagón importante, siempre y cuando se desconecte el elemento fallado en un tiempo oportuno; de lo contrario, el desbalance de energía se hace tan pronunciado en los generadores que se hace imposible recuperar su sincronismo, lo que equivale a pérdida de la estabilidad y, dependiendo del sistema, puede causar un apagón extensivo.

Por lo tanto, las exigencias mayores en cuanto a selectividad y rapidez de disparo se refieren a fallas cercanas a los centros de generación.

Los tiempos mínimos requeridos para la aclaración de fallas por razones de estabilidad pueden estar entre 120 ms y 400 ms. Tiempos iguales o menores de 100 ms se logran fácilmente en alta y extra alta tensión considerando: interruptores de 40 ms (2,5 ciclos), protecciones de 40 ms y tiempos de envío y recibo de las señales de teleprotección hasta de 20 ms.

La alternativa a los disparos rápidos por requerimientos de estabilidad es la de construir líneas de transmisión adicionales. Esto es mucho más costoso que tener un sistema de protección completo y adecuado, especialmente si existen restricciones de servidumbre (en áreas urbanas) o de impacto ambiental para la construcción de nuevas líneas.

En el pasado, las protecciones más veloces, con tiempos de operación menores de 15 ms, comprometían su selectividad y disparaban innecesariamente bajo ciertas fallas; con los relés numéricos la selectividad ha mejorado aunque no siempre los tiempos están por debajo de 40 ms; sin embargo, en la gran mayoría de los casos no importa ya que siguen cumpliendo con los requerimientos desde el punto de vista de estabilidad.

11.3.4.2 Seguridad, selectividad y estabilidad

Se entiende por seguridad de la protección la probabilidad de no tener un disparo indeseado.

Un disparo indeseado puede ocurrir espontáneamente, por ejemplo si un componente del sistema de protección falla o existe un mal ajuste. Normalmente un buen sistema de transmisión debe ser capaz de soportar al menos un disparo indeseado.

Es aún más severo un disparo indeseado en una línea adyacente a la línea fallada. Esta condición es denominada disparo no selectivo. Es muy importante que el sistema de protección opere selectivamente. Esto significa que solamente la parte fallada debe ser desconectada y la parte sana debe permanecer en operación.

El concepto de estabilidad de los sistemas de protección, frecuentemente usado en protecciones diferenciales, se aplica para indicar que la protección no debe disparar cuando ocurre una falla externa, o sea fuera de su zona de protección.

11.3.4.3 Fiabilidad

Se entiende por fiabilidad de la protección la probabilidad de no tener una omisión de disparo. La peor de las operaciones incorrectas es normalmente la falla u omisión de disparo durante un cortocircuito, lo cual puede ser debido a una falla en el sistema de

protección o del interruptor y usualmente lleva a problemas de estabilidad y apagones. Seguramente el daño en los equipos será de consideración por lo prolongado de la permanencia de la falla, por lo cual es normal que se tomen las medidas adecuadas para evitarlo (Figura 11.6).

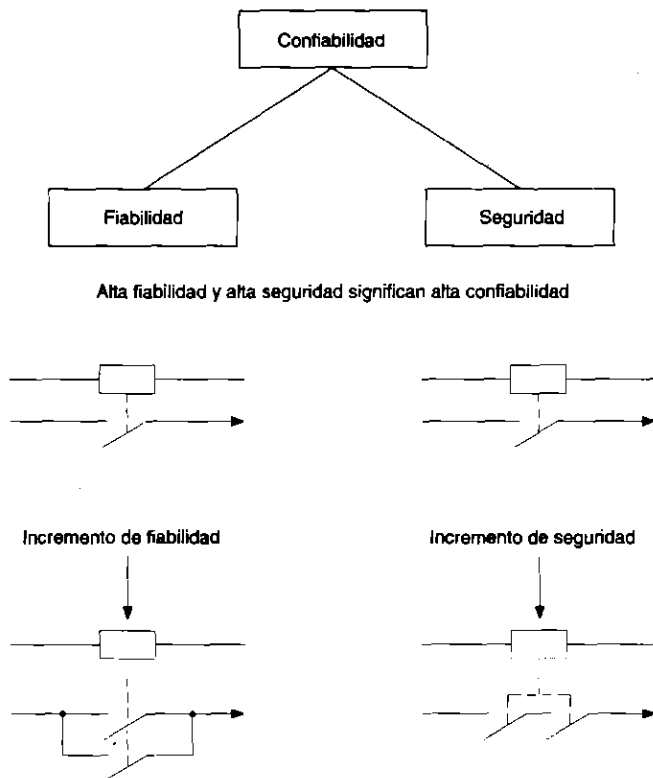


Figura 11.6 – Relación entre operación incorrecta y confiabilidad

11.3.4.4 Confiabilidad

Se entiende por confiabilidad de la protección la probabilidad de que sea segura y fiable; es decir, la probabilidad de no tener una operación incorrecta. Generalmente hay un compromiso entre la seguridad y la fiabilidad: el número de disparos indeseados se incrementa con aumentos de fiabilidad y el número de omisiones de disparo se incrementa cuando aumenta la seguridad (Figura 11.6).

Las operaciones incorrectas comúnmente se pueden dividir en espontáneas (fallas de *hardware*) o principales (fallas de *software*). La primera es producida normalmente por daño en una componente, mientras que la segunda es producida por una falla de planeamiento, diseño (selección) o aplicación (ajustes) y usualmente no se puede descubrir fácilmente con pruebas convencionales de mantenimiento. Aquí ayudan las pruebas basadas en simulaciones digitales.

11.3.4.5 Relación entre el sistema de potencia y las protecciones

La filosofía utilizada para el despeje de fallas varía según la forma en la cual el sistema de potencia es planeado y diseñado y según el equipo de potencia. Los sistemas de potencia pueden, desde el punto de vista de confiabilidad, ser clasificados en redes con y sin redundancia.

En una red redundante o enmallada, un solo enlace puede ser abierto durante condiciones normales de operación sin consecuencias para el usuario. Esto significa que durante operación normal, la seguridad es de menor interés en una red redundante. Una repentina operación incorrecta e instantánea por un disparo indeseado de la protección no tiene normalmente consecuencias severas.

Sin embargo, durante condiciones de falla en un sistema redundante, un disparo indeseado de un enlace no fallado (no - selectividad) ocasionará la pérdida de dos enlaces, el no fallado y el fallado, lo que podrá causar la falla del sistema. La probabilidad de disparos incorrectos es más alta durante condiciones de falla del sistema que durante condiciones normales. Por esta razón, la red debe tener un cierto grado de redundancia que permita la pérdida simultánea de dos enlaces. Este grado de redundancia en la mayoría de los casos no es disponible durante condiciones de picos de carga, sino únicamente con cargas medias o bajas.

En redes enmalladas la fiabilidad en la función de despeje de fallas debe, por lo tanto, ser alta y tener una prioridad mayor que la seguridad.

En una red radial, una omisión de disparo para despejar una falla no ocasionará normalmente consecuencias desastrosas ni averías en la operación total de la red, gracias a las funciones de respaldo para despejar fallas y a que con la falla inicial ya de todas formas se ha interrumpido la interconexión o enlace. Un disparo indeseado causará interrupción al usuario, tanto en operación normal como en condiciones de falla del sistema. Un disparo indeseado puede ocasionar pérdidas de generación, pero esto es de menor importancia para la operación de la red siempre y cuando se cuente con generación de reserva.

Generalmente, las redes radiales no tienen redundancia o tienen una redundancia muy baja para la pérdida de líneas y transformadores y una redundancia alta por pérdidas de generación. Por lo tanto, para protección de líneas y transformadores en redes radiales, la seguridad no debe ser despreciada. La fiabilidad obviamente debe ser alta, pero no debe ser favorecida a expensas de la seguridad. La fiabilidad y la seguridad deben ser balanceadas en una red radial y en redes sin o con un bajo grado de redundancia.

En barrajes no redundantes, el disparo de una barra, bien sea indeseado o por una falla en la barra, resulta en una separación de todos los enlaces conectados a la barra. Tal disparo ocasionará un "hueco" en la red y un fuerte disturbio de operación. Las fallas en barras siempre pueden ser aclaradas mediante funciones de respaldo. Aquí, la fiabilidad tiene menor prioridad que la seguridad.

Los arreglos de doble interruptor o de interruptor y medio son redundantes por poseer dos barrajes. El beneficio de los barrajes redundantes depende enteramente de la fiabilidad de despejar fallas en los barrajes; aquí, la fiabilidad debe ser alta. Por otro lado, si solo hay un barraje redundante, disparos indeseados del barraje no fallado durante falla en el otro barraje no son aceptables. Por lo tanto, la fiabilidad y la seguridad deben ser altas y deben ser aproximadamente iguales.

Debido al costo, los sistemas de protección eran más sofisticados para sistemas de transmisión que para sistemas de distribución. Sin embargo, ahora el costo de los relés se ha reducido considerablemente y es fácil encontrar sistemas de 72,5 kV y 123 kV con las ventajas de los esquemas de alta y extra alta tensión.

11.3.4.6 Respaldo

La interrupción selectiva de una falla en un sistema eléctrico origina la intervención de los siguientes aparatos:

- Equipo para la medida de la magnitud (transformadores de corriente, transformadores de tensión con sus circuitos secundarios y elementos de protección, etc.).
- Elementos que establecen y procesan las magnitudes medidas dando respuesta según valores predeterminados (relés, dispositivos de disparo, etc.).
- Equipo de interrupción (interruptores incluyendo su mecanismo de control, etc.).
- Los auxiliares correspondientes (batería y sistemas de corriente continua, compresores de aire, etc.).
- Equipos de comunicaciones y de teleprotección.

Si uno de los elementos de la cadena falla, el sistema de protección no trabaja y la falla continúa hasta presentarse la destrucción de la parte afectada. Para evitar esto, la mayoría de las compañías utilizan el sistema de protección de respaldo en el cual otro sistema de protección y, si es del caso, otros interruptores, toman las funciones de despejar la falla. Por lo tanto, debe haber sistemas de protección e interruptores de respaldo. La cuestión del asunto es definir qué tan sofisticado debe ser el sistema de respaldo.

A los sistemas de respaldo se les asocia una temporización suficiente para que el sistema principal opere, pero no siempre es así; como se precisa más adelante, por razones de respaldo, muchas líneas de alta y extra alta tensión tienen duplicados los sistemas de protección, incluso operando al mismo tiempo (protección principal 1 y 2), en donde la pérdida de seguridad no es tan esencial por la existencia del recierre y las razones ya expuestas. Sin embargo, puede no ser suficiente si el daño está en elementos comunes como puede ser el mismo interruptor.

11.3.4.7 Respaldo remoto

En este esquema, los interruptores y las protecciones que se encuentran en las subestaciones vecinas cumplen también funciones de respaldo. Un ejemplo típico es el respaldo remoto para la protección de barras, realizada por la segunda zona de las protecciones de distancia de las líneas en las estaciones vecinas.

11.3.4.8 Respaldo local

Cuando un sistema de potencia se extiende, se encuentra usualmente que el respaldo remoto no es satisfactorio debido a que resulta en tiempos de despeje de falla muy prolongados, falta de selectividad en el disparo y dificultades en obtener ajustes lo suficientemente sensibles para cubrir ciertas fallas en líneas adyacentes.

Lo anterior originó la introducción del respaldo local. En este esquema, los interruptores y las protecciones de respaldo se encuentran en la misma subestación. Los tipos son:

- a) **Respaldo local de circuito.** Este esquema se caracteriza por usar un sistema de protección en paralelo con el sistema de protección principal y es llamado también sistema redundante. El grado de redundancia difiere de sistema a sistema dependiendo de la filosofía utilizada para despejar la falla.

Inicialmente los sistemas de respaldo local fueron sistemas de protección muy simples, usualmente protección de sobrecorriente (de fases y residual) con prolongados tiempos de operación. En la actualidad se han desarrollado enormemente los sistemas de respaldo local, hasta el punto de tener las mismas funciones y características que el sistema de protección principal, llamándose a los dos sistemas, de protección principal 1 y principal 2, especialmente en líneas.

Dos protecciones principales idénticas, o sea que tienen el mismo principio de operación, tendrán menor fiabilidad y mayor seguridad que cuando tienen diferentes principios de operación ya que siendo diferentes los relés se complementan y se disminuirá la posibilidad de una omisión de disparo pero se suma la probabilidad de ambos principios de tener un disparo indeseado. En forma similar ocurre utilizando esquemas pilotos o de teleprotección iguales o diferentes para cada relé.

Un análisis similar se puede efectuar para incrementar o disminuir el grado de seguridad, colocando los contactos de disparo de los relés de los dos esquemas en paralelo o en serie.

Utilizando tres relés conectados en dos de tres conexiones, tanto la fiabilidad como la seguridad pueden alcanzarse simultáneamente. Tales esquemas son de hecho considerados para líneas de extrema importancia, por ejemplo, para interconexión entre plantas de gran capacidad (varios miles de MW) que se conectan al sistema con muy pocas líneas de transmisión. Sin embargo, tales esquemas difícilmente son justificables económicamente.

Como se mencionó, en redes enmalladas la fiabilidad generalmente es más favorecida que la seguridad, por ejemplo un esquema de protección con dos relés diferentes o complementarios con conexión en paralelo será la mejor opción. El grado de seguridad necesario tendrá que ser obtenido mediante pruebas, autoverificación o monitoreo.

Por otro lado, en las redes radiales la seguridad está generalmente por encima de la fiabilidad y, por lo tanto, el esquema a seleccionar sería el de dos protecciones idénticas, una principal y otra de respaldo (temporizado) o dos relés con sus contactos en serie (no muy frecuente), si la seguridad es un factor primordial.

Algunas protecciones de barras tienen dos relés conectados en serie para cumplir con una alta seguridad. Para obtener también la alta fiabilidad requerida (en instalaciones de barrajes redundantes) puede justificarse una conexión paralela de dos protecciones de barras.

Equipo de alta tensión, como interruptores y transformadores de instrumentación, normalmente no se duplica debido a su alto costo; sin embargo, los interruptores son provistos con doble bobina de disparo y los transformadores de instrumentación con núcleos o devanados independientes.

Aunque normalmente no se emplean dos bancos de baterías, los sistemas de cableado y distribución de corriente continua son independientes y por esto la protección principal 1 se asocia sólo a una bobina de disparo y a un circuito de alimentación y la protección

principal 2 a la otra bobina y a otro circuito independiente. La forma general de conexión de este esquema se ilustra en la Figura 11.7.

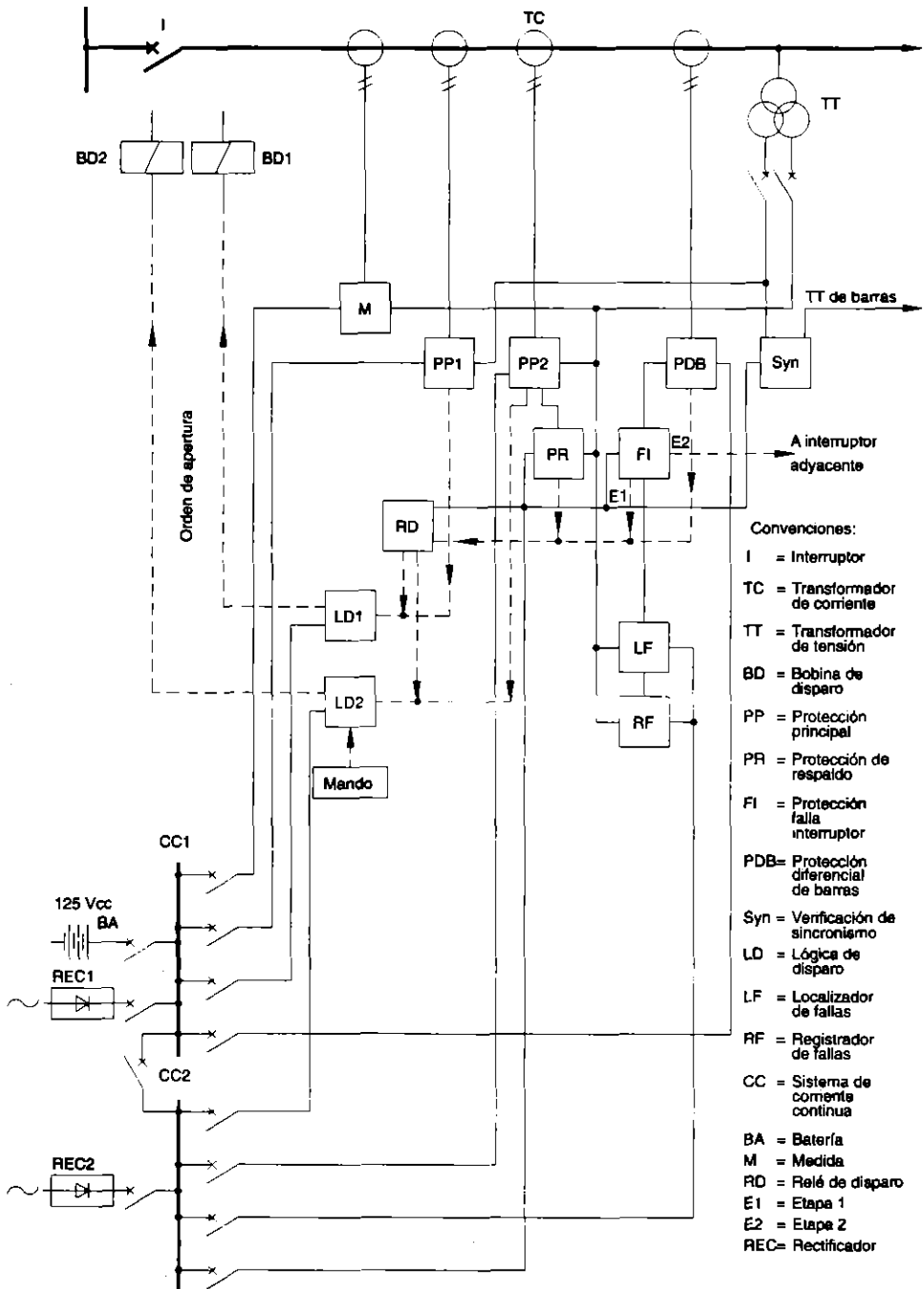


Figura 11.7 – Esquema general de protecciones

- b) Respaldo local por falla interruptor. Contra una falla de apertura del interruptor que debió aclarar una falla del sistema de potencia, se utiliza una protección de falla del interruptor que asegura el disparo de los interruptores adyacentes necesarios para despejar la falla. Algunas veces, según la configuración de la subestación, es necesario enviar señales de disparo remoto a interruptores de subestaciones adyacentes para poder lograr un despeje de falla completo.

Una descripción más detallada de este tipo de protección se incluye en un numeral posterior.

- c) Respaldo local de subestación. En este esquema, el respaldo se encuentra en los otros circuitos de la misma subestación y, por lo tanto, no depende del mismo circuito fallado. Un ejemplo es el relé de sobrecorriente de un alimentador de transformador, con los relés de sobrecorriente de los circuitos radiales. Otro lo conforma la zona de reversa (3 ó 4) de los relés de distancia de las líneas, que normalmente se aplican como respaldo de la protección diferencial de barras.

11.3.4.9 Criterio de selección: falla n-1 en sistemas de protección

El criterio *n-1*, similar al aplicado en planeamiento de sistemas de potencia, sirve para dimensionar el sistema de protecciones de respaldo. Las consideraciones a seguir son las siguientes:

- Suponer que una línea o un transformador está fuera de servicio.
- Suponer que un cortocircuito aparece en el sistema de potencia: trifásico, bifásico o monofásico.
- Suponer que se presenta una de las siguientes fallas asociadas al sistema secundario de protecciones: pérdida de señal desde un transformador de tensión o de corriente, falla en el relé que debería disparar, falla en un circuito de corriente continua, apertura de un circuito de disparo del interruptor o falla en este equipo para operar.
- Verificar que la falla será aclarada, sea que ocurra en cualquier parte: en una línea, en barras o en uno de los lados de un transformador de potencia.
- Verificar que sean aclaradas en un tiempo satisfactorio, de acuerdo con los requerimientos de estabilidad y de soporte de los equipos.
- Adicionar protecciones principales o de respaldo hasta que todas las fallas sean aclaradas oportunamente.

Es importante, cuando se hace el análisis por primera vez, hacerlo solo con varios estados de generación, considerar si las protecciones en la salida de un transformador requieren cambios de ajuste, si es necesario considerar fallas de alta impedancia o fallas monofásicas en sistemas no aterrizados.

11.3.4.10 Posibilidad de mantenimiento

Actualmente es indispensable poder realizar pruebas a las protecciones sin que sea necesario sacar de servicio los equipos. Por esto, las protecciones se deben suministrar con bloques de prueba que permitan aislar las señales de corriente y de tensión y aislar los disparos.

Esencialmente se debe contar con sistemas de protección redundantes que permitan sacar de servicio la protección sin dejar desprotegidos los equipos. Si las intervenciones son

por corto tiempo (horas) se acepta que la protección sea realizada por protecciones de respaldo. Por ejemplo, para efectos de esta discusión, no son necesarias dos protecciones diferenciales de transformador si existen protecciones de sobrecorriente en los devanados de alta y baja tensión, complementando las protecciones mecánicas.

11.3.5 Protecciones integradas o multifuncionales

Las protecciones integradas aparecen gracias al desarrollo de los microprocesadores. Una sola protección puede incluir muchas funciones; incluso se pueden confundir las funciones de protección principal y de respaldo, sin embargo no se puede abusar de la integración ya que se pierde la redundancia cuando la falla es del *hardware* o del *software* del relé o de sus equipos asociados.

Por lo tanto, la integración de funciones es conveniente cuando entre ellas se complementan para evitar que una falla o anomalía no sea detectada. Por ejemplo, la función de distancia se complementa con relés de sobrecorriente direccional de tierra (67N) para cubrir todos los tipos de fallas en líneas, incluyendo las fallas a tierra de alta impedancia y se pueden integrar en un solo relé; se espera que las protecciones de respaldo con los requerimientos ya mencionados se provean en, por lo menos, un relé separado.

Por otra parte, la tecnología actual permite integrar las funciones de protección con las funciones de control: enclavamientos de bahía, nivel de adquisición de señales y posición de equipos, etc., en donde se pueden tener unidades redundantes e idénticas por salida, lo cual parece tener un atractivo económico, partiendo del hecho de que no hay compromiso en los tiempos ni en el número de contactos de operación.

Un esquema comúnmente usado consiste en emplear una unidad de control con funciones de protecciones de respaldo y un relé de protección principal con funciones mínimas de control, como por ejemplo, el comando de los interruptores. De esta manera se crea un mutuo respaldo entre los sistemas de control y protección.

Esta integración exige una conveniente capacitación y trabajo en equipo al interior de una empresa de transmisión para evitar conflictos y perjuicios entre el personal de protecciones y el de control. La frontera de responsabilidades se facilita cuando los relés cuentan con diferentes niveles de acceso y sus respectivas claves de seguridad.

11.3.6 Evaluación económica

Un conocimiento exacto de los riesgos de falla es la condición previa para la concepción de un dispositivo de protección económicamente rentable y técnicamente óptimo.

Conociendo las estadísticas de los daños en los años precedentes, es posible obtener las indisponibilidades promedio por unidad de tiempo (año), las cuales permiten cifrar el riesgo en unidades monetarias e implican:

- Material defectuoso
- Gastos de reparación (trabajo)
- Pérdida de energía
- Peligro para hombres y animales.

En la actualidad, las estadísticas facilitan el cálculo de la probabilidad de las fallas para cada parte de una instalación eléctrica; por ejemplo, para redes alemanas a 220 kV se calcula que el número de fallas varía entre 0,2 y 1 salidas - año por cada 100 km de línea, mientras que en países de América Latina puede ser 5 ó 10 veces mayor y, en algunos casos particulares, mucho mayor.

En el cálculo del precio de un dispositivo de protección, no sólo hay que tener en cuenta el precio de compra del propio relé, también se debe tener en cuenta el precio proporcional de todos los aparatos asociados al mismo (transformadores de instrumentación, batería, etc.). La proporción depende de su utilización en la protección considerada y de los gastos de explotación (mantenimiento, controles periódicos y disparos indeseados eventuales provocados por la protección y que dan lugar a falta de energía).

Si se compara ahora el valor total del riesgo para una instalación con la prima (costo total del dispositivo de protección), hay que examinar de cerca el factor duración de la falla, es decir, el tiempo de disparo de la protección. Es muy posible que una protección más costosa pero con un tiempo de disparo más corto, reduzca el riesgo de daños en los equipos del sistema de forma tal que resulte finalmente la solución más económica.

Si no se quieren emprender investigaciones detalladas se puede asumir con un alto grado de acierto que, debido al bajo costo de las protecciones modernas, no vale la pena correr riesgos. Algunos fabricantes ofrecen más funciones por un valor mayor mientras que otros fabricantes incluyen por defecto en sus relés todas sus posibilidades. Se recomienda en todo caso especificar desde el principio todas las características deseadas ya que cualquier adición posterior, abre la puerta a reclamaciones.

11.3.7 Especificación

Comprar una protección implica, por lo menos, especificarla indicando como mínimo las siguientes características de acuerdo con las previsiones de la instalación (los valores entre paréntesis son ejemplos):

- Equipo destinado a proteger: línea, transformador, etc.
- Características de operación (por sobrecorriente seleccionable, inversa, extremadamente inversa, etc.)
- Otras funciones incluidas (diferencial, etc.)
- Tensión de alimentación 125 Vcc (tendencia americana) o 110 Vcc (tendencia europea)
- Tipo: numérico
- Corriente asignada de entrada: 1 ó 5 A
- Tensión asignada de entrada (115 V $\pm$ 10%)
- Rango mínimo de ajustes: según cada función y la aplicación
- Número de contactos de disparo para mínimo 10 A y constante de tiempo de 5 ms (permite la operación de bobinas de disparo de grandes interruptores) (6)

- Número de contactos para señalización y control, programables (20)
- Mínimo número de grupos de ajustes (3)
- Puerto de acceso frontal (1)
- Puertos de acceso posterior (2)
- Protocolo para integración al sistema de control (IEC 60870-5-3)
- Protocolo para el sistema de gestión (IEC 60870-5-1)
- Registro de eventos, de fallas y osciloperturbografía (si reemplazan los registradores de falla se deben indicar parámetros mínimos como frecuencia de muestreo, umbrales de activación, canales y tiempos de pre y postfalla)
- Monitoreo continuo y contacto de señalización (sí)
- Incluye todo los programas de supervisión y análisis de fallas (sí)
- Incluye bloques de prueba (detallar el tipo deseado)
- Montaje (tipo *flush* para *rack* de 19").

El proveedor debe confirmar esta información y, por lo menos, indicar marca, modelo, referencia, país de origen, y consumos en reposo y en operación de la alimentación y de los circuitos de tensión y corriente.

11.3.8 Tendencias

11.3.8.1 Relés adaptativos

Son relés que de manera automática cambian sus ajustes, de acuerdo con la configuración del sistema, con el fin de obtener el mejor desempeño posible en caso de una falla.

El caso más simple lo conforman los relés que poseen varios grupos de ajuste y en los cuales se habilita uno de los grupos dependiendo de la posición de uno o algunos contactos de entrada que reproducen el estado de un equipo externo.

Una aplicación concreta puede ser el relé de recierre de un circuito que no permita el intento de recierre trifásico cuando el circuito paralelo esté por fuera de servicio.

11.3.8.2 Relés basados en redes neuronales

Contrario a lo que se piensa, los relés con algoritmos basados en redes neuronales están orientados a simplificar el procesamiento. Mediante las ecuaciones generales de aprendizaje se pretende entrenar al relé para que reconozca cuales son los disparos exitosos y cuales no.

Los desarrollos no han alcanzado un nivel comercial en parte porque las soluciones convencionales basadas en la solución analítica de las fallas han reportado un nivel satisfactorio en la mayoría de los casos.

11.4 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

11.4.1 Consideraciones generales

Los transformadores se clasifican según su ubicación en el sistema de potencia, esto es: transformadores de generadores (*step-up*), transformadores de distribución y transformadores de transmisión o del sistema, estos últimos para transformaciones entre redes.

Pueden ser bancos monofásicos o unidades trifásicas, autotransformadores o transformadores de devanado completo y su diseño en términos generales puede ser tipo *shell* (tendencia originada en Estados Unidos) o tipo *core* (tendencia europea), lo cual afecta la forma en la que se producen los esfuerzos dinámicos cuando ocurren los cortocircuitos; también el tipo de núcleo afecta el contenido de armónicos durante las energizaciones.

Sin embargo, en términos prácticos y gracias a las protecciones numéricas, poco afectan estas variantes la selección del sistema de protecciones y, con las posibilidades de ajuste, fácilmente se acoplan las funciones del relé al tipo de conexión (delta o Y). El número de devanados generalmente sí tiene incidencia en el costo.

El esquema general de protección se ilustra en la Figura 11.8. Otro relé complementario que se utiliza con frecuencia en transformadores importantes cubre la protección diferencial residual e incluso relés de impedancia.

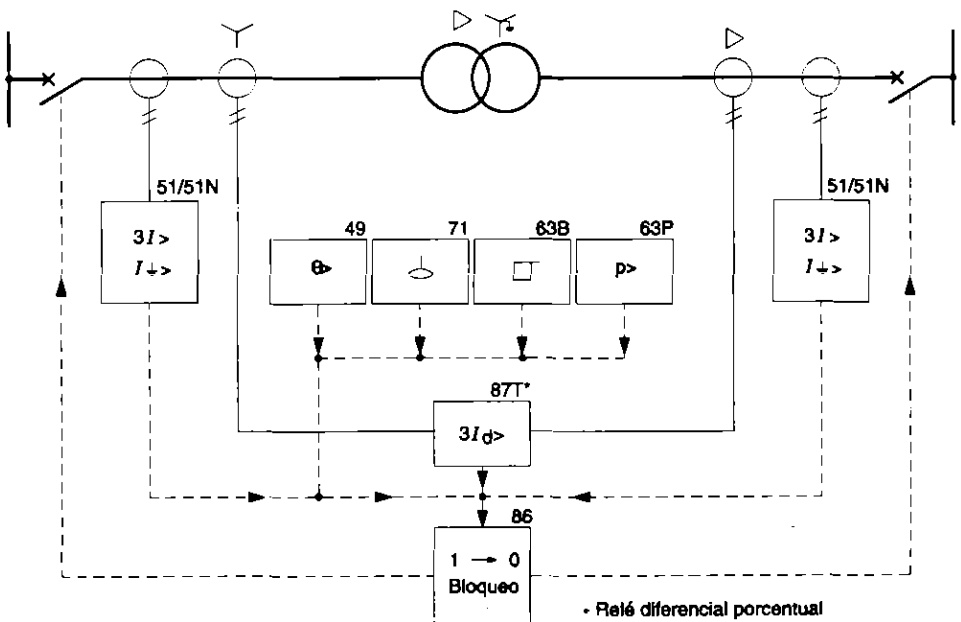


Figura 11.8 – Esquema de protección de transformador

11.4.2 Tipos de fallas

Las estadísticas de la IEEE desde 1975 hasta 1982, en un universo de 1127 transformadores, reflejan la siguiente distribución de las fallas en los transformadores de potencia aplicados en sistemas de transmisión:

- Fallas en los devanados: 51%
- Fallas en el cambiador de tomas: 19%
- Fallas en los bujes: 9%
- Fallas en las cajas de conexión: 6%
- Fallas en el núcleo: 2%
- Fallas misceláneas: 13%.

Una situación particular es que las fallas entre espiras en los devanados producen una corriente menor del 10% de la corriente nominal; la máxima corriente de falla normalmente se produce con la falla del buje de alta tensión. Las tasas de fallas anuales oscilan entre el 1% y el 4%, presentándose un incremento entre mayores sean los niveles de tensión.

Con más detalle, el sistema de protección debe cubrir las siguientes fallas:

- Cortocircuitos internos a tierra entre fases
- Cortocircuitos externos a tierra o entre fases
- Fallas entre espiras
- Limitar las corrientes de fallas pasantes, es decir, fallas en un nivel de tensión alimentadas desde la generación del otro nivel de tensión
- Limitar la temperatura del aceite al máximo permitido
- Limitar el punto más caliente de los devanados al máximo permitido
- Prevenir ruptura del tanque del transformador durante fallas internas
- Considerar las fallas del equipo de maniobra
- Limitar la sobreexcitación del núcleo del transformador.

11.4.3 Esquema de protección

La protección más comúnmente utilizada para proteger transformadores de potencia es la diferencial del tipo porcentual (87T). Sus características son:

- Su zona de protección cubre hasta los transformadores de corriente (TC's) que la alimentan
- Protege contra cortocircuitos internos con medianas o altas corrientes
- Protege contra cortocircuitos externos en su zona de protección
- Disparo suficientemente rápido (menor de 3 ciclos) que minimiza los problemas de estabilidad.

- Confiable; los disparos generalmente corresponden a fallas del propio transformador, excepto cuando ha sido mal conectada o ajustada, lo cual sucede con mucha frecuencia durante su puesta en servicio.
- Si es el único relé, no se puede someter a mantenimiento con el transformador energizado
- Protege parcialmente contra la sobreexcitación; lo hace para valores muy elevados
- No cubre contra daños térmicos por fallas pasantes, ni sirve de respaldo
- No detecta cortocircuitos internos de baja corriente (cercaos al neutro)
- No cubre fallas entre pequeñas porciones de espiras
- No protege contra elevaciones de temperatura, ni ruptura del tanque ni fallas del interruptor.

Como se observa, la protección diferencial cumple una función de protección muy conveniente pero se debe combinar con protecciones mecánicas y otras protecciones eléctricas que normalmente son protecciones de sobrecorriente de alta tensión, sobrecorriente de baja tensión, e incluso en algunos países, acostumbran usar protecciones de distancia para protección de los transformadores.

Ya que los relés diferenciales numéricos proveen funciones de sobrecorriente de alta y baja tensión, existe un mejor cubrimiento; sin embargo, estas funciones complementarias se deben dejar como respaldo de relés de sobrecorriente independientes con el fin de no reducir la confiabilidad del sistema de protecciones eléctricas y permitir las pruebas de mantenimiento de los relés.

Cuando los transformadores son energizados se produce la corriente de magnetización inicial (*inrush*), la cual aparecerá como una corriente diferencial en el relé haciendo que la protección diferencial opere. La corriente de magnetización inicial está compuesta por muchas armónicas, siendo la segunda armónica la más significativa. Es así como la protección diferencial se bloquea con presencia de la segunda armónica en el momento de la energización y así evita un disparo indeseado. También se usan filtros de la componente continua.

Igualmente, cuando el núcleo está sobreexcitado porque la tensión del sistema es alta y su frecuencia baja (V/Hz), aparece una corriente diferencial con un gran contenido del quinto armónico. Para evitar disparos innecesarios en niveles tolerables, la protección se debe bloquear en presencia de esta componente.

Cuando se tienen transformadores con los devanados en una conexión estrella-delta es necesario compensar en la protección diferencial el desfase que este tipo de conexión introduce. También por la conexión de transformadores de corriente de diferente relación entre devanados que no se compensan suficientemente por la relación del transformador de potencia. La componente de secuencia cero también debe ser eliminada para evitar la operación instantánea del relé por fallas monofásicas externas.

Esto lo pueden efectuar actualmente las protecciones numéricas sin necesidad de transformadores auxiliares de corriente, tal como se hacía anteriormente.

Como se mencionó, la protección diferencial se complementa con relés de sobrecorriente tanto de fase como residuales (51/51N) y del tipo tiempo inverso (el relé de fase se considera más una protección de respaldo contra fallas externas del transformador).

Adicionalmente se tienen las protecciones propias del transformador, como la térmica (49) para sobrecargas, la Buchholz (63B, opera atrapando el gas que resulta de alguna anomalía) y de presión (63P, válvula de alivio de presión) para fallas internas, el nivel de aceite (71) para detectar pérdidas de aceite, etc.

Cuando se tienen autotransformadores con el terciario no cargable no es necesario involucrarlo en la protección diferencial, ésta puede ser del tipo alta impedancia conectada en transformadores de corriente con la misma relación; ubicados en los terminales de los devanados serie y común y en el terminal del neutro (antes del punto de formación de la estrella). El terciario se protege aterrizando una punta de la delta y colocando un relé de sobrecorriente en la conexión a tierra, tal como se ilustra en la Figura 11.9a. Cuando el terciario es cargable, es necesario incluirlo en la zona de protección de la diferencial y por lo tanto se deben utilizar relés diferenciales del tipo porcentual, involucrando los transformadores de corriente de dicho devanado, como cualquier transformador de tres devanados; la Figura 11.9b ilustra un esquema típico para esta conexión diferencial [Westinghouse (1976)].

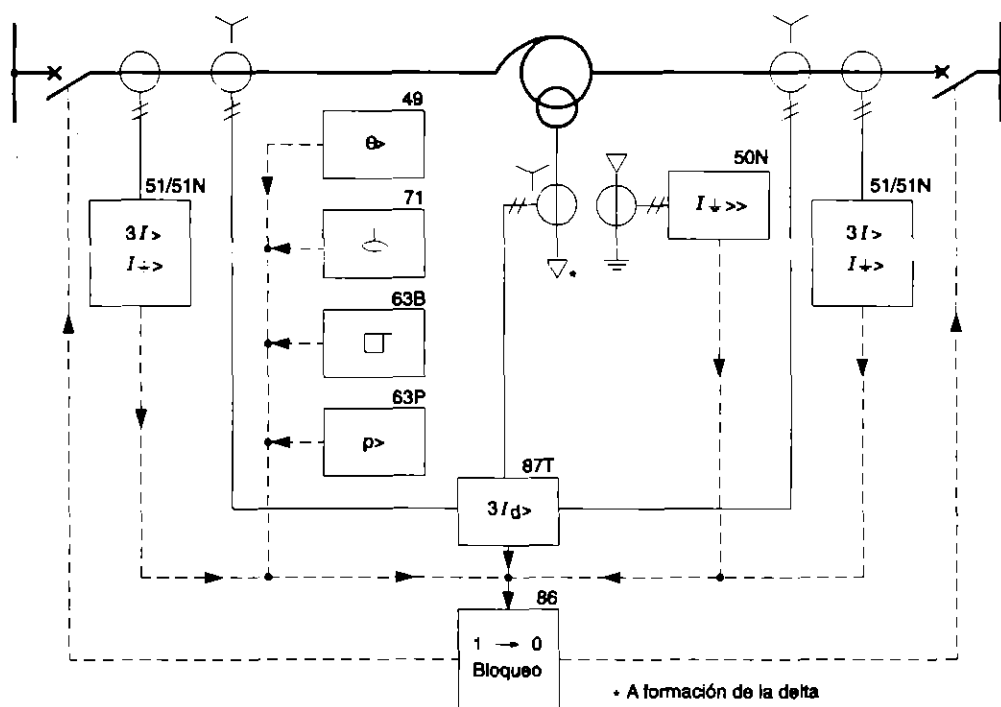


Figura 11.9a – Protección de autotransformadores terciario descargado

transformador o autotransformador y cada patio de conexión, tal como se ilustra en la Figura 11.10b.

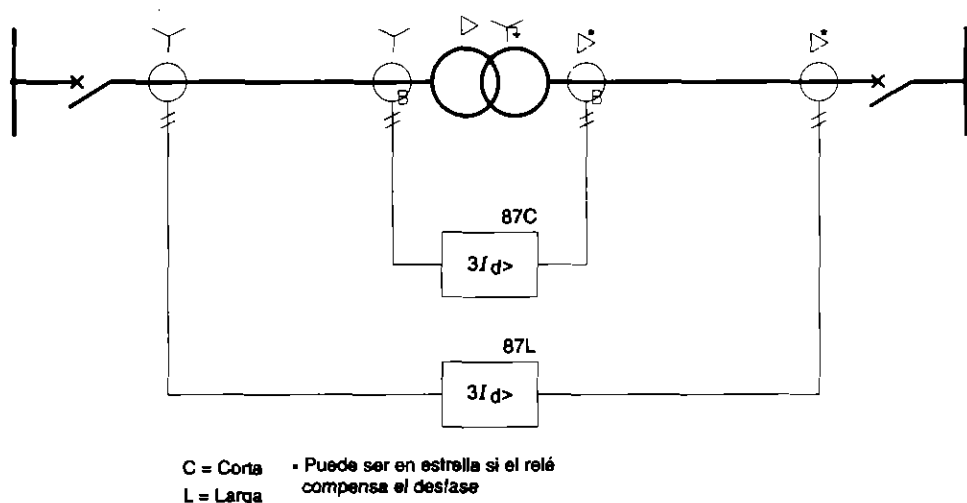


Figura 11.10a – Protección conexión y transformador con dos diferenciales porcentuales

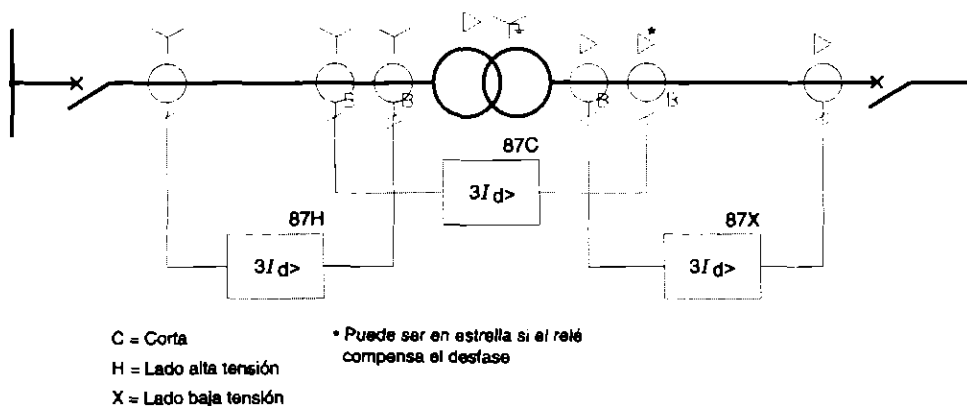


Figura 11.10b – Protección diferencial corta porcentual más dos diferenciales de alta impedancia

Tal como se observa en las figuras de protección de transformadores, todas las órdenes de disparo de los diferentes relés de protección van a los interruptores a través de un relé de disparo y bloqueo (86). Este relé, como su nombre lo indica, dispara los interruptores bloqueándolos, evitando que sean cerrados nuevamente hasta que no haya una reposición intencional.

En algunas ocasiones, el interruptor del lado de alta tensión es eliminado por razones de economía y el despeje de la falla lo efectúa el interruptor de la subestación adyacente. En este caso, la protección del transformador debe enviar una señal de teledisparo o disparo transferido a la subestación remota vía un sistema de telecomunicación. En caso de una falla

interna en el transformador, se enviará (adicionalmente a la señal de disparo) una señal de bloqueo que impida el cierre del interruptor, tal como se ilustra en la Figura 11.11.

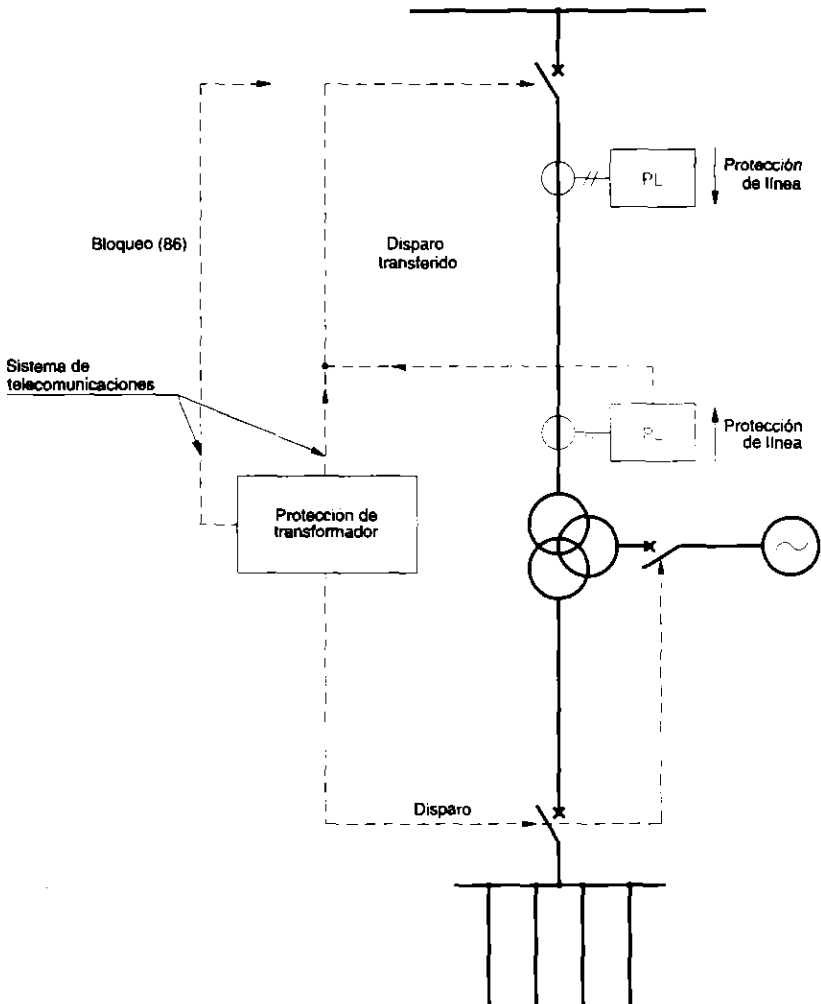


Figura 11.11 – Sistema de protección de transformador economizando el interruptor del lado de alta tensión

Los fabricantes presentan en sus catálogos recomendaciones de ajuste. Los principales criterios son:

- Relé diferencial (87T): normalmente los relés diferenciales porcentuales tienen una pendiente ajustable entre el 20% y el 50%. Para la selección de la pendiente es necesario tener en cuenta el rango de variación del cambiador de tomas, siendo necesario, en la mayoría de los casos, ajustar la pendiente por encima del 30%.
- Relé de sobrecorriente de tiempo inverso (51): el ajuste de corriente de los relés de sobrecorriente normalmente es entre el 130% y el 150% de la corriente asignada. La curva de tiempo en el lado de la fuente (desde donde se energiza el transformador) debe

coordinarse con la corriente de magnetización inicial del transformador (*inrush*) y con los relés del lado de baja tensión. También se encuentran en el mercado relés de sobrecorriente con restricción de segunda armónica que no requieren coordinación con la corriente de magnetización inicial. En el lado de baja tensión o de la carga, la curva del relé se debe coordinar con los relés de la carga.

- Relé de corriente residual (51N): ya que todos los transformadores de potencia son cargados balanceadamente, el relé de corriente residual se puede ajustar entre el 20% y el 40% de la corriente asignada. En el lado de alta tensión la curva de tiempo puede ser la mínima cuando existe independencia entre las secuencias cero del lado de alta y baja (ejemplo conexión estrella, delta), mientras que en el lado de baja tensión se debe coordinar con los relés residuales de la carga.
- Relé instantáneo de sobrecorriente (50): muchas empresas no los habilitan por la cantidad de falsos disparos que han producido. Si se ajustan, se hace con los relés instantáneos de sobrecorriente localizados en el lado fuerte y se deben ajustar 25% por encima del valor pico de la corriente máxima instantánea de falla que circula a través del transformador, es decir, por una falla en bujes del lado opuesto. Este ajuste debe estar por encima de la corriente de magnetización inicial del transformador.

Los transformadores con conexión zigzag utilizados para la puesta a tierra de los sistemas flotantes tienen un sistema de protección similar al ilustrado en la Figura 11.9b. Cuando estos transformadores se conectan dentro de la zona de protección del relé diferencial del transformador de potencia, se deben tener ciertas precauciones [Ramírez (1987)].

11.5 PROTECCIÓN DE REACTORES DE DERIVACIÓN

Los reactores en derivación son utilizados para regular la tensión de una red. Se conectan normalmente en las líneas de alta tensión de tal forma que compensen la generación de reactivos. Los secos son limitados a niveles de media tensión, mientras que los de alta y extra alta tensión son en aceite y pueden ser de dos tipos: sin núcleo o con núcleo discontinuo o *gaps*.

En muchos casos, los reactores no tienen interruptores; por lo tanto, el sistema de protección debe, en caso de una falla en el reactor, enviar una señal de disparo directo o teledisparo a los extremos de la línea, tal como se ilustra en la Figura 11.12.

El sistema de protección de reactores tiene similitud con el de los transformadores o autotransformadores, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones: el relé diferencial puede ser del tipo alta impedancia y los relés de sobrecorriente, para acomodarse a las corrientes de magnetización inicial (*inrush*), conviene que sean de tiempo definido para los tipos núcleo (*core*) y del tipo tiempo inverso para el tipo acorazado (*shell*). El relé de sobrecorriente debe ajustarse a 1,5 veces la corriente asignada.

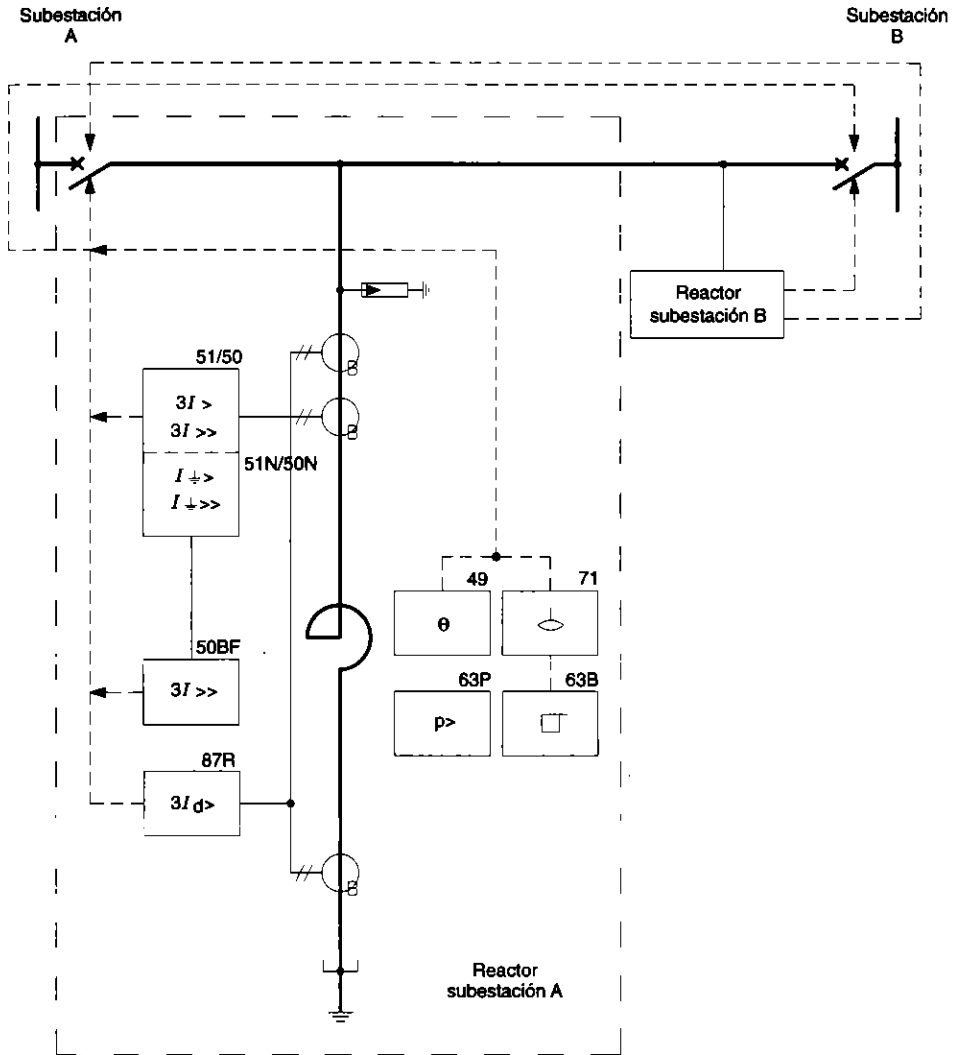


Figura 11.12 – Sistema de protección de reactores

11.6 PROTECCIÓN DE BANCOS DE CONDENSADORES

En sistemas de transmisión se emplean compensaciones serie o derivación para reducir el impacto de líneas largas (alta reactancia inductiva), para sustentar los niveles de tensión y el suministro requerido de potencia reactiva. Su aplicación en sistemas de transmisión se ha extendido a través de los compensadores estáticos SVC.

La mayor debilidad de los condensadores se produce frente a las sobretensiones; en el caso de la compensación serie, ésta aparece con el evento de un cortocircuito en la línea.

Es importante resaltar que la protección de los bancos usados en compensación serie se realiza dando orden de cierre del interruptor de *by-pass* o paso directo (Figura 11.13).

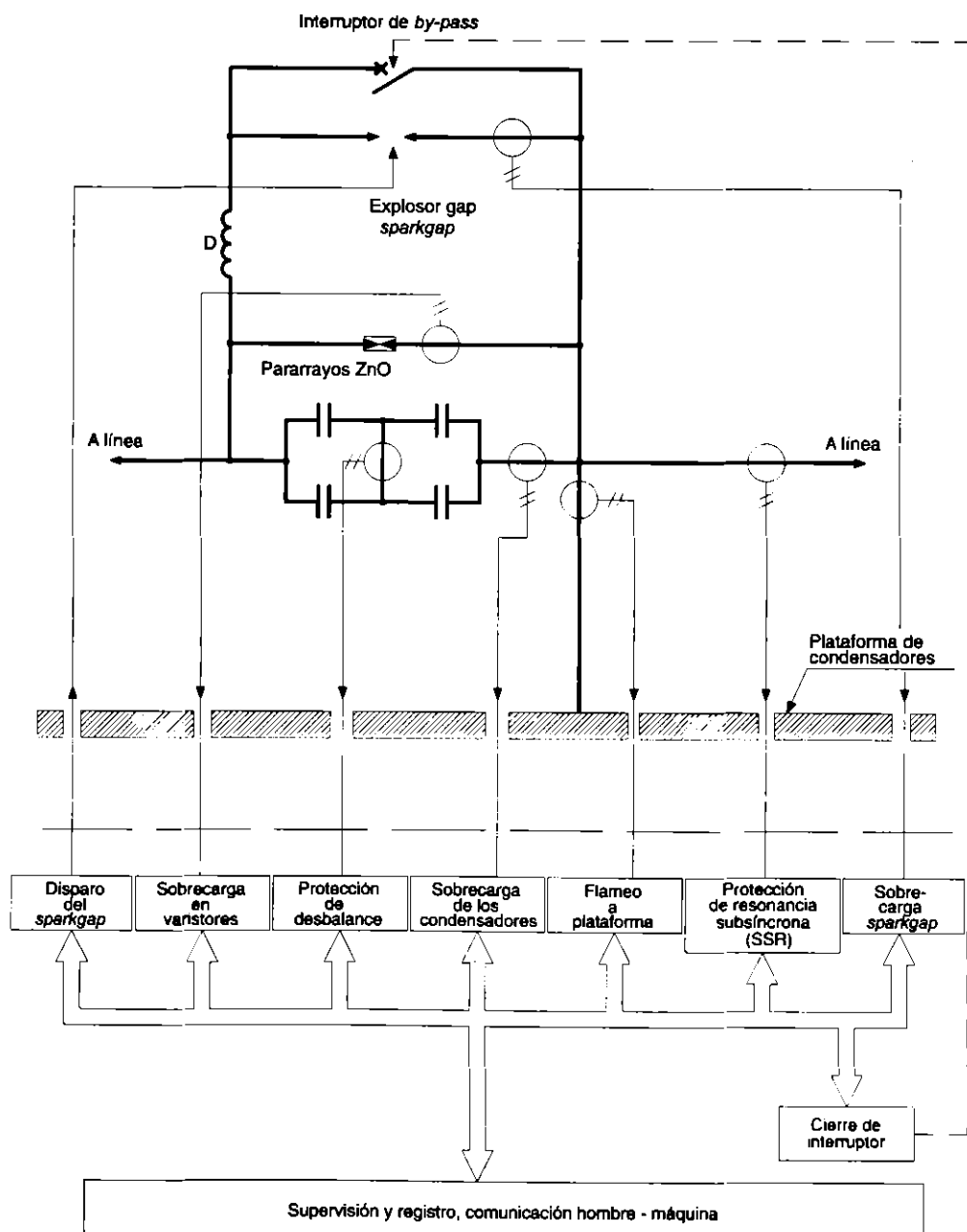


Figura 11.13 – Protección de bancos de condensadores en serie

11.6.1 Protección individual de condensadores

Un banco de condensadores está conformado por la unión serie-paralelo de contenedores estándar de cada fabricante que, normalmente, conforman una H. Estos contenedores a su vez contienen uniones serie-paralelo de pequeños condensadores.

La protección individual de los condensadores se puede hacer de dos maneras:

- Fusibles internos en cada contenedor, protegiendo cada uno de los elementos
- Fusibles externos protegiendo cada contenedor o grupo de contenedores.

En el primer caso, la falla de un solo elemento no produce la salida de todo el contenedor mientras que en el segundo sí, pero este último tiene la ventaja de que el contenedor fallado se ve fácilmente y protege contra fallas en los bujes y conexiones del contenedor.

11.6.2 Protección de desbalance

Se obtiene usando un transformador de corriente entre dos ramas idénticas del banco; al presentarse una falla en una de ellas la corriente de desbalance activa un relé. Con esta protección se cubren:

- Detección de quema de fusibles, internos o externos
- Detección de cortocircuitos entre los bujes de los contenedores
- Detección de condensadores defectuosos
- Por las configuraciones serie-paralelo, cuando se presenta un cortocircuito, se producen sobretensiones en los condensadores sanos; con esta protección se evita que esta situación perdure.

Normalmente se suministran con un primer nivel temporizado para dar alarma, y un segundo nivel para disparo, evitando que la sobretensión sobre los condensadores sanos supere el 10%. Sus ajustes deben considerar los umbrales naturales de desbalance para evitar falsos disparos.

11.6.3 Protección contra sobretensiones

Se emplean pararrayos de ZnO y algunos fabricantes utilizan explosores (*gaps*), aunque se limita su uso por las implicaciones de mantenimiento y velocidad.

Por la energía requerida, en los bancos de compensación serie se requieren bancos de varistores y se acostumbra protegerlos con protecciones especiales que poseen un modelo térmico que permanentemente calcula la energía que disipa y que absorbe el banco de varistores. En muchas configuraciones se emplean explosores que se activan electrónicamente sirviendo como protección de respaldo al banco de varistores.

11.6.4 Otras protecciones de la compensación serie

Contra sobrecargas se emplean relés de sobrecorriente de tiempo inverso ajustados también a niveles de alarma y disparo. En algunas aplicaciones se requiere una protección de resonancia subsíncrona (SSR), la cual opera al presentarse una oscilación de frecuencia por debajo de la frecuencia sincrónica de 60 Hz.

En los bancos de compensación serie se emplean protecciones contra fallas del aislamiento de la plataforma, protección por pérdida de alimentación en la plataforma, falla del interruptor de *by-pass* y discrepancia de polos.

11.6.5 Protección de bancos de condensadores en derivación

El esquema de protección de condensadores en derivación depende en buena parte de la forma de conexión del banco, la cual puede ser en estrella o doble estrella con neutro flotante, en estrella o doble estrella con neutro a tierra o en delta. Estos bancos generalmente están equipados con una bobina en serie para limitar la corriente de energización, aunque dicha función puede también ser realizada por el Equipo de Mando Sincronizado (EMS), pudiéndose en estos casos prescindir de la bobina [IEEE Std C37.99 (1990)].

11.6.5.1 Protección de desbalance del banco de condensadores

La protección de desbalance en los bancos de condensadores es de gran importancia ya que detecta las asimetrías que se presentan en éstos, originadas principalmente por la quema de fusibles de los condensadores o por cortocircuitos con elementos tales como los bastidores de soporte del banco. Como se mencionó anteriormente, el método de detección de los desbalances depende principalmente del esquema de conexión y configuración del banco. Algunos de los esquemas de conexión más utilizados son:

- **Conexión en doble estrella con neutro flotante:** en este esquema el banco está compuesto por dos estrellas cuyos neutros se conectan entre sí. En la conexión de los neutros se coloca un transformador de corriente y, mediante un relé en el secundario de éste, se detecta cualquier corriente que circule por dicha conexión, la cual es originada por el desbalance que se produzca en cualquiera de los componentes del banco. En general, dichos relés poseen dos etapas de operación; una primera etapa para alarma y una segunda para disparo (Figura 11.14).

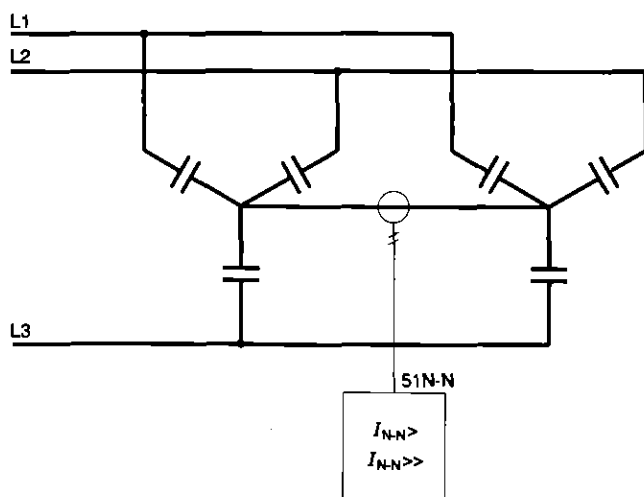


Figura 11.14 – Protección de bancos de condensadores en doble estrella con neutro flotante

- **Conexión en estrella simple con neutro flotante:** para este tipo de arreglo el desbalance en alguna de las ramas del banco se puede detectar por la aparición de una

diferencia de tensión entre el neutro de la estrella y la tierra, para lo cual se coloca un transformador de tensión entre estos dos puntos. Un relé de tensión conectado en su secundario detectará los posibles desbalances en alguna de las ramas. Para garantizar una correcta operación, el relé debe insensibilizarse contra desbalances originados por diferencias de tensión entre las fases del barraje al que se encuentre conectado el banco de condensadores y sólo debe actuar ante desbalances por fallas en el banco (Figura 11.15).

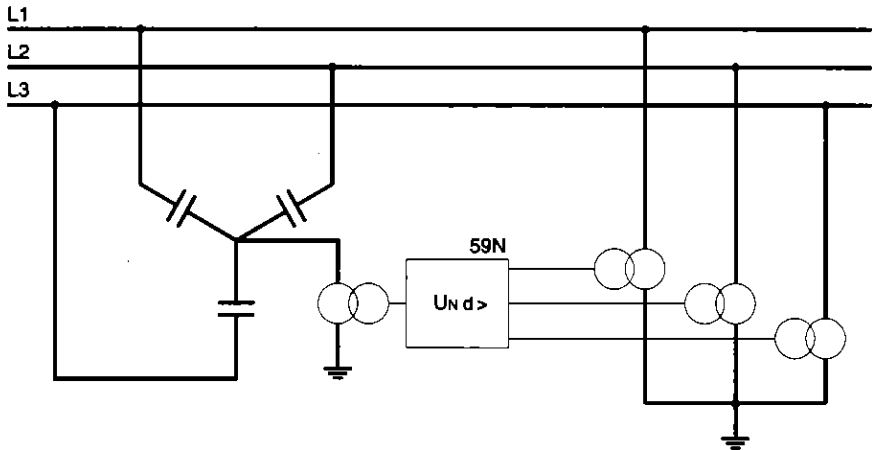


Figura 11.15 – Protección de bancos de condensadores en estrella simple con neutro flotante

- **Conexión en estrella simple con neutro a tierra:** los desbalances producidos en los bancos que poseen este tipo de conexión se pueden detectar por la medición de la corriente que fluya en la conexión a tierra (Figura 11.16).

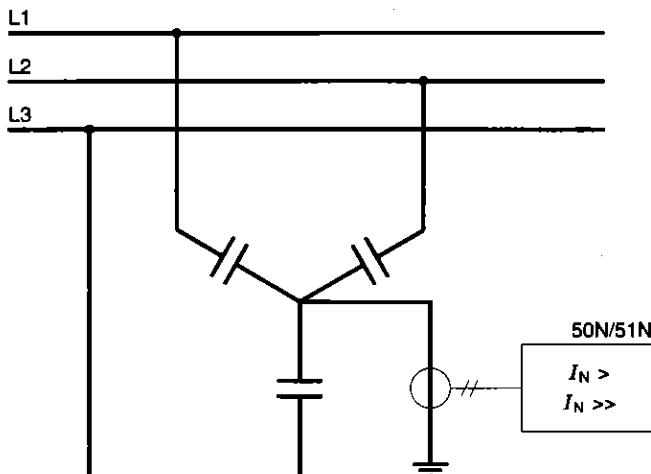


Figura 11.16 – Protección de bancos de condensadores en estrella con neutro aterrizado

Existe, además de los anteriormente mencionados, una gran variedad de esquemas para detectar los desbalances producidos en los bancos de condensadores, algunos de los cuales se ilustran en la Figura 11.17.

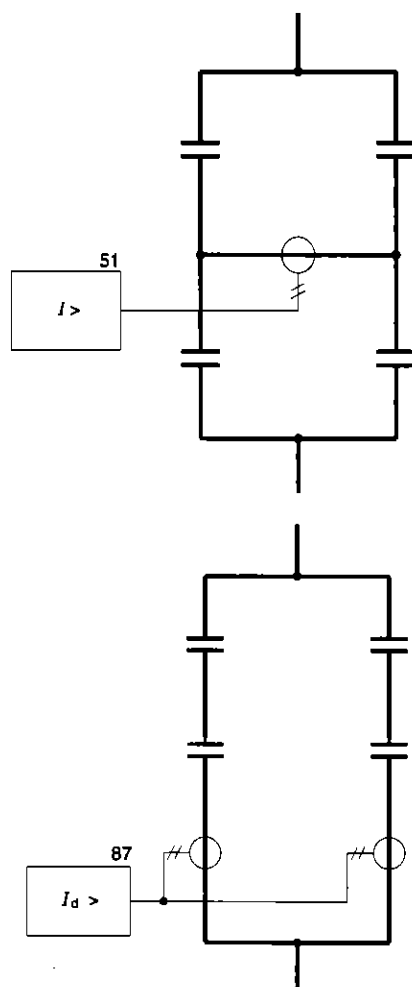


Figura 11.17 – Otros esquemas de protección de desbalance para bancos de condensadores

11.6.5.2 Protección contra sobrecarga y cortocircuito

Las sobrecargas en los bancos de condensadores son causadas principalmente por las sobretensiones que se presentan en el sistema al cual se encuentran conectados. En general, los condensadores pueden soportar hasta el 110% de su tensión nominal en forma permanente.

Adicionalmente, el banco requiere ser protegido contra cortocircuitos y fallas a tierra. Esta protección se logra mediante la utilización de relés de sobrecorriente de fase y tierra con etapas de operación inversa, para protección de sobrecargas, e instantánea para protección contra cortocircuitos (Figura 11.18).

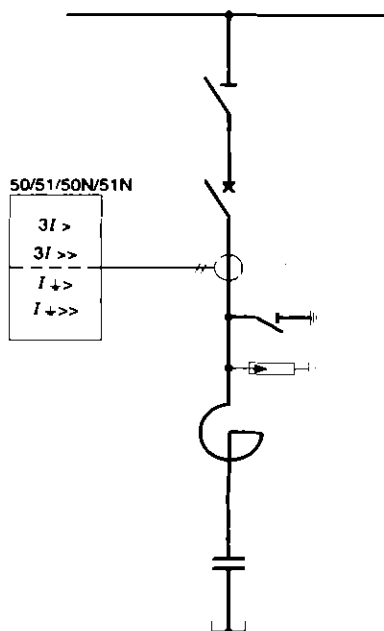


Figura 11.18 – Protección contra sobrecarga y cortocircuito de bancos de condensadores

11.7 PROTECCIÓN DE BARRAS

Las fallas en barras son usualmente causadas por flameos en el equipo de alta tensión y por desprendimiento de cables en la subestación. Algunas veces las fallas son causadas cuando el equipo de puesta a tierra es maniobrado sobre las barras energizadas (error humano).

Si no hay protección de barras, una falla en barras será despejada por la protección de las líneas en las subestaciones adyacentes en segunda zona (0,5 s) y la protección de respaldo de los transformadores en la misma subestación requiere más o menos el mismo tiempo para despejar la corriente de falla circulando por los transformadores.

En un sistema de transmisión, este tiempo de interrupción no es satisfactorio. Si se utiliza protección de barras, no solamente se reducirá el tiempo de interrupción, sino que adicionalmente se mejorará el entendimiento de lo que sucede en el sistema, acelerando la toma de decisiones por parte del operador de red.

Hoy en día, casi todos los sistemas de protección de barras se basan en el principio de cantidades diferenciales. Durante operación normal la suma de todas las corrientes entrando a la barra es cero, mientras que en condiciones de falla en barras hay una corriente diferencial. El esquema de protección diferencial puede ser de dos tipos, alta impedancia o baja impedancia. En el esquema de alta impedancia el relé diferencial es un relé de tensión, mientras que en el esquema de baja impedancia es un relé de corriente. Otros esquemas, como el de comparación direccional de corrientes, también se encuentran en el mercado. Se deben tener precauciones para evitar disparos indeseados. La protección debe ser estable para fallas fuera del área protegida. El desempeño de los transformadores de corriente es básico para el buen funcionamiento de la protección.

Cuando ocurre una falla en barras, una gran cantidad de interruptores debe ser disparada para poder aislar del sistema la barra fallada, lo cual crea una situación muy peligrosa para la red. Por esta razón, es importante tener una configuración de subestación tal que sólo se pierda una parte durante una falla en barras. En las Figuras 11.19 a 11.22 se ilustran algunos esquemas fijos de configuración de subestaciones con sus respectivos sistemas de protección de barras, con esquemas que permiten separar la barra fallada y la barra sana.

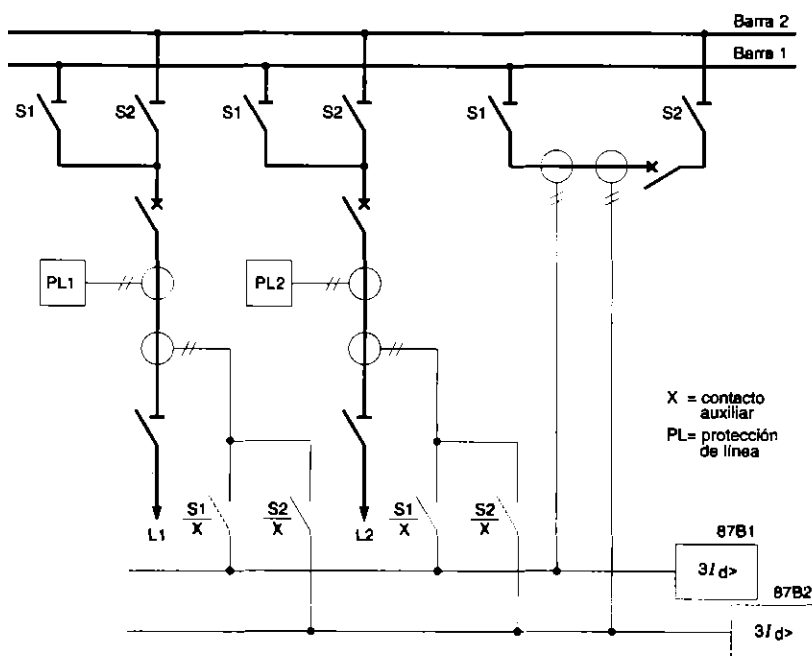


Figura 11.19 – Protección de barras - doble barra

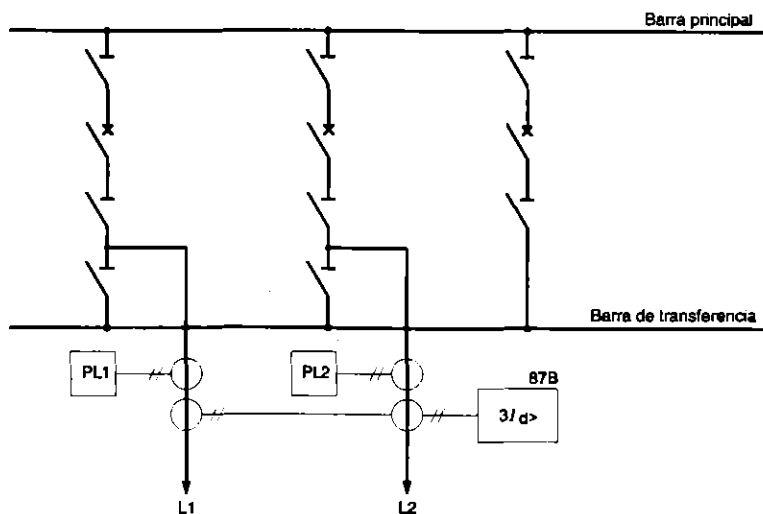


Figura 11.20 – Protección de barras - barra principal y de transferencia



Figura 11.21 – Protección de barras - Interruptor y medio

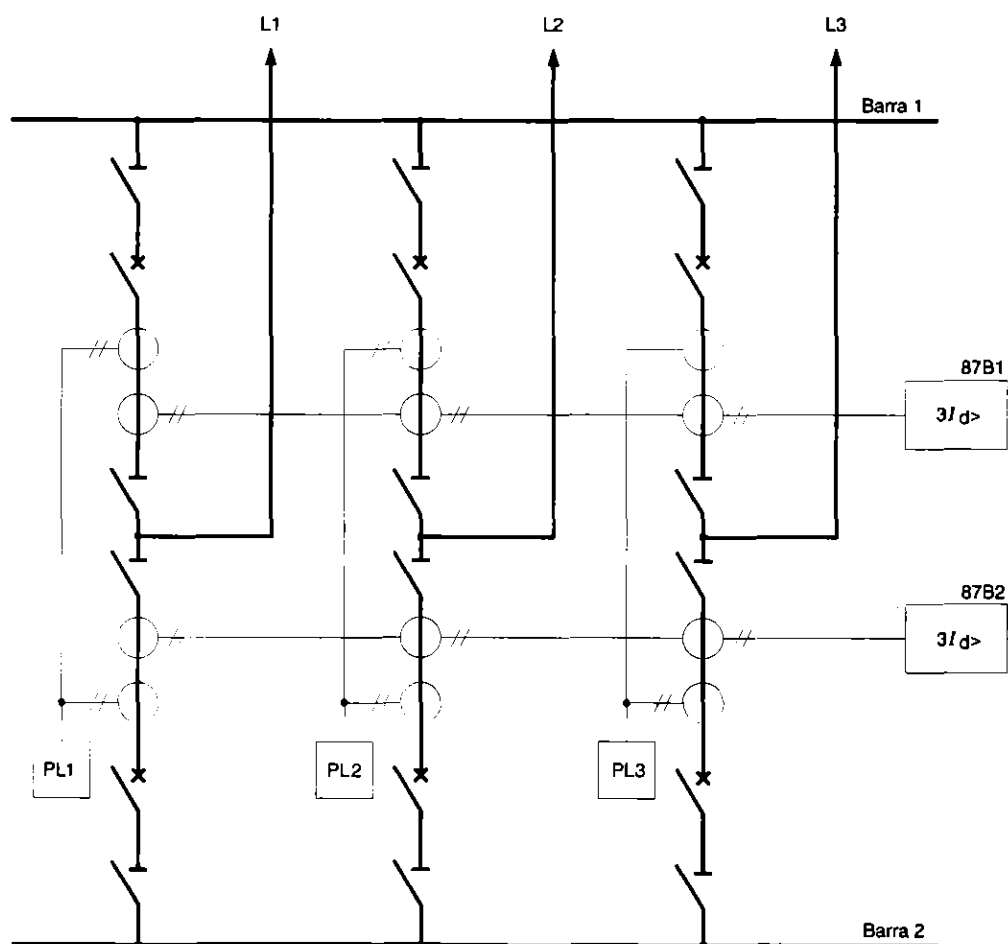


Figura 11.22 – Protección de barras - doble interruptor

En el campo de acoplamiento de subestaciones de doble barra es necesario reservar dos núcleos del transformador de corriente para la protección de los barrajes. En el campo de transferencia de una subestación de barra principal y de transferencia no es necesario prever transformador de corriente.

Las subestaciones en anillo no tienen protección de barras por no tener barrajes colectores. Los elementos del anillo se protegen con el sistema de protección de los circuitos, tal como se ilustra en la Figura 11.23.

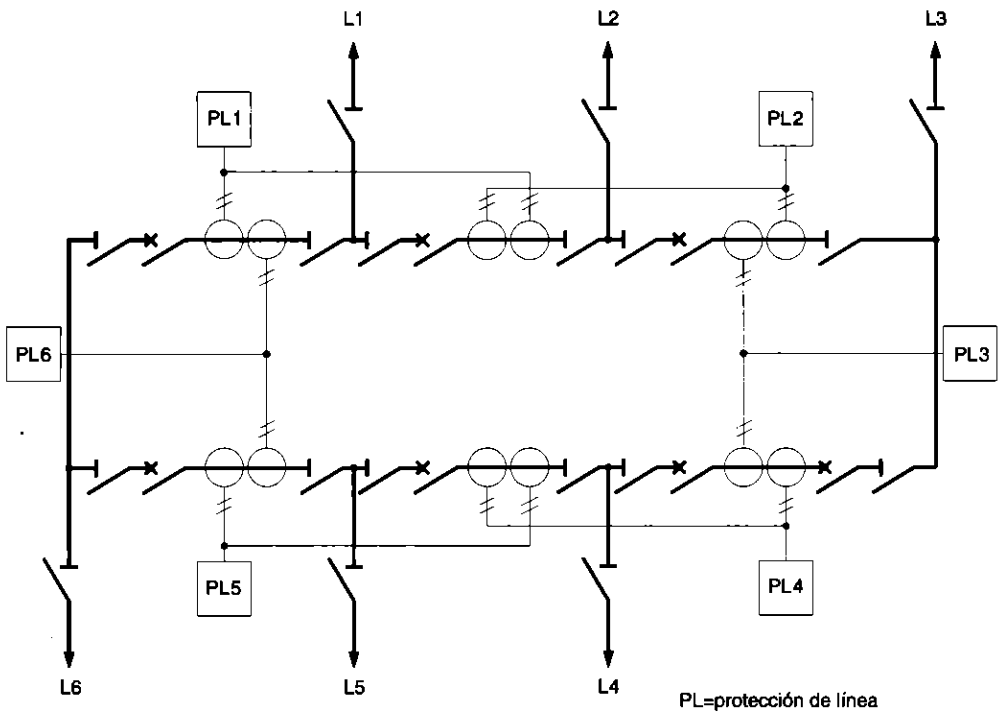


Figura 11.23 – Protección del anillo

Si la subestación tiene la posibilidad de conmutar un circuito de una barra a otra (configuración de doble barra), existe la necesidad de conmutar los secundarios de los transformadores de corriente de la protección de barras. Esta conmutación es usualmente efectuada automáticamente con la posición de los seccionadores de barra y debe diseñarse cuidadosamente, sin ninguna interrupción en el circuito. Para evitar una operación indeseada, se acostumbraba instalar una protección diferencial que cubra toda la subestación (zona de verificación) y, por lo tanto, no tendrá conmutación de secundarios de transformadores de corriente. Para que se produzca un disparo es necesario que ambas protecciones diferenciales operen. Habrá dos contactos en serie en el circuito de disparo, resultando en una seguridad adicional de la protección de barras. El principio se ilustra en la Figura 11.24. Para este tipo de configuraciones, doble barra, el tipo de protección recomendada es la de baja impedancia (también la tipo comparación direccional de corriente, pero es más costosa y menos utilizada) ya que, por poder admitir transformadores auxiliares de corriente, la conmutación se puede efectuar después de estos, protegiendo así los transformadores de corriente principales.

de corrientes y posición de seccionadores, la cual se comunica serialmente (a través de fibra óptica generalmente) con una unidad central que tiene previamente programada la configuración de la subestación y toma las decisiones de disparar las salidas indispensables para aclarar las fallas. Los disparos también se transmiten serialmente a las unidades de adquisición. La ventaja es que reduce considerablemente el cableado, las lógicas externas y el tamaño de la protección diferencial. Además, algunas incorporan protección contra falla del interruptor.

Las protecciones diferenciales de barra detectan cuando un circuito de corriente es abierto, diferenciando este evento de una falla real, dando alarma en lugar de disparo.

Existen algunos puntos de falla en barras, especialmente entre los interruptores y los transformadores de corriente, en donde la totalidad de la corriente de falla no puede ser despejada por el sistema de protección de barras. El circuito permanece alimentando la falla después de la operación del sistema de protección de barras. Para despejar este tipo de fallas es necesario utilizar teledisparo hacia la subestación vecina, el cual es iniciado por la protección de falla local del interruptor (Figura 11.25).

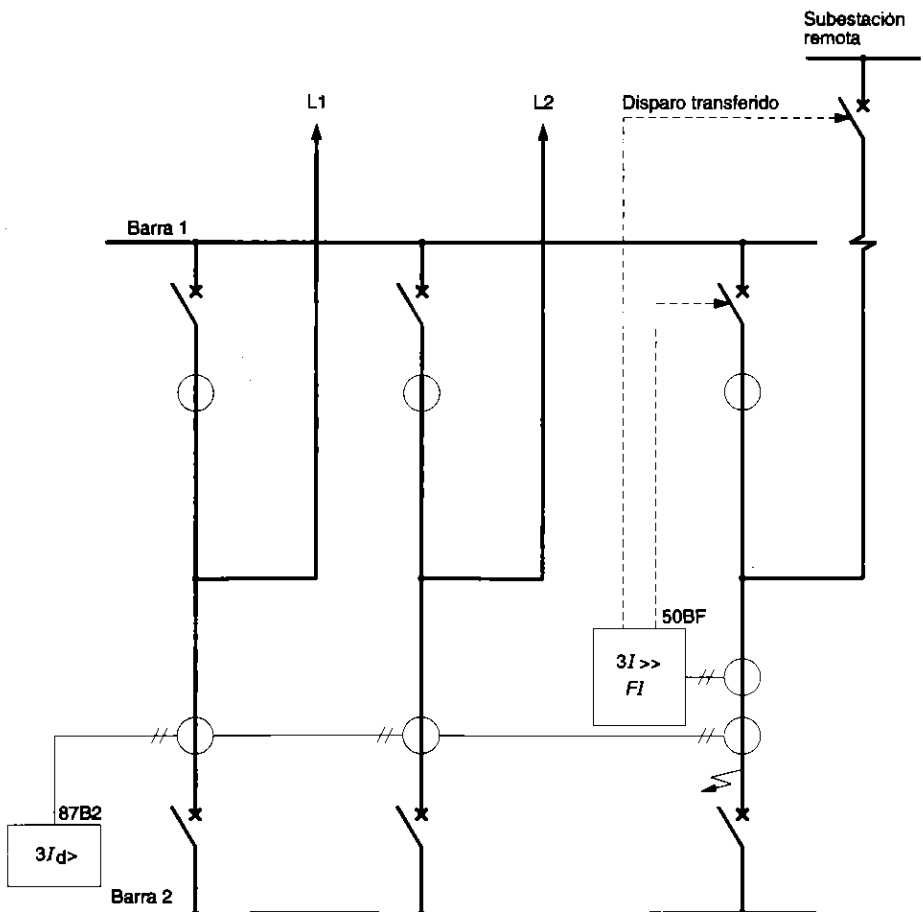


Figura 11.25 – Disparo transferido por falla entre el transformador de corriente y el interruptor

11.8 PROTECCIÓN DE LÍNEAS

Los sistemas de protección de líneas pueden ser de diferentes tipos. Los más comunes son protección de distancia, comparación de fases, protección diferencial longitudinal y protección por comparación direccional.

La protección de distancia es del tipo protección relativamente selectiva y las otras tres son protecciones absolutamente selectivas que requieren, para ejecutar una función principal, un sistema de telecomunicaciones entre los terminales de la línea. A continuación se describen brevemente estos tipos de protección.

11.8.1 Protección de distancia (21)

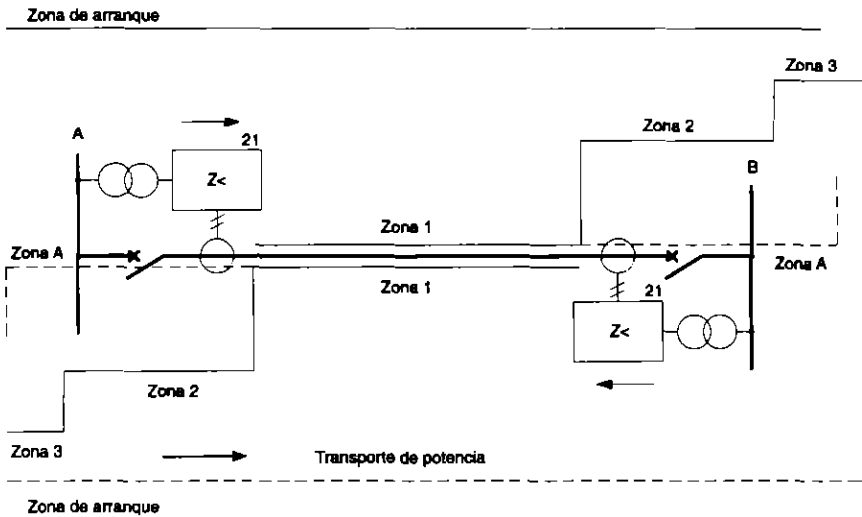
La primera protección de línea utilizada en las líneas de transmisión trabajaba con el principio de sobrecorriente. Cuando los sistemas se extendieron y se convirtieron en enmallados, esta protección fue insuficiente para ser la protección principal de la línea. Fue casi imposible alcanzar un ajuste selectivo sin retardar notoriamente la protección. Adicionalmente, algunas corrientes de falla son inferiores a la corriente máxima de carga, lo cual hacía muy difícil utilizar protecciones de sobrecorriente.

Fue necesario entonces encontrar un principio de protección que fuera independiente de la magnitud y las variaciones de las corrientes de cortocircuito, con la impedancia de fuente (la cual varía de tiempo en tiempo con los cambios del sistema). Esta protección fue la protección de distancia ya que la impedancia de la línea era independiente de las variaciones de la impedancia de la fuente. Cabe anotar que la protección de sobrecorriente todavía es utilizada como protección principal de circuitos de media y baja tensión y como protección de respaldo en los sistemas de alta tensión.

Normalmente la protección de distancia mide la impedancia de carga de la línea, la cual puede ser expresada como $U_L/I_L = Z_L$, es decir, la relación entre la tensión y la corriente vistas por el relé en su sitio de instalación. Si hay una falla, la medida de la impedancia será menor que la impedancia de carga y la protección operará.

Es común estudiar el alcance de la protección de distancia en un plano $R-X$. En este diagrama, la protección de la línea, la característica de operación de la protección y la impedancia de carga pueden ser ilustradas. Un diagrama $R-X$ típico para una protección de distancia se ilustra en la Figura 11.26.

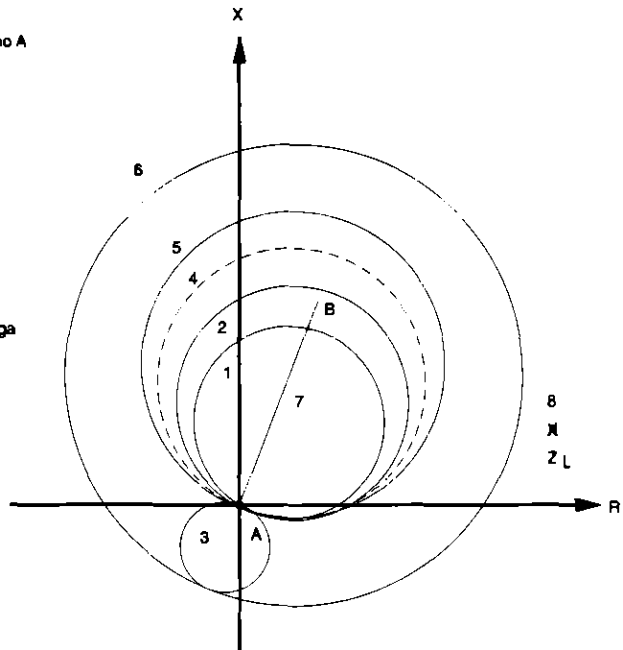
La protección de distancia es una protección relativamente selectiva, lo cual significa que la selectividad se alcanza sin una comparación del extremo remoto y así, no requiere ningún sistema de telecomunicación para su función básica. Es por ello que el ajuste de impedancia y tiempo son muy importantes. Una protección de distancia tiene varias zonas, mínimo tres y comúnmente cinco. La primera zona es instantánea y las otras son retardadas o temporizadas (Figura 11.26).



Nota : la zona 3 también cubre la zona 2 y la zona 1
la zona 2 también cubre la zona 1

Protección en el extremo A

1. Zona 1
2. Zona 2
3. Zona reversa
4. Zona A (zona acelerada)
5. Zona 3
6. Zona de arranque
7. Línea protegida (A - B)
8. $Z_L = U_L / I_L$ = impedancia de carga



La protección de distancia operará si la impedancia medida está dentro de los círculos

Figura 11.26 – Alcance de la protección de distancia

Es importante que la primera zona no sobrealcance; por lo tanto, se ajusta entre el 80% y el 90% de la longitud de la línea. El margen de seguridad es, pues, entre el 10% y el 20%. Algunas veces es necesario tener un margen mayor para tener en cuenta el efecto de la

impedancia mutua en líneas paralelas. Este margen se requiere por las tolerancias de las impedancias de línea, la imprecisión de los transformadores de instrumentación y sistemas de protección.

La principal función de la segunda zona será la de cubrir el margen de seguridad de la primera zona y normalmente se ajusta como mínimo al 120% de la línea y como máximo que no alcance el 80% de la línea adyacente más corta (para que no traslape la zona 2 de dicha línea adyacente). La zona 2 se retarda entre 0,3 s y 0,5 s.

Existen diferentes tendencias para el ajuste de la zona 3. Algunas compañías ajustan la zona 3 del 100% al 120% de la línea protegida más la línea adyacente más larga, lo cual brinda respaldo remoto a las líneas adyacentes. Otras compañías la ajustan entre el 200% y 250% de la línea protegida. El tiempo se retarda entre 0,6 s y 1,0 s.

Cuando la línea termina en un transformador, el alcance de la tercera zona se limita al 80% de la impedancia del transformador. En caso de que se quiera ajustar para sobre alcanzar el transformador, el tiempo de retardo debe ser coordinado con el sistema de protección del otro lado del transformador.

El alcance de las zonas se ve limitado por la impedancia de las fallas y la contribución de corriente de falla desde el extremo opuesto de la protección. Particularmente el alcance de las zonas 2 y 3 se ve afectado por la inyección de corriente de falla por la subestación del extremo remoto [CIGRÉ (1999)]. Estos efectos deben ser tenidos en cuenta para el ajuste de la protección de distancia.

Cuando una línea es energizada, la zona instantánea (zona 1) normalmente cubre más del 100% de la línea por un corto tiempo, después del cual, el alcance se reduce a entre el 80% y el 90% de la línea. Esta función es llamada función de energización de línea.

En líneas doble circuito o entre líneas cercanas se presenta un fenómeno conocido como el acople mutuo de secuencia cero el cual distorsiona la medida de los relés de distancia durante la aparición de una falla monofásica.

La corriente de falla que circula en este caso por una fase de uno de los circuitos induce tensión y corriente a través del acople electromagnético que existe con su circuito paralelo. Solo el circuito de secuencia cero participa de manera importante porque las inducciones a través de los circuitos de secuencia positiva y negativa se suman y se anulan entre fases.

Existen diferentes configuraciones del acople dependiendo de la localización de la falla, y si el circuito paralelo comienza y termina en la misma subestación, o si tiene terminales diferentes. Incluso en el caso que esté fuera de servicio puede tener efecto si ambos extremos del circuito paralelo se encuentran aterrizados; según el caso, los efectos en la protección de distancia pueden resultar en un sobrealcance de las zonas 1 causando disparos indeseados o en un bajo alcance de las zonas 2, dañando los esquemas de teleprotección y respaldo previsto.

Para superar esto, las protecciones de distancia están provistas con ajustes diferentes para el factor de compensación para falla a tierra ($<k_0$), el cual se emplea para considerar la impedancia de secuencia cero de la línea y, bajo condiciones normales (sin efectos de acople mutuo), se calcula así:

$$k_0 = \frac{Z_{0L} - Z_L}{3Z_L} \quad (11.1)$$

Donde:

k_0 : factor de compensación de falla a tierra, Ω

Z_{0L} : impedancia de secuencia cero de la línea, Ω

Z_L : impedancia de la línea, Ω .

Este ajuste se conserva para las zonas de bajo alcance (típicamente la zona L) y, como práctica, sólo se debe aterrizar la línea paralela en un extremo cuando se encuentre en mantenimiento.

Para las zonas de sobrealcance se ajusta así:

$$k_0 = \frac{Z_{0L} - Z_L}{3Z_L} + \frac{Z_{0M}}{3Z_L} \quad (11.2)$$

Donde:

Z_{0M} : impedancia mutua de secuencia cero, Ω .

para detalles y deducción de las soluciones ver "*Application guide on protection of complex transmission network configurations*" [CIGRÉ (1991)].

Existen muchas clases de protecciones de distancia. Antigüamente se distinguían entre esquemas completos (*full schemes*) y esquemas conmutables (*switched schemes*). Un esquema completo tiene una unidad de medida por cada fase y cada zona, mientras que el esquema conmutable tiene una unidad común de medida para todas las fases y todas las zonas. Esto quiere decir que el esquema conmutable debe tener elementos de arranque que darán la información a la unidad de medida decidiendo cuales de las fases o zonas están involucradas y deben ser medidas. En la Figura 11.27 se muestran las principales diferencias entre estos dos esquemas.

Cuando se miden fallas fase-fase, solamente las impedancias de secuencia positiva y negativa de la línea se tienen en consideración. Cuando una falla a tierra es medida, se debe considerar la impedancia de secuencia cero de la línea. En un esquema conmutable esto se organiza normalmente en la misma lógica de la conmutación de fases y zonas. En un esquema completo, el cubrimiento de fallas entre fases o entre fase y tierra se efectúa con elementos de medida independientes.

A las protecciones numéricas de distancia por su forma constructiva no les aplica esta separación y se podría decir que sus rutinas de procesamiento son una mezcla entre esquemas completos y esquemas conmutados, en donde lo importante se centra en la confiabilidad y velocidad de la protección más que en especificar sus características de operación.

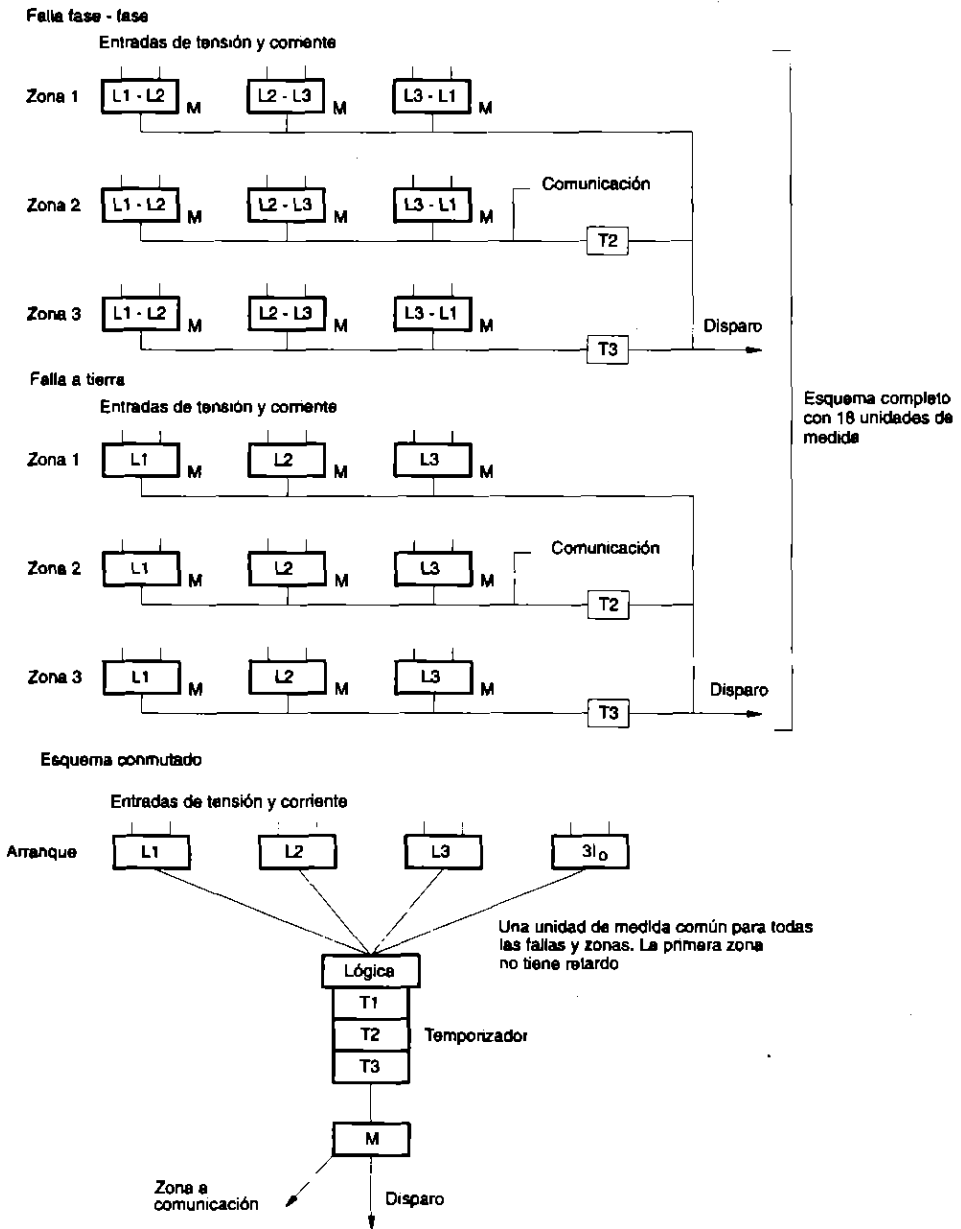


Figura 11.27 – Ejemplo de protección de distancia de esquema completo y esquema conmutado

Tal como se dijo anteriormente, la primera zona de un sistema de protección de distancia normalmente se ajusta para cubrir entre el 80% y el 90% de la sección de la línea protegida. Si no se tienen las facilidades de la telecomunicación, sólo habrá una operación simultánea de la protección de ambos extremos, para una falla que ocurra dentro del segmento C-D de la línea de transmisión de la Figura 11.28. Las fallas fuera de esta área

serán despejadas sólo en forma secuencial. La protección más cercana a la falla operará con tiempo de zona 1 mientras que la protección del extremo remoto operará con tiempo de zona 2.

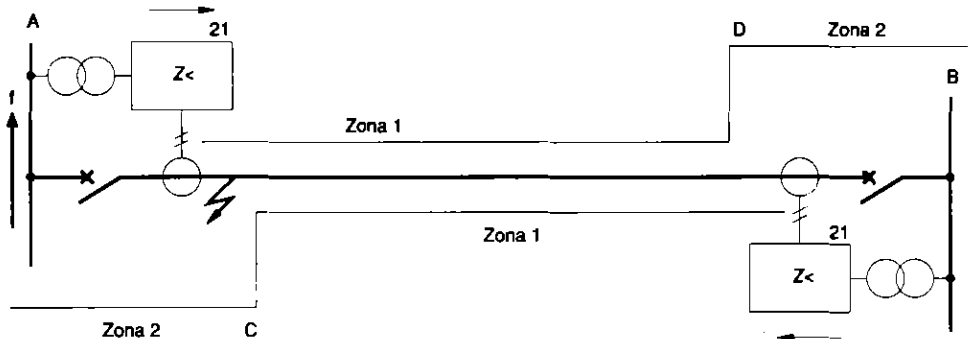


Figura 11.28 – Ajuste normal del sistema de protección de distancia de bajo alcance

Cabe recordar que para poder obtener un recierre exitoso, es necesario que los dos extremos de la línea abran simultáneamente, lo cual sólo se logra con fallas cubiertas por zona 1.

Existen muchos métodos para obtener un disparo más rápido por fallas en el extremo remoto de la línea, eliminando el retardo de la zona 2. Todos ellos requieren un sistema de telecomunicaciones entre los terminales de la línea. Estos métodos se llaman sistemas de protección tipo comando, los cuales se describen en un numeral posterior.

Cuando un sistema de teleprotección es conectado a una protección de distancia del tipo numérico o de esquema completo, la zona 2 es utilizada como criterio para recibir la señal. Si por el contrario, un sistema conmutado es utilizado, se conmutará la zona 1 de un esquema de bajo alcance a uno de sobrealcance. El sobrealcance es llamado zona A (Figura 11.26). Estas mismas son utilizadas también para el envío de la señal.

11.8.2 Sistema de protección por comparación de fase (78)

La protección por comparación de fase es un sistema de protección absolutamente selectivo. El principio está basado en la medida de la diferencia del ángulo de fase de la corriente entre los terminales de la línea protegida. Si el ángulo es pequeño se trata de una falla externa de corriente de carga y si el ángulo es grande existe una falla interna.

Para poder hacer esta comparación es necesario tener un sistema de telecomunicaciones entre los terminales de la línea. Por lo tanto, el sistema de protección se apoya completamente en las telecomunicaciones y no existe protección si fallan las comunicaciones. Por esta razón, un sistema relativamente selectivo se agrega a esta protección como un respaldo. En un numeral posterior se amplía ligeramente este sistema de protección.

11.8.3 Sistema de protección diferencial longitudinal (87L)

Las protecciones diferenciales son sistemas absolutamente selectivos. El principio básico consiste en la medida de la magnitud y del ángulo de las corrientes que entran en el área de protección. Durante condiciones normales (sin falla) la suma es cero.

Este sistema de protección requiere telecomunicación entre los terminales de línea.

El medio de transmisión más común para esta protección es el hilo piloto, lo que significa que esta protección es utilizada para líneas cortas.

Hoy en día, la protección diferencial longitudinal se ha utilizado para líneas largas usando un sistema de telecomunicaciones por microondas o preferiblemente fibra óptica.

Esta protección también requiere del sistema de telecomunicaciones para efectuar su función básica. Sin comunicación no hay protección y, por lo tanto, un sistema de protección relativamente selectivo se utiliza como complemento. En un numeral posterior se amplía ligeramente este sistema de protección.

11.8.4 Sistema de protección por comparación direccional

También esta protección es del tipo absolutamente selectiva y requiere para efectuar su función básica un sistema de telecomunicación entre los terminales de la línea.

Esta protección compara la dirección de la corriente de falla en ambos extremos de la línea. Si la medida de la dirección indica que todas las corrientes circulan hacia la zona protegida significa que se trata de una falla interna. Si una de las medidas indica una corriente circulando hacia fuera de la zona protegida significa la existencia de una falla externa.

Este principio es muy similar al de la protección de distancia con esquema de sobrealcance permisivo y al de la protección de la comparación de corriente residual, descrita posteriormente.

11.8.5 Sistemas de protección de líneas utilizando telecomunicaciones [CIGRÉ (1987)]

11.8.5.1 General

Por razones de estabilidad y selectividad es importante asegurar un disparo rápido y casi simultáneo en ambos extremos, con el fin de aclarar una falla en cualquier punto de la línea protegida. Se requiere igualmente un disparo simultáneo con el fin de reducir daños en los equipos de la subestación, evitar daños en los ejes de grandes unidades térmicas y poder utilizar los recierres de alta velocidad.

11.8.5.2 Sistemas de protección

Los sistemas de protección se pueden clasificar de acuerdo con el tipo de información que se transmitirá. Estos pueden ser analógicos o sistemas de protección tipo comando.

En el sistema de protección analógico la información es transmitida por el sistema de telecomunicaciones en forma analógica o digital. El dato analógico es procesado en cada extremo de la línea y es comparado con valores locales con el fin de determinar si hay falla interna o externa. La comparación es llevada a cabo sobre los valores instantáneos de las cantidades eléctricas de la línea. Un sistema de protección analógico es una protección absolutamente selectiva.

En el sistema de protección tipo comando la información es un pulso que se transmite a través del sistema de comunicaciones. Un sistema de protección tipo comando se basa en un sistema de protección relativamente selectivo. Existen dos métodos básicos que utilizan

señales de mando en los sistemas de protección: dar mando de disparo (permisivo o directo) o dar mando de no disparo (bloqueo).

En los esquemas permisivos el mando es enviado desde un extremo por la protección que detecta la falla. En el extremo receptor, el disparo depende también de la operación de la protección en este extremo.

En los esquemas de bloqueo, la señal de mando se envía al otro extremo en el caso de una falla externa con el fin de bloquear el disparo en el extremo remoto. La determinación de si es una falla interna o externa se hace mediante protecciones de comparación de fase o de distancia, la primera de las cuales se utiliza sola o en combinación con una protección adicional de baja impedancia.

El principio de operación de esta protección se ilustra en la Figura 11.29.

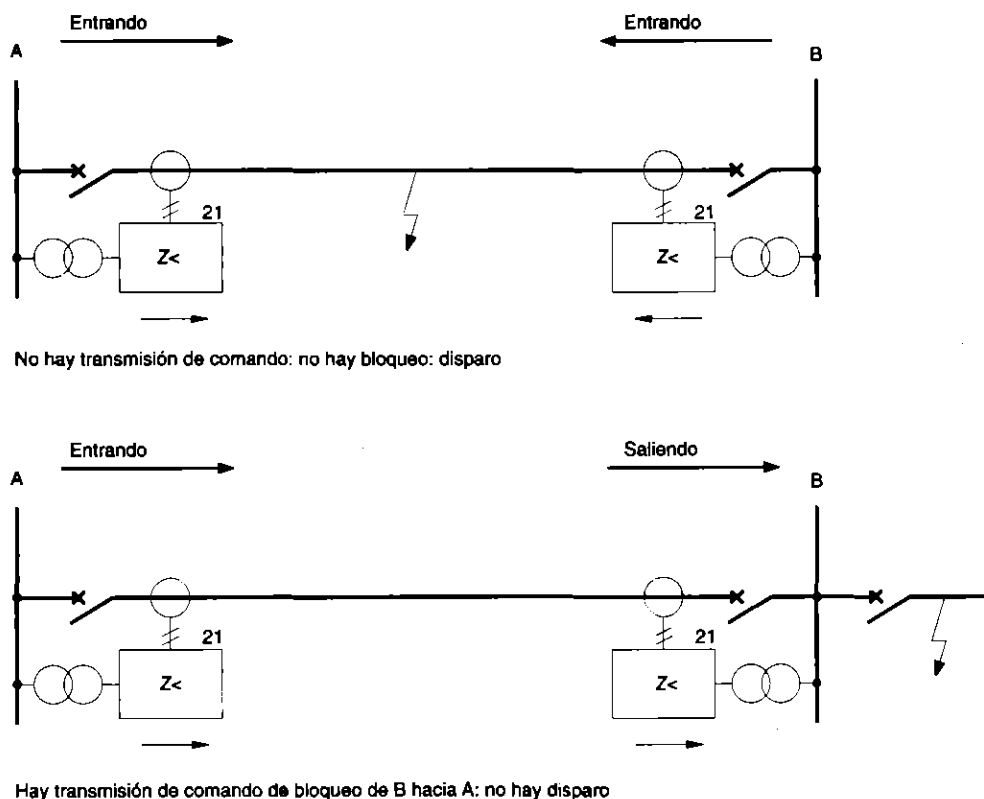


Figura 11.29 – Principio básico del esquema de bloqueo basado en la dirección de la corriente

En un esquema de bloqueo, cuando se utiliza el PLC como sistema de telecomunicaciones, la señal es usualmente enviada sobre una línea sana. En un esquema permisivo la señal es usualmente enviada sobre la línea fallada. Por esta razón, con el

esquema de bloqueo se tiene mayor fiabilidad comparado con el esquema permisivo, en lo que a transmisión de señal se refiere.

La combinación de los esquemas permisivo y de bloqueo, conocida como "esquema de desbloqueo", en la cual la falla del canal de telecomunicaciones se entiende como un mando recibido durante un tiempo límite, ha sido también utilizada en sistemas tipo comando.

En el esquema de disparo transferido, también perteneciente a la familia de los sistemas de protección tipo comando, no se requiere la operación de la protección del extremo receptor para que ocurra el disparo.

11.8.5.3 Sistemas de telecomunicaciones

Los sistemas de telecomunicaciones utilizados pueden ser hilo piloto, portadora por línea de potencia PLC, microondas o fibra óptica.

La fibra óptica va en aumento por el empleo de OPGW (*Optical Ground Wire*, fibra óptica concéntrica en el cable de guarda) para muchos usos y servicios, por lo que la utilización para protección tiene un costo marginal.

Generalmente, la señal de telecomunicación no dispara el interruptor sin el criterio de la protección del extremo receptor. El esquema de disparo transferido es la excepción. Consecuentemente, las señales falsas que son enviadas durante condiciones normales no tendrán ninguna influencia en la seguridad del sistema. Sin embargo, si una señal falsa es enviada durante una falla en el sistema, la cual ha sido detectada por la protección, se tendrá una operación indeseada del sistema de protección. Como el enlace PLC es susceptible a fallas que ocurren en el sistema, es muy importante tomar precauciones contra las señales falsas con el fin de evitar disparos indeseados cuando se utiliza este sistema de telecomunicaciones.

Es importante también tener en consideración la fiabilidad de enviar una señal a través de una falla, cuando se tiene el caso de una falla trifásica cercana a la subestación.

11.8.5.4 Sistemas de protección tipo comando (sistemas de protección de distancia utilizando telecomunicaciones)

Los sistemas de protección de distancia utilizando telecomunicaciones pueden clasificarse dentro de las siguientes categorías:

- Sistema de protección de distancia de bajo alcance permisivo
- Sistema de protección de distancia de bajo alcance con disparo transferido
- Sistema de protección de distancia con bajo alcance acelerado
- Sistema de protección de distancia con sobrealcance permisivo
- Sistema de protección de distancia con bloqueo del sobrealcance
- Sistema de protección de distancia con desbloqueo del sobrealcance
- Sistema de protección por comparación direccional
- Transferencia directa de disparo.

En estos esquemas, normalmente las funciones básicas de la protección de distancia permanecen como respaldo de la zona que utiliza telecomunicaciones. En otras palabras, si hay una falla en el sistema de comunicaciones, la protección de distancia operará en su función básica (protección de zonas escalonadas).

11.8.5.4.1 Sistema de protección de distancia de bajo alcance permisivo

En la Figura 11.30, para una falla cerca del extremo A, la protección en A opera y dispara el interruptor local. Simultáneamente se envía una señal de disparo al otro extremo.

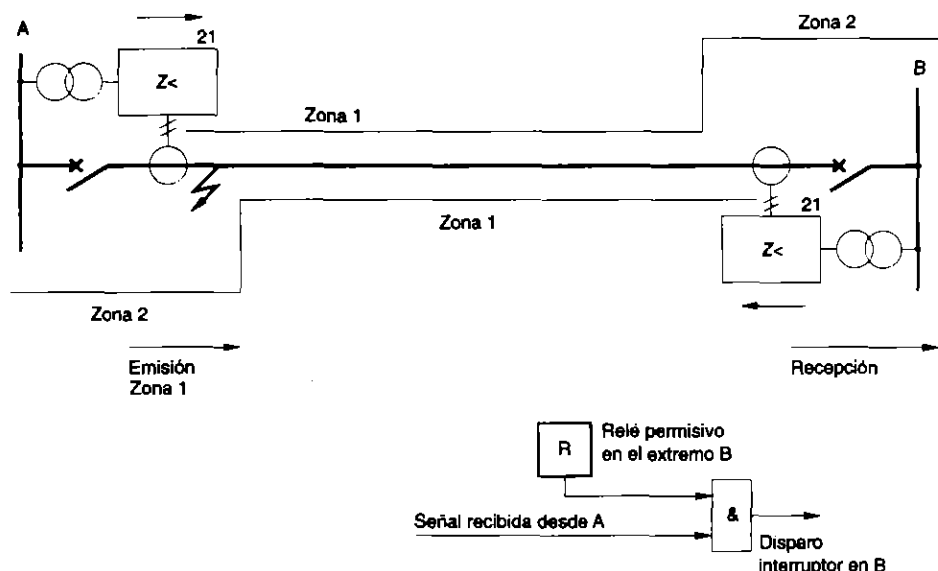


Figura 11.30 – Sistema de protección de distancia de bajo alcance permisivo

En el extremo receptor el disparo se hace dependiente de la protección que detecta la falla, la cual puede ser de diferentes tipos. Los tipos más comunes son:

- Arrancadores de la protección de distancia (zona 3)
- Relé de baja impedancia direccional o no direccional
- Relé de baja tensión
- Relé de sobrecorriente.

El tiempo de disparo es mucho más rápido comparado con el tiempo normal de retardo de la zona 2. Para una falla en el extremo remoto de la línea, el tiempo de despeje de la falla será 15 ms – 40 ms mayor que el tiempo para una falla localizada cerca de la protección, esto debido al tiempo de la transmisión del comando.

En algunos casos, si no se recibe el comando dentro de cierto tiempo después de que arranca el relé, se bloquea la teleprotección.

El sistema de telecomunicación más utilizado en este esquema de protección es el PLC. Para hacer el sistema altamente fiable, la señal debe ser capaz de pasar el punto de falla.

Con el fin de tener una buena seguridad en el sistema, el extremo receptor debe ser insensible a señales falsas provenientes de líneas adyacentes por operación de interruptores o seccionadores.

Se puede presentar el caso de un disparo no selectivo debido a señales falsas. En líneas de transmisión de doble circuito fácilmente se puede transmitir señal de ruido desde la línea

fallada hasta la línea sana debido al acople mutuo entre los dos circuitos. Se debe tener entonces precaución contra los disparos no selectivos.

Con enlaces por microondas las interferencias son menos significativas y la seguridad ya no sería un problema.

11.8.5.4.2 Sistema de protección de distancia de bajo alcance con disparo transferido

Este esquema es una variación del sistema de protección de distancia de bajo alcance permisivo. El ajuste de la zona 1 es igual al descrito en el ítem anterior. La diferencia básica radica en que en el extremo receptor el telecomando recibido del extremo opuesto se utiliza para disparar directamente el interruptor local sin ningún criterio adicional. Este esquema también se conoce como sistema de protección de distancia de bajo alcance no-permisivo. En la Figura 11.31 se ilustra un esquema típico de este sistema.

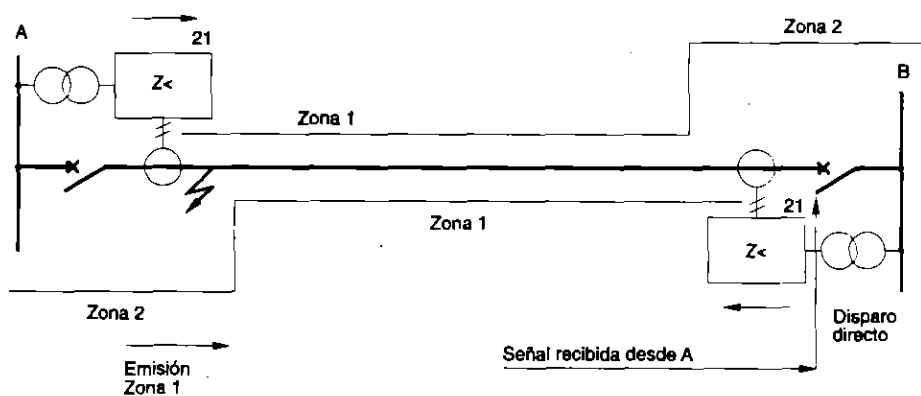


Figura 11.31 – Sistema de protección de distancia de bajo alcance con transferencia directa de disparo

Debido a que la señal recibida dispara sin ningún control o criterio permisivo adicional, se hace muy importante la confiabilidad de la transmisión de la señal con el fin de evitar los disparos indeseados, aún en presencia de ruidos. La probabilidad de operaciones indeseadas puede aumentar considerablemente.

La fiabilidad es importante cuando se utiliza el PLC debido a que la señal se transmite durante fallas internas, que es cuando la interferencia es más severa. La seguridad en el sistema de comunicación debe ser mayor que para el esquema de bajo alcance permisivo.

Para este propósito se puede utilizar cualquier tipo de enlace de comunicación. Generalmente, se utilizan hilo piloto para líneas cortas de baja y media tensión y PLC para circuitos más largos. La aplicación de la fibra óptica aumenta en forma significativa.

Se debe tener especial cuidado con las interferencias cuando se utiliza el esquema de disparo transferido por PLC. Usualmente se utilizan sistemas del tipo FSK (modulación por desplazamiento de frecuencias). Con un sistema de microondas la interferencia es menos significativa y representa una mayor seguridad. Algunas veces se utilizan tres canales sobre la base de un criterio dos-de-tres para permitir el disparo.

11.8.5.4.3 Sistema de protección de distancia de bajo alcance acelerado

Este esquema es similar al esquema de bajo alcance permisivo descrito en el Numeral 11.8.5.4.1. La diferencia radica en que la señal recibida se utiliza para aumentar la sensibilidad de la zona 1 de la protección de distancia conmutando el alcance de la zona 1 para que cubra más del 100% de la línea protegida, normalmente al 130%. Esta zona se conoce como la zona de aceleración - zona A, de un sistema de protección conmutado.

En la protección de distancia con esquema completo la recepción del telecomando se utiliza para eliminar el tiempo de retardo de la zona 2. El hecho de que en el extremo receptor tanto la dirección como la distancia sean medidas independientemente y utilizadas como criterio permisivo, implica que este esquema sea más seguro que el sistema de protección de distancia de bajo alcance permisivo. En la Figura 11.32 se ilustra el esquema lógico de un sistema de protección acelerado.

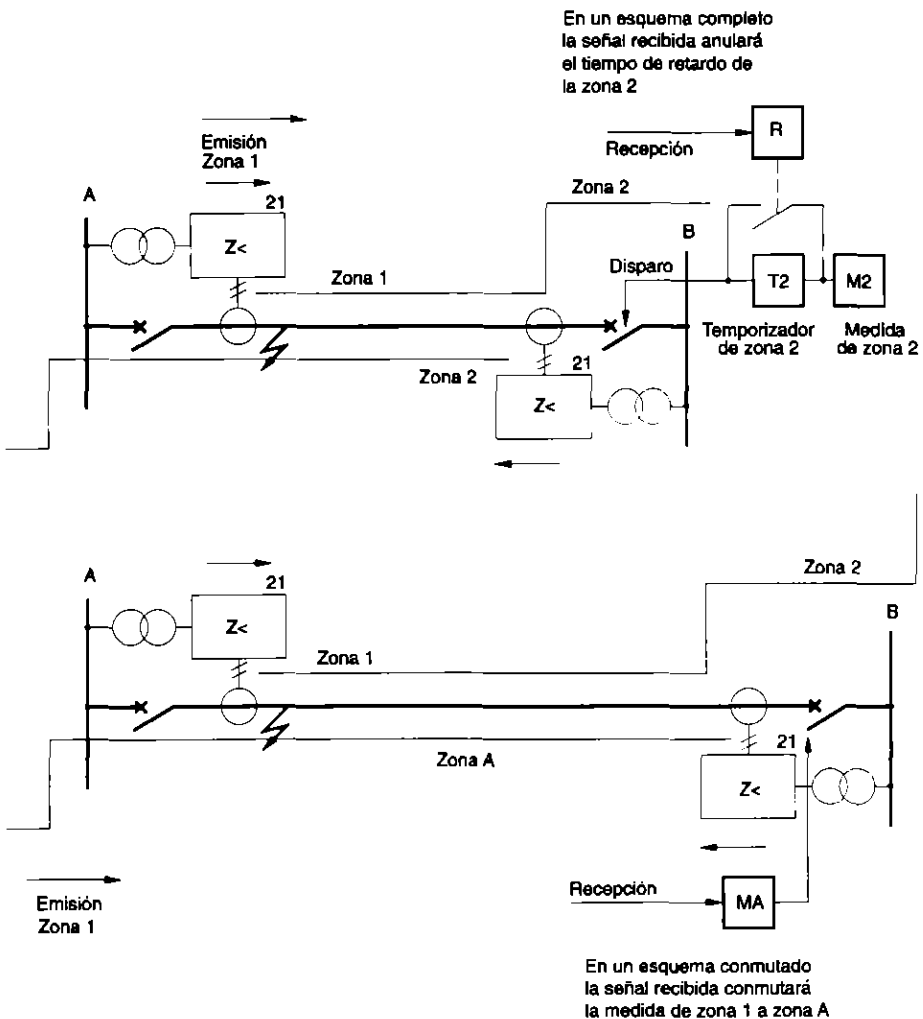


Figura 11.32 – Sistema de protección de distancia acelerada

El esquema de aceleración en el cual se conmuta el ajuste de la zona básica para extender el alcance no es más rápido en operación que los otros esquemas de bajo alcance permisivo, ya que se requiere de cierto tiempo para que la unidad de medida de dirección haga una nueva medida y opere luego de que la zona 1 se ha extendido a zona A. Aunque este esquema no es más rápido que los anteriores es mucho más seguro utilizarlo para evitar operaciones no selectivas y disparos indeseados (aumenta la seguridad).

El sistema de teleprotección debe ser considerado según su habilidad para pasar la señal de un extremo a otro a pesar de la atenuación adicional introducida en la transmisión por el paso de la falla y según la seguridad de que no transmita señales espurias durante fallas externas. En este esquema son menos los requerimientos de seguridad que de fiabilidad.

11.8.5.4.4 Sistema de protección de sobrealcance permisivo

Este es otro método en el que se envía señal de disparo, durante condiciones de fallas internas, al extremo remoto con el fin de obtener un disparo rápido con protección de distancia para todos los puntos posibles de una falla interna. El alcance de la zona A generalmente se ajusta entre 120% y 150% de la impedancia de la línea protegida. En este esquema la zona A no es sólo un criterio para la señal recibida, sino que también tiene una labor de envío. Por este motivo, la zona A de un esquema conmutado debe ser proporcionada con una unidad de medida independiente de la protección de distancia ordinaria.

En el caso de un esquema completo, la unidad de medida de la zona 2 puede ser utilizada para este propósito. En una protección numérica la zona es seleccionable entre las zonas de sobrealcance.

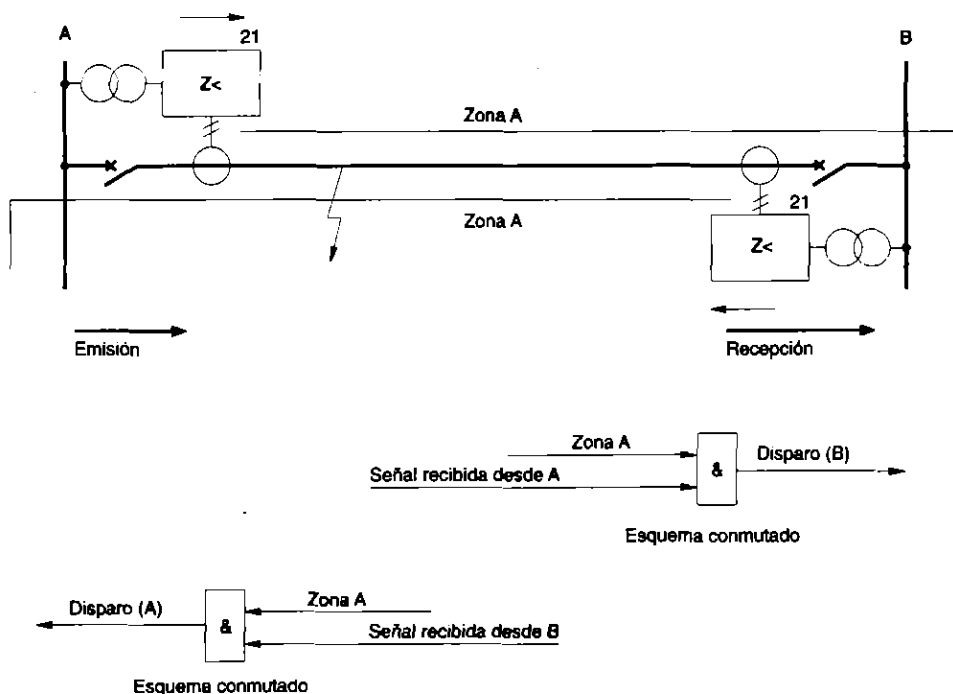
La zona A no puede ser permitida para disparar directamente a una alta velocidad. El disparo en ambos extremos depende de la operación de las dos zonas A y de la recepción de un mando de disparo (permisivo) del extremo remoto de la línea. En otras palabras, el disparo en ambos extremos depende de la operación de ambas zonas A.

En la Figura 11.33 se ilustra un método típico de la aplicación del esquema de sobrealcance permisivo.

Es muy común utilizar este esquema para proteger líneas cortas, ya que se cubren mejor las fallas resistivas que con el esquema de bajo alcance permisivo. Lo anterior se puede observar en la Figura 11.34.

Los riesgos de disparos no selectivos cuando se utiliza PLC están limitados por el ruido producido por una falla o por la operación del equipo de patio justamente detrás de los extremos de la línea protegida.

Durante condiciones de fallas externas el receptor puede operar debido al ruido excesivo inmediatamente fuera de la zona protegida, lo cual ocasiona disparos indeseados si no se tienen las precauciones suficientes.



En el esquema completo normalmente la zona A será reemplazada por la zona 2

Figura 11.33 – Sistema de protección de distancia de sobrealcance permisivo

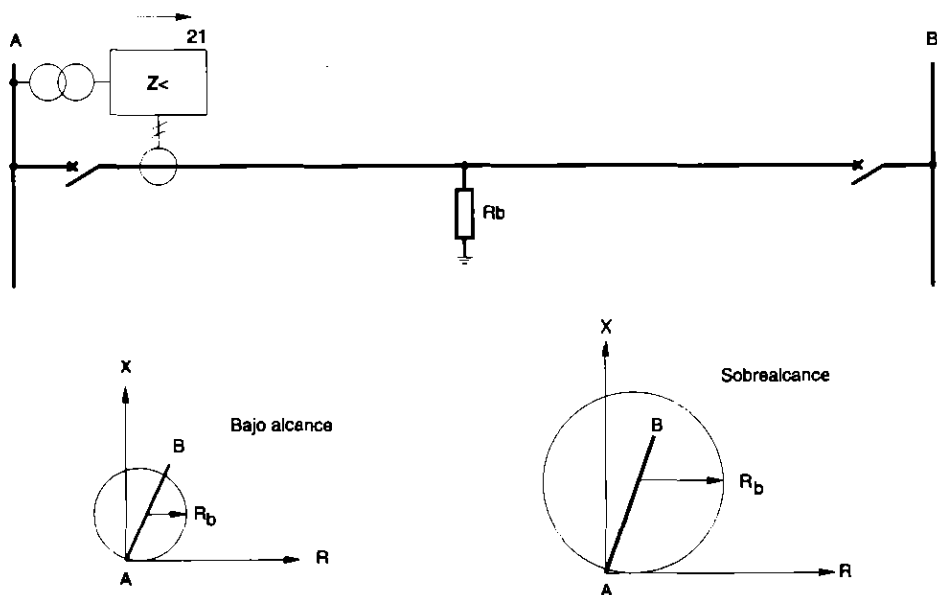


Figura 11.34 – Sobrealcance permisivo en líneas cortas

La elección y la aplicación de la protección de distancia para los esquemas de sobrealcance permisivo son ventajosas pero requieren mucho cuidado. Se deben tener en cuenta arreglos especiales para los casos de terminal débil o *weak-infeed* en el extremo remoto de la línea (como el eco). El cambio de dirección o inversión de la corriente de falla durante un despeje parcial de una falla externa, líneas con un extremo abierto, etc., y se deben tener también arreglos especiales para despejar fallas con cualquier condición.

11.8.5.4.5 Sistema de protección de distancia con bloqueo del sobrealcance

La zona A de la protección de distancia se ajusta con sobrealcance para que cubra más del 100% de la línea protegida. La zona A sin señal recibida disparará el interruptor.

En el esquema de bloqueo existe en cada uno de los extremos de la línea un elemento independiente que mira en reversa y que enviará un telemando al extremo remoto para bloquear la señal de disparo en el caso de una falla externa a la línea protegida.

La zona A debe contar con un pequeño retardo teniendo en cuenta el tiempo de la teleprotección para que el telemando pueda bloquear exitosamente en el caso de una falla externa. En una protección de distancia con esquema completo la zona 2 reemplaza la zona A.

Este retardo debe ser mantenido al mínimo, implicando un canal rápido y una alta velocidad de transmisión. Los requerimientos generales de la teleprotección son que sea rápida y confiable.

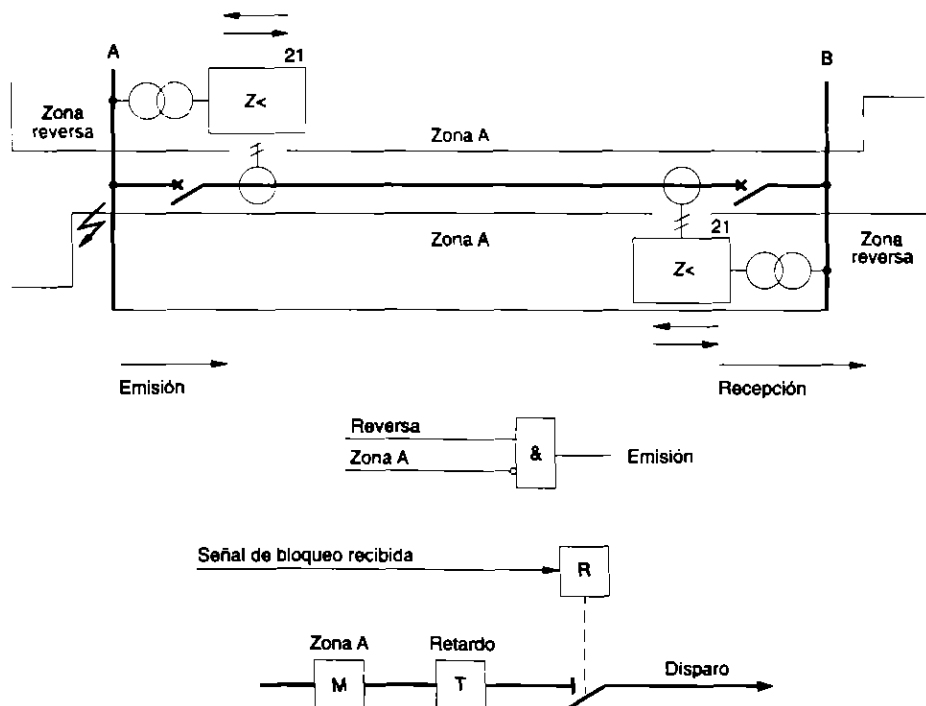


Figura 11.35 – Sistema de protección de distancia con bloqueo del sobrealcance - arreglo típico con elementos de impedancia mirando hacia atrás o "impedancia direccional"

Con el fin de asegurar un bloqueo correcto por fallas externas, es necesario que el elemento de reversa tenga un alcance mayor que el alcance de la zona A. En las Figuras 11.35 y 11.36 se ilustran ejemplos típicos de esquemas de bloqueo.

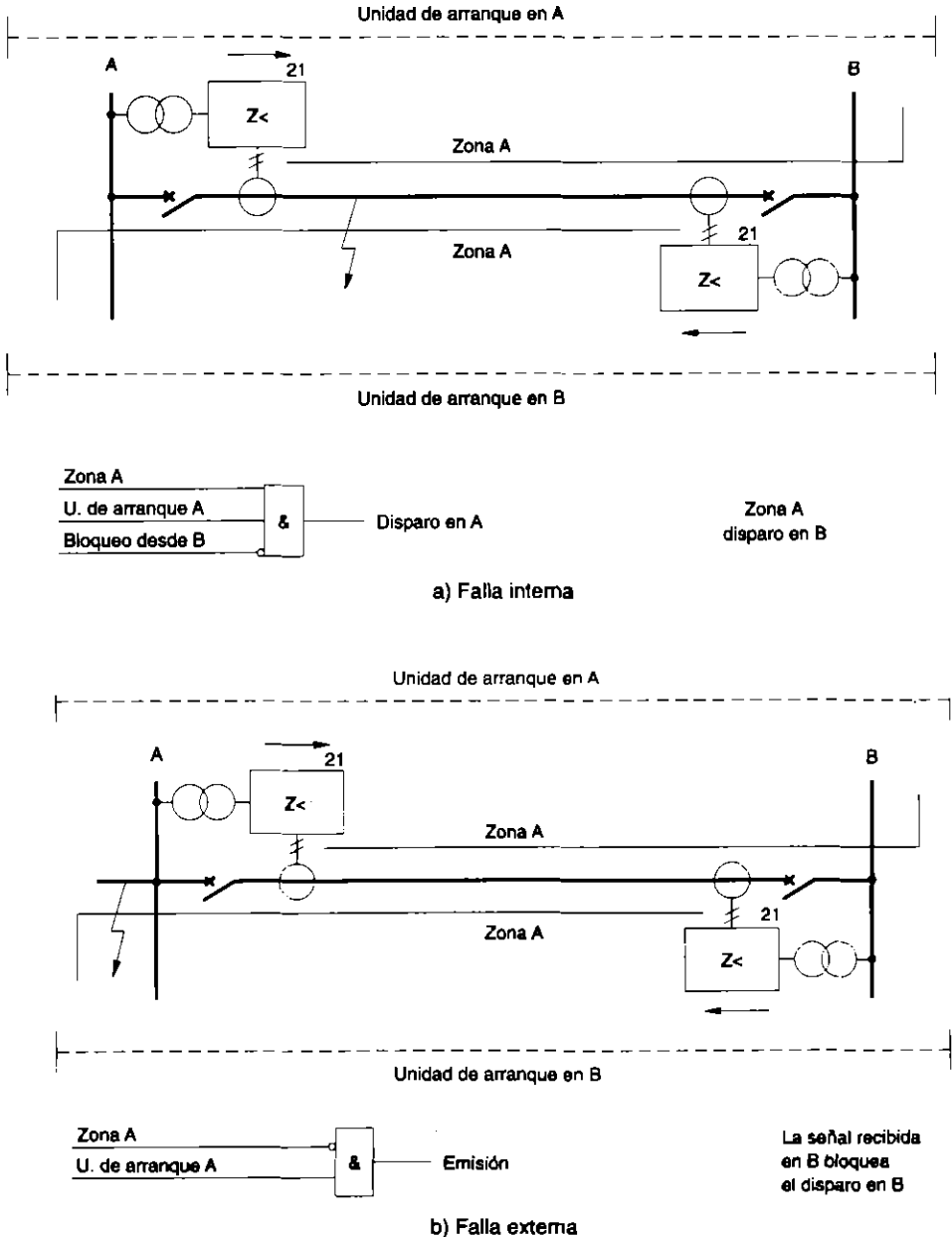


Figura 11.36 – Arreglo típico del sistema de protección de distancia con bloqueo del sobrealcance sin elemento de medida mirando hacia atrás

En algunos casos, el elemento de reversa puede ser reemplazado por una lógica con la zona A y con una unidad de arranque. Si el relé no ve la falla en la zona A pero sí la ve con la unidad de arranque, quiere decir que la falla está hacia atrás y se envía una orden de bloqueo. El alcance de la unidad de arranque hacia atrás debe ser mayor que el sobrealcance de la zona A en el extremo remoto de la línea.

En sistemas de bloqueo no se requiere transmisión de mando durante fallas internas. Por tanto, las fallas internas que pudieran retardar o interrumpir el telemando no son un problema. Por tal motivo, no es necesario tener en cuenta durante la definición de los requerimientos del enlace de PLC la atenuación normal adicional introducida por el paso por una falla.

La utilización de teleprotección con bloqueo elimina los problemas de disparos indeseados debidos a interferencias, a no ser que estas causen la suspensión de un mando verdadero. Una interferencia durante una falla interna que pueda causar un retardo del disparo es aceptable siempre y cuando esto no exceda 10 ms.

En el caso de fallas en el sistema de teleprotección, debido a la posibilidad de una operación no-selectiva, se debe incluir la posibilidad de que se cambie el alcance de la zona A a un ajuste normal del 80% al 90% de la línea protegida. Para lo anterior es necesario un monitoreo continuo de señales en ambos sentidos o proveer los canales en una forma de auto-verificación automática. Sin embargo, pueden ocurrir disparos indeseados para fallas externas que están dentro de la zona A en el caso de que falle el sistema de telecomunicaciones y no se reciba la señal de bloqueo. Al ser más inseguros, no se prefieren en sistemas donde una apertura pueda representar pérdidas cuantiosas.

11.8.5.4.6 Sistemas de protección con desbloqueo de sobrealcance

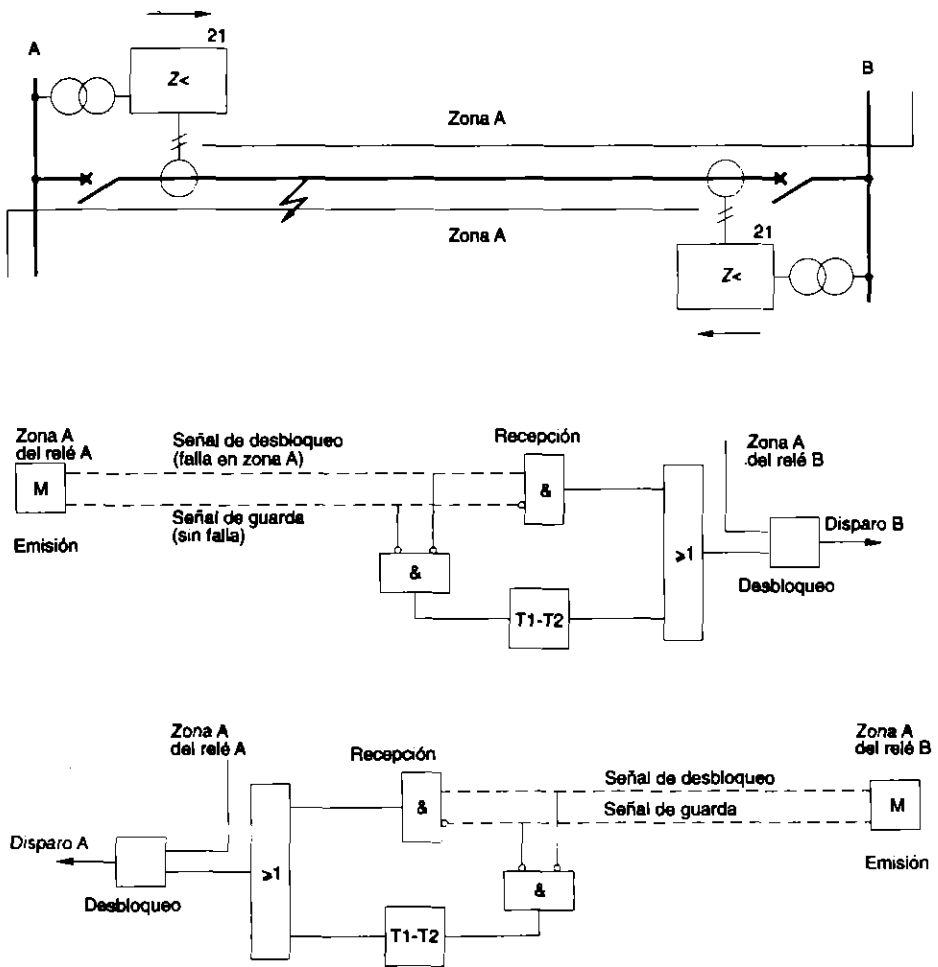
Este sistema de protección es una combinación de los sistemas de sobrealcance permisivo y bloqueo del sobrealcance descritos en los numerales anteriores. La zona A en un esquema conmutado o la zona 2 en un esquema completo, es ajustada con sobrealcance y mientras no detecte falla transmite señal de guarda.

En el caso de una falla interna, la zona A o la zona 2, envía una señal de desbloqueo al extremo remoto de la línea y la señal de guarda desaparece. La recepción de este telemando desbloquea la zona de sobrealcance presentándose el disparo.

Si al mismo tiempo la señal de guarda desaparece y no se recibe señal de desbloqueo en el extremo remoto, durante cierto período de tiempo (100 ms - 200 ms) la zona de sobrealcance se desbloquea (sin recibir señal) quedando habilitado para dar disparo al interruptor en caso de que vea una falla. De aquí, que la pérdida del mando "desbloqueo" no necesariamente resulta en falla del disparo como ocurre en el sistema de sobrealcance permisivo.

Este esquema opera así como sobrealcance permisivo durante la operación normal de la teleprotección, pero con falla en el canal de comunicaciones actúa durante un período corto con esquema de bloqueo (el período de ventana).

La Figura 11.37 ilustra un esquema típico de un sistema de protección con desbloqueo de sobrealcance.

**Notas:**

- (1) La zona A está normalmente bloqueada; la recepción de una señal de desbloqueo, cuando la señal de guardia ha desaparecido, desbloqueará la zona y disparará el interruptor.
- (2) La señal de guardia se envía continuamente durante condiciones normales. Si no se recibe señal de desbloqueo después de que la señal de guardia ha desaparecido, la zona A se bloqueará durante un período $T1-T2$ (ventana). $T1-T2$ normalmente se ajusta entre 100 ms y 200 ms. Un arreglo de ventana similar puede ser aplicado a otros esquemas.

Figura 11.37 – Sistema de protección de distancia con desbloqueo del sobrealcance

Al igual que en el caso de los sistemas de protección de sobrealcance permisivo o bloqueo del sobrealcance, es también posible utilizar un "esquema de desbloqueo" junto con un "sistema de protección de distancia acelerado". El esquema ventana puede ser aplicado a casi todos los esquemas de protección de distancia que utilizan telecomunicación.

En vista de que continuamente se está enviando una señal de guardia, es fácil implementar un circuito de monitoreo del canal sin aumentar la complejidad del sistema.

La pérdida del canal, una vez detectada, puede ser utilizada para convertir el ajuste del relé a una operación normal de sobrealcance.

Los requerimientos de la señal de canal son también menos severos que los del sistema de sobrealcance permisivo. Los disparos indeseados pueden ocurrir sólo si el canal falla dentro de 100 ms - 200 ms, después de una falla externa a la línea protegida pero dentro del alcance de la zona A.

Se requieren canales independientes y dedicados entre cada terminal de la línea. Se puede utilizar cualquier tipo de enlace de comunicación siempre y cuando satisfaga los requerimientos de velocidad y confiabilidad y el de tener que transmitir continuamente una señal.

11.8.5.4.7 Sistema de protección por comparación direccional

Básicamente este tipo de sistema de protección es muy similar a los sistemas de protección de distancia de sobrealcance permisivo o con bloqueo, con la diferencia de que en lugar de protección de distancia, se utilizan relés de potencia de magnitudes superimpuestos o de sobrecorriente direccionales. Si se requiere que el relé direccional sea muy sensible, se adiciona frecuentemente un relé de sobrecorriente o una unidad de impedancia como criterio permisivo.

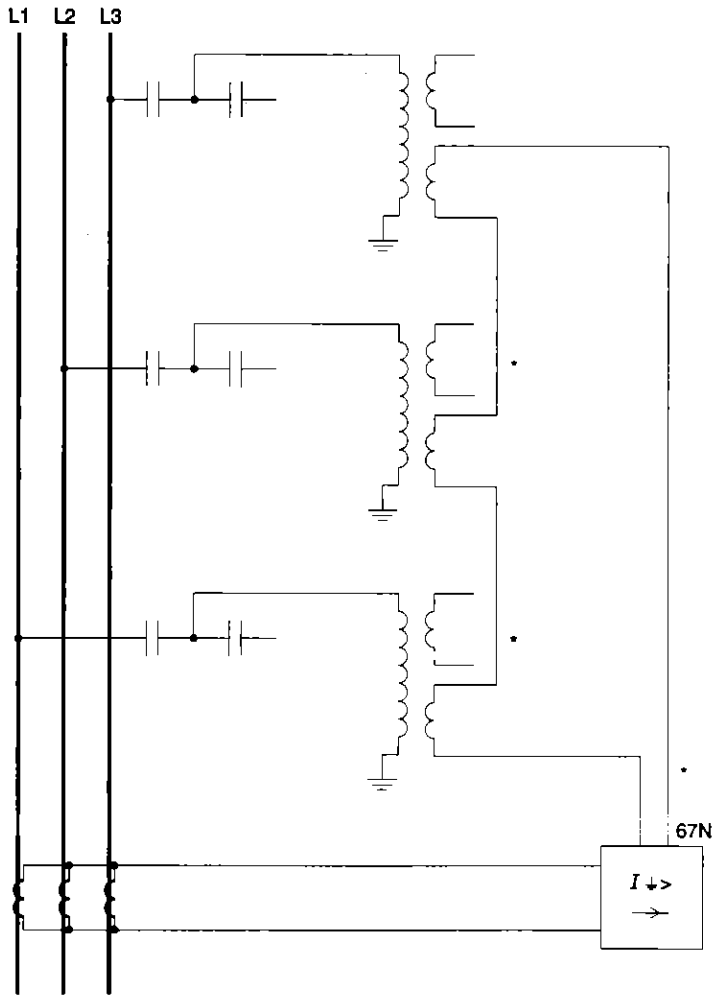
Los relés direccionales que detectan fallas entre fases se polarizan con tensiones de fase en el punto del relé. Los relés direccionales que detectan fallas a tierra se pueden polarizar con la tensión de secuencia cero o con alguna corriente de referencia, como por ejemplo, la corriente de la conexión del neutro a tierra de un transformador de potencia local en el punto del relé. La transmisión del comando de bloqueo es iniciada por un relé no direccional y es interrumpida por el relé direccional.

Los valores de operación de los relés de sobrecorriente de arranque para fallas entre fases deben ser restringidos por la máxima carga, lo cual puede causar problemas en los casos en los que la mínima corriente de falla es comparable con la máxima corriente de carga. La alta sensibilidad de la protección por comparación direccional en fallas a tierra, utilizando relés de sobrecorriente con conexión residual (67N), la hacen muy útil para complementar algunos esquemas de protección de distancia, en los cuales es necesario detectar resistencias de falla a tierra o situaciones asimétricas (Figura 11.38).

Similarmente, los esquemas de protección de sobrealcance permisivo descritos en el Numeral 11.8.5.4.4 se pueden utilizar junto con los relés direccionales. Se puede utilizar cualquier enlace de comunicación dentro de los límites de su rango de aplicación.

Son necesarios altos requerimientos de confiabilidad y de velocidad de transmisión.

En el caso de utilizar una protección direccional rápida (2 ms - 8 ms), tal como la protección direccional de ondas viajeras, se debe considerar la utilización de una teleprotección apropiada e igualmente rápida.



* Con relés numéricos la conexión en delta abierta no se requiere ya que se calcula internamente como la suma de las tensiones de fase

Figura 11.38 – Protección direccional de sobrecorriente sensible para fallas de alta resistencia

11.8.5.4.8 Transferencia directa de disparo

Existen varias condiciones en un sistema de potencia en las cuales se requiere que el interruptor remoto deba ser disparado. Es el caso en que se tengan conectados transformadores o reactores al sistema sin ningún interruptor. Tanto la línea como el transformador deben ser protegidos conjuntamente, lo cual puede generar algunos problemas. Las razones por las que no se puede proveer una adecuada protección a un transformador por la protección de línea de extremo remoto son:

- Una falla en el tanque del transformador puede ser detectada por un relé Buchholz con sólo una corriente de falla despreciable.

- El valor de la corriente de falla con una falla en el transformador puede ser limitado. Por ejemplo, en el caso de una falla en un arrollamiento en delta, la corriente resultante en la línea será de un valor relativamente bajo debido a la impedancia del arrollamiento del transformador; lo anterior es válido también para el caso de una falla a tierra, cercana al neutro de un arrollamiento en estrella. Una señal adicional de bloqueo contra la energización del transformador debe ser enviada al extremo remoto en el caso de una falla en el transformador.
- Es necesario distinguir entre una falla en el reactor de línea y una falla en la línea, especialmente cuando se tiene implementado un circuito de recierre para la línea. En el caso de una falla en el reactor no sólo es necesario disparar el interruptor del extremo remoto sino que se debe también bloquear el recierre subsecuente.

Otra condición particular es cuando se tienen dos sistemas de potencia fuertes independientes, interconectados entre sí por medio de una línea de transmisión, la cual puede no ser efectiva cuando uno de los sistemas es fuertemente perturbado por una falla. Un ejemplo sería la interconexión entre los sistemas de dos países con el fin de intercambiar energía. El hecho de que la protección de la línea de interconexión no detecte una falla en uno de los sistemas podría traer efectos por una posible oscilación de potencia subsecuente a la falla. Como la falla podría estar muy distante a la línea de interconexión se requiere enviar un comando de disparo desde una distancia relativamente grande (300 km - 500 km) y posiblemente a través de varias subestaciones intermedias.

Cuando se tienen centrales separadas de la subestación de maniobra es necesario tener teleprotección para los comandos de disparo y de protección.

Comúnmente usan transferencia directa de disparo los relés de falla interruptor (SOBF) y el diferencial de barras (87B), aclarando más rápidamente fallas entre los transformadores de corriente y los interruptores.

En vista de que el telecomando en el extremo receptor puede iniciar por sí mismo la maniobra sin ningún criterio permisivo local, se hace necesario aplicar los mismos requerimientos descritos en el Numeral 11.8.5.4.2. De cualquier modo, en muchos de estos casos, en que se utiliza PLC, la señal es enviada a través de líneas sanas.

11.8.5.5 Aspectos de confiabilidad en esquemas de protección tipo comando

La confiabilidad de los esquemas de teleprotección mencionados se puede resumir así:

- Disparos permisivos o de aceleración de zona: son seguros, ya que para producirse un disparo por una señal remota se tiene que tener una confirmación local. La fiabilidad dependerá de la disponibilidad del canal de telecomunicaciones y de la confiabilidad misma de los relés.
- Disparos transferidos directos: son fiables. La seguridad dependerá de la habilidad del canal de telecomunicaciones, de diferenciar señales de disparo y ruidos o señales espurias, en otras palabras, dependerá de la calidad del equipo de comunicaciones.
- Esquemas de bloqueo: son fiables. No son seguros ya que, al perderse el canal de comunicaciones, ocurrirán disparos indeseados durante fallas externas.
- Esquemas de desbloqueo: son seguros ya que, al perderse el canal de comunicaciones, se bloquea la protección. Son fiables al menos durante el tiempo de ventana.

11.8.5.6 Sistemas de protección analógicos utilizando teleprotecciones

Los sistemas de protección analógicos utilizando teleprotecciones para la protección de líneas corresponden a las protecciones de línea absolutamente selectivas y dependientes del canal de telecomunicación descritos en el Numeral 11.8; es decir, la protección diferencial longitudinal y la protección de comparación de fase. A continuación se amplían brevemente estos conceptos.

11.8.5.6.1 Sistema de protección diferencial longitudinal

La protección diferencial longitudinal es normalmente utilizada para cables y líneas, de cualquier nivel de tensión y cualquier sistema de puesta a tierra o configuración del neutro. Esta protección es aplicable en particular cuando:

- El ajuste posible de la protección de distancia no es adecuado para cubrir líneas y cables cortos.
- Se requiere introducir un sistema de protección redundante.
- Sólo se tienen disponibles transformadores de corriente y no de tensión en cada extremo de la línea.

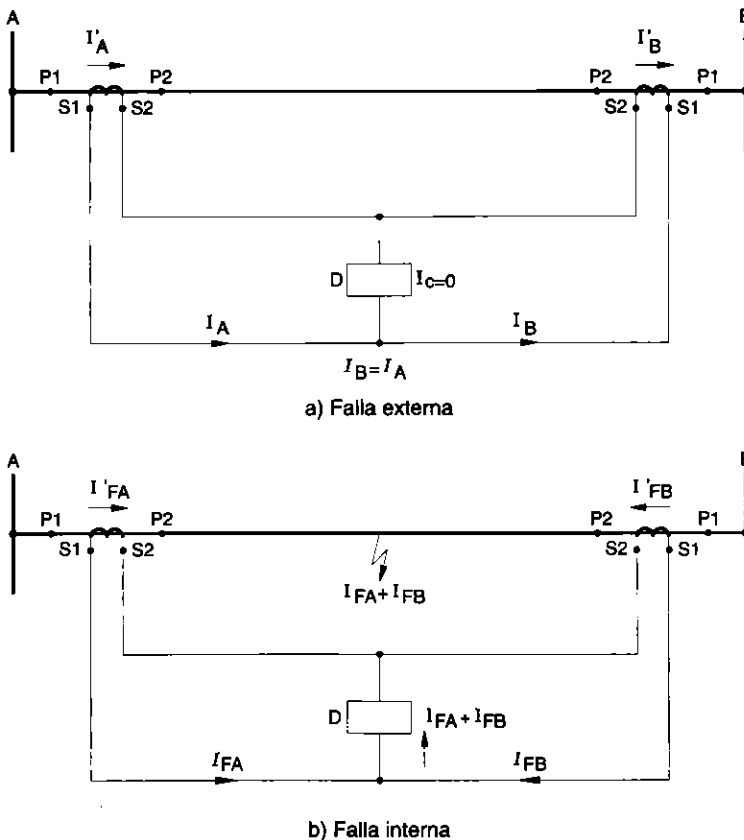


Figura 11.39 – Principios básicos de la protección diferencial

Las unidades de arranque se requieren en caso de que el sistema de telecomunicación no esté continuamente disponible, lo cual ocurre cuando el sistema de telecomunicaciones es normalmente conectado para otros propósitos de comunicación.

El principio básico de funcionamiento se fundamenta en la comparación de magnitud y ángulo de fase de la corriente (y por lo tanto, también llamada protección por comparación de corriente), similar al principio de funcionamiento de un relé diferencial para máquinas. El esquema básico se ilustra en la Figura 11.39. Para implementar este sistema es necesario que los transformadores de corriente sean similares en ambos extremos de la línea.

El dispositivo de protección (D) (que realmente es conformado por dos relés, uno en cada extremo, que se comunican entre sí) debe tener ciertos límites de sensibilidad para poder compensar el efecto de no tener cantidades exactas en ambos extremos de la línea en condiciones normales de operación, producido por la corriente capacitiva en el cable o línea.

De acuerdo con el medio de transmisión este sistema de protección puede ser de varios tipos, los cuales se describen a continuación.

11.8.5.6.2 Protección diferencial longitudinal utilizando hilo piloto

Para esta protección, el medio de transmisión para el intercambio de información entre los dos extremos de la línea es una conexión galvánica (cable físico), llamada hilo piloto.

La comparación de las cantidades secundarias que se efectúa en los extremos de la línea puede ser en la forma de señales de corriente o tensión. De acuerdo con esto, existen dos métodos básicos para crear un circuito diferencial, tal como se ilustra en la Figura 11.40.

En ambos esquemas se requiere un transformador de corriente de mezcla. Este transformador produce una señal monofásica de salida derivada de la suma geométrica de las corrientes de fase; dicha señal varía con el tipo de falla. La comparación se efectúa con estas señales monofásicas.

Si por el recierre se requiere detectar la falla en forma monofásica, es necesario tener un sistema de protección independiente por fase.

En esta protección se deben tener en cuenta aspectos tales como:

- Compensación de la capacitancia del cable piloto
- Tensiones inducidas y diferencias de potencial entre las dos subestaciones extremas de la línea
- Utilización de transformadores de aislamiento
- Monitoreo del hilo piloto.

Su aplicación se limita a longitudes menores de 10 km.

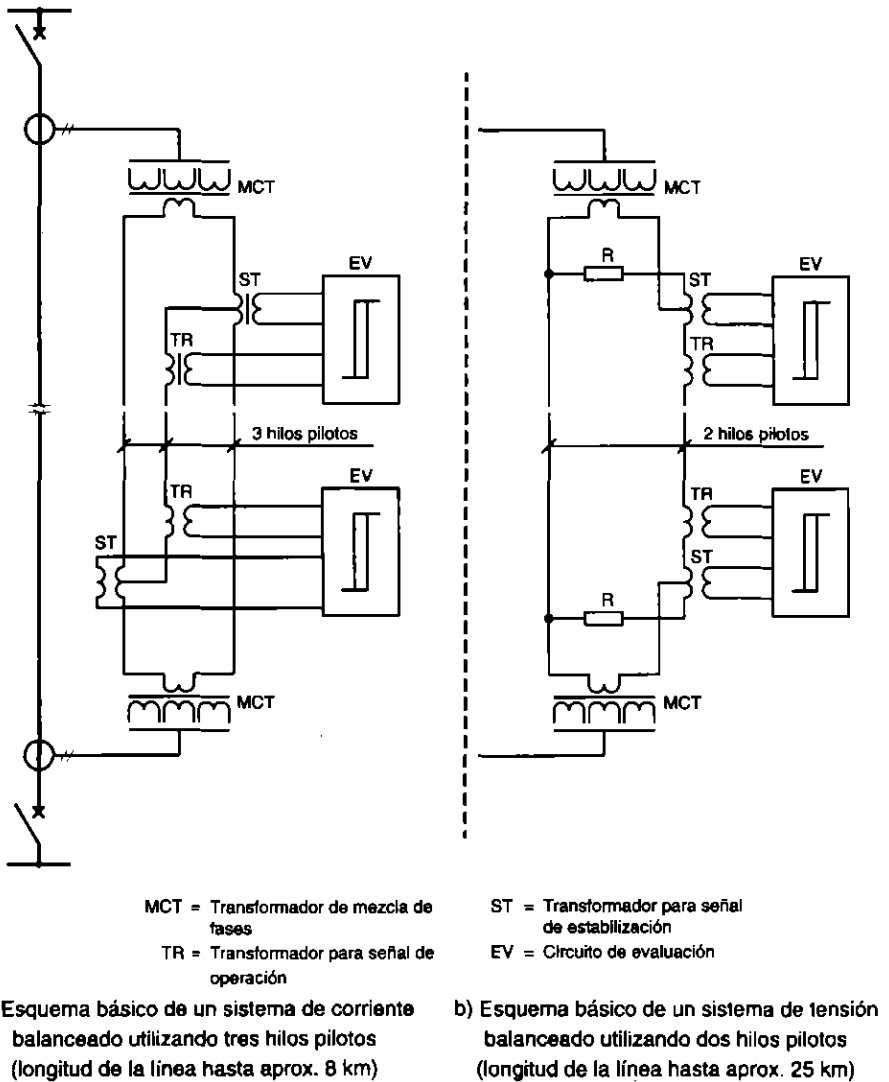


Figura 11.40 – Protección diferencial longitudinal por hilo piloto

11.8.5.6.3 Protección diferencial longitudinal utilizando técnicas de modulación

Los relés de cada extremo, que conforman la protección diferencial longitudinal, pueden intercambiar la información que requieren a través de diferentes medios:

- Fibra óptica conectada directamente a los relés; para longitudes cortas hasta de 15 km. En estos casos usan su propio protocolo y ancho de banda de hasta de 1 Mbit/s.
- Un canal dedicado de 54 o 64 kbit/s usando una conexión que cumpla las especificaciones de la ITU (*International Telecommunication Union*) entre los relés y un equipo de telecomunicaciones de fibra óptica, onda portadora o micro ondas que puede incluso multiplexar el canal con otros canales de servicios como voz y datos.

Con éxito se ha logrado implementar este último esquema en líneas de hasta 200 km. Mayores distancias pueden tener inconvenientes ya que los amplificadores de la señal que se requieren retrasan demasiado la señal para el propósito de protección.

Las técnicas de modulación empleadas pueden ser:

- Sistema de protección diferencial longitudinal por frecuencia modulada FM (Figuras 11.41a y 11.41b).

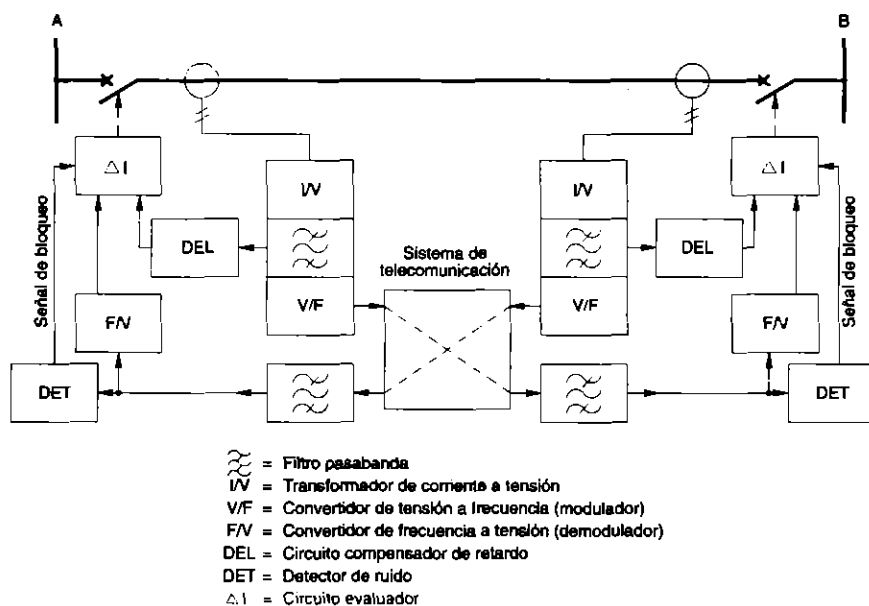


Figura 11. 41a – Sistema de protección diferencial de corriente FM

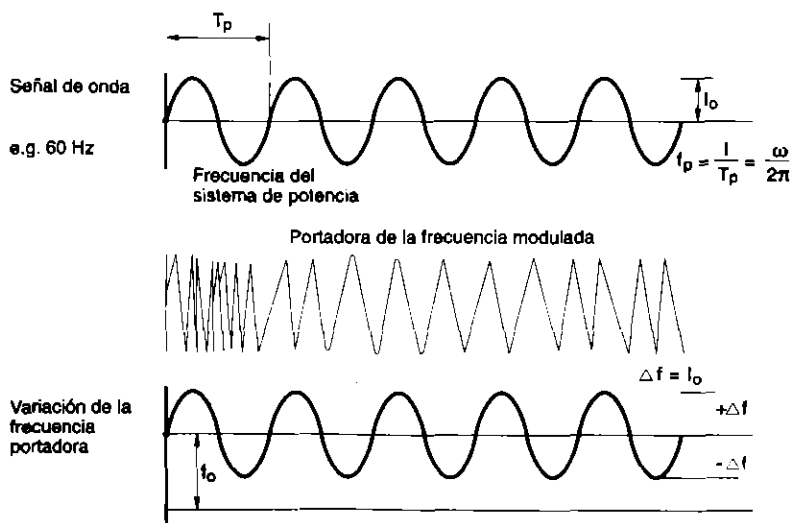


Figura 11.41b – Señal de onda portadora de un sistema de protección diferencial de corriente FM

- Sistema de protección diferencial longitudinal por modelación de pulsos codificados PCM (Figura 11.42)
- Digital
- Exigencia del canal
- Velocidad
- Distancia máxima por canal.

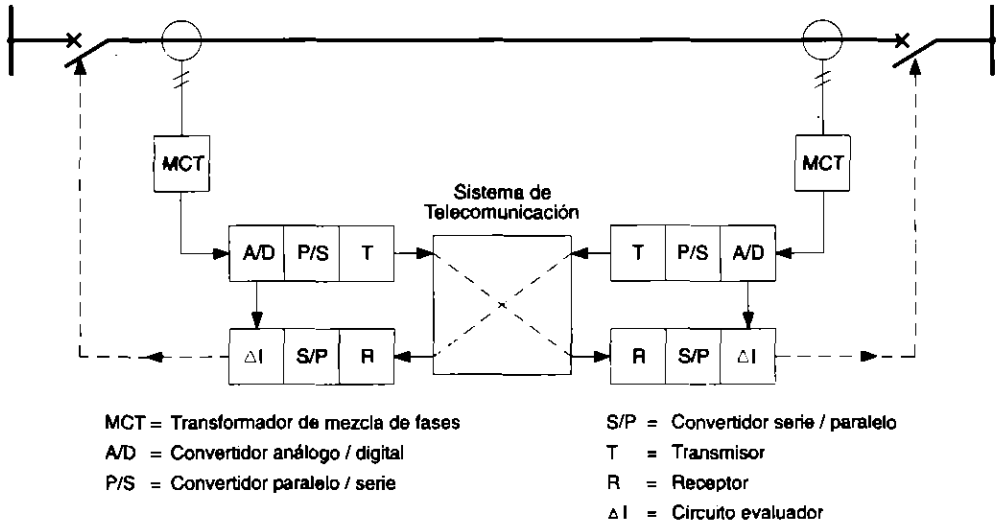


Figura 11.42 – Ejemplo de un sistema de protección diferencial de corriente PCM no segregado

11.8.5.6.4 Sistema de protección por comparación de fase

El dispositivo de protección por comparación de fase mide en cada terminal de la línea el ángulo de fase entre las corrientes en el terminal local y la corriente del terminal remoto. Si el ángulo es pequeño, se trata de una falla externa o solamente de la corriente de carga. Si el ángulo es grande, es una falla interna. Para poder comparar los valores medidos es necesario utilizar un sistema de telecomunicaciones, siendo el más utilizado el PLC, pero microondas, hilo piloto o fibra óptica también se usan.

Los relés de protección por comparación de fase fabricados con técnicas convencionales no numéricos (sin procesador) han entrado en desuso porque se ha demostrado que son inseguros (disparan por fallas externas) y han sido desmontados en varios sistemas de transmisión. La nueva generación pretende usar los mismos principios con relés numéricos.

El método para medir el ángulo varía de fabricante a fabricante. En general, este sistema puede ser caracterizado por:

- Equipo de comparación de fase por cada fase de la línea (incluyendo un circuito de secuencia cero). Protección segregada.
- Equipo de comparación de fase común a las tres fases. Protección no-segregada.

- Comparación de fase medida dos veces cada ciclo. Comparación de fase de onda completa.
- Comparación de fase medida una vez en cada ciclo. Comparación de fase de media onda.
- Comparación de fase con arrancadores. El sistema de telecomunicaciones será modulado por señal de ángulo de fase solamente cuando los arrancadores hayan operado.
- Comparación de fase sin arrancadores. La medida es efectuada y teletransmitida continuamente.
- La comparación de fase puede ser diseñada en un modo de bloqueo o desbloqueo similar a un sistema de protección de distancia utilizando telecomunicaciones.

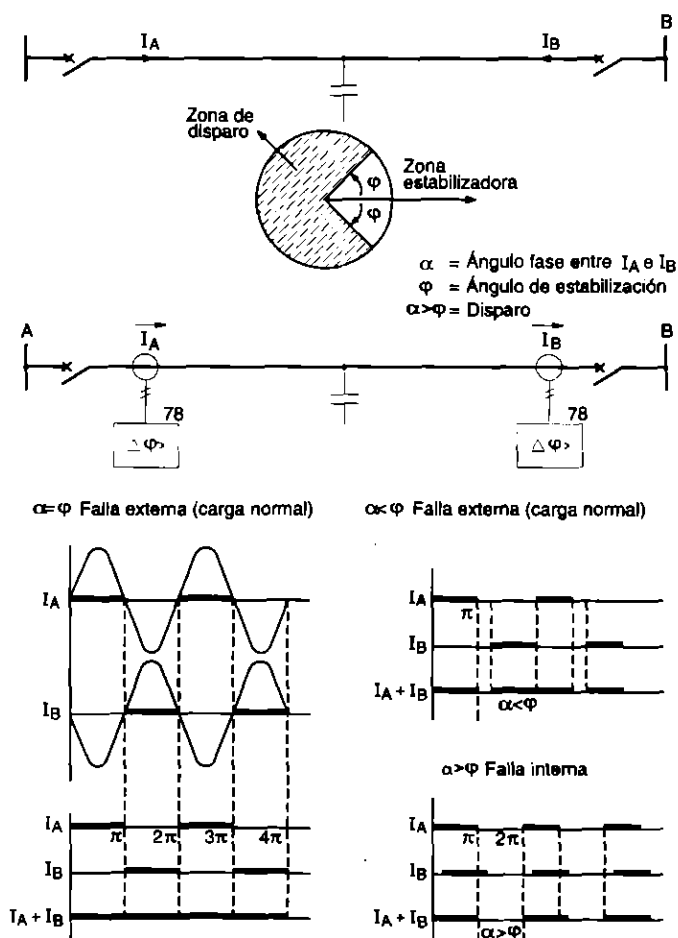
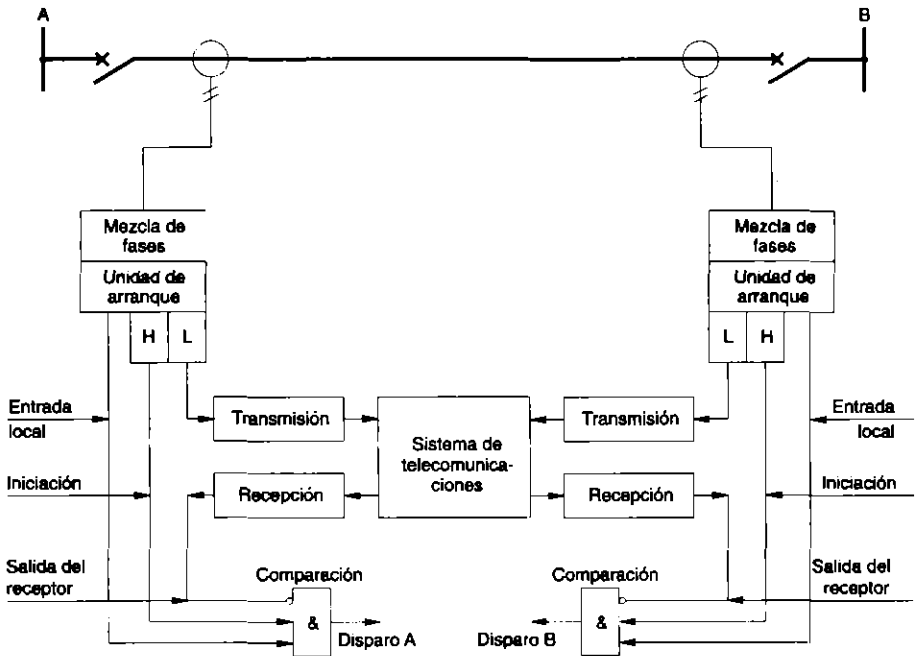


Figura 11.43 – Sistema de protección de comparación de fases de media onda

En general, la corriente que se utiliza en la comparación es convertida a una tensión; esta tensión es convertida a una onda cuadrada; las ondas cuadradas del extremo remoto son comparadas con las producidas localmente, tal como se ilustra en la Figura 11.43.

Las corrientes en ambos terminales de la línea durante operación normal o durante fallas externas no tienen exactamente el mismo ángulo debido a la capacitancia de la línea, lo cual debe tenerse en consideración para evitar un disparo indeseado.

Algunos esquemas típicos de esta protección se ilustran en las Figuras 11.44, 11.45 y 11.46.



Falla interna
(en terminal A*)

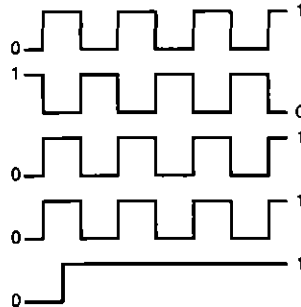
Entrada local a
la compuerta "Y" (&)

Salida del
receptor

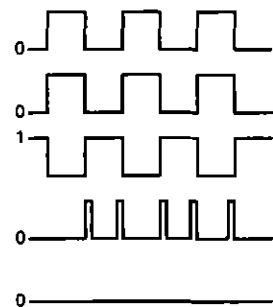
Entrada del receptor
a la compuerta "Y" (&)

Salida de la
compuerta "Y" (&)

Salida de disparo

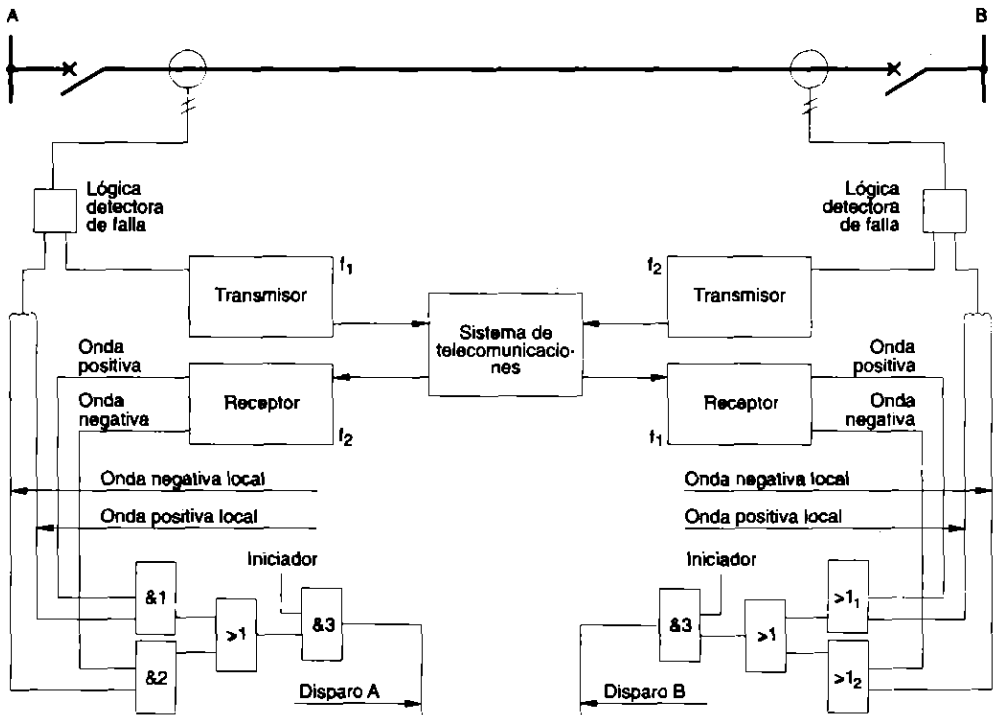


Falla externa
(en terminal A*)

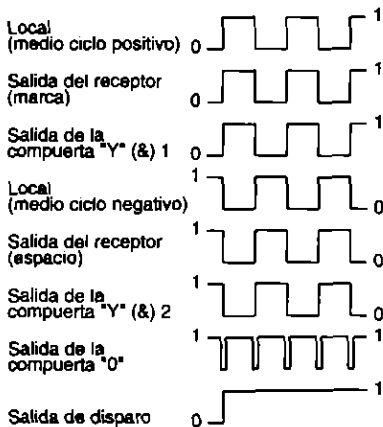


* Operación equivalente e igual salida de disparo en la subestación B

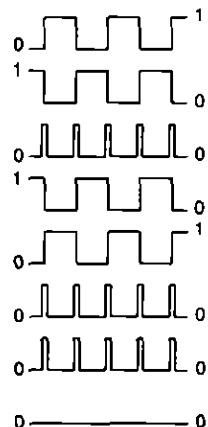
Figura 11.44 – Protección de comparación de fase de media onda no segregada con arrancador



Falla interna
(en terminal A*)

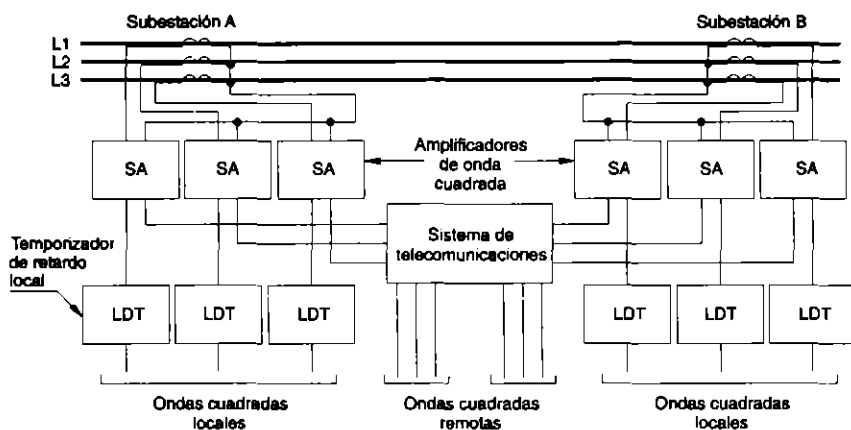


Falla externa
(en terminal A*)

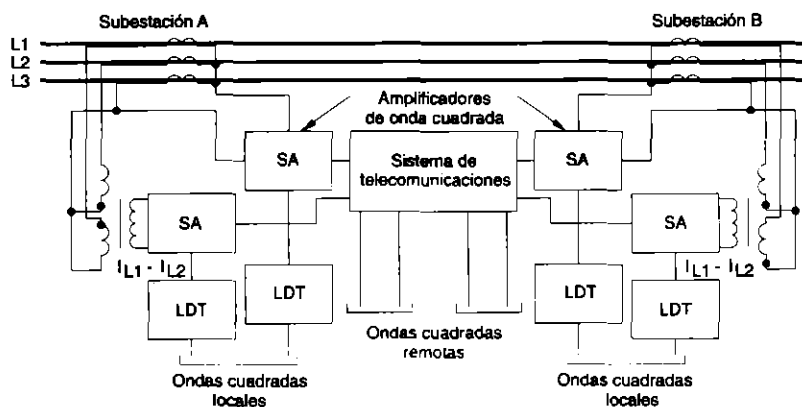


* Operación equivalente e igual salida de disparo en el terminal B

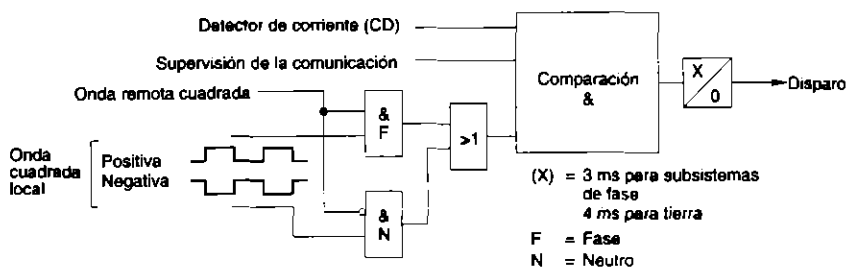
Figura 11.45 – Protección de comparación de fase de onda completa no segregada



a) Tres subsistemas (L1-L2-L3)



b) Dos subsistemas (L1-L2-L3)



c) Lógica básica del circuito de comparación (se requiere una por cada subsistema)

Figura 11.46 – Sistema de protección de comparación de fases segregada

Normalmente para el sistema de comparación de fase de media onda se utiliza un canal PLC tipo "ON-OFF". En un sistema de onda completo el canal es del tipo FSK. En los esquemas se puede utilizar transmisión digital o analógica. Si se utiliza la analógica, los valores de cada fase se transmiten por canales independientes y, en el caso de transmisión digital, son transmitidos en serie con un código de control. Para este último esquema es preferible la utilización de equipos de comunicación por fibra óptica.

11.8.5.6.5 Protección de comparación direccional por ondas viajeras o magnitudes superimpuestas

Funciona detectando el cambio transitorio en la onda de corriente ΔI y de la onda de tensión ΔV que resulta en el momento de la falla, como se muestra en la Figura 11.47.

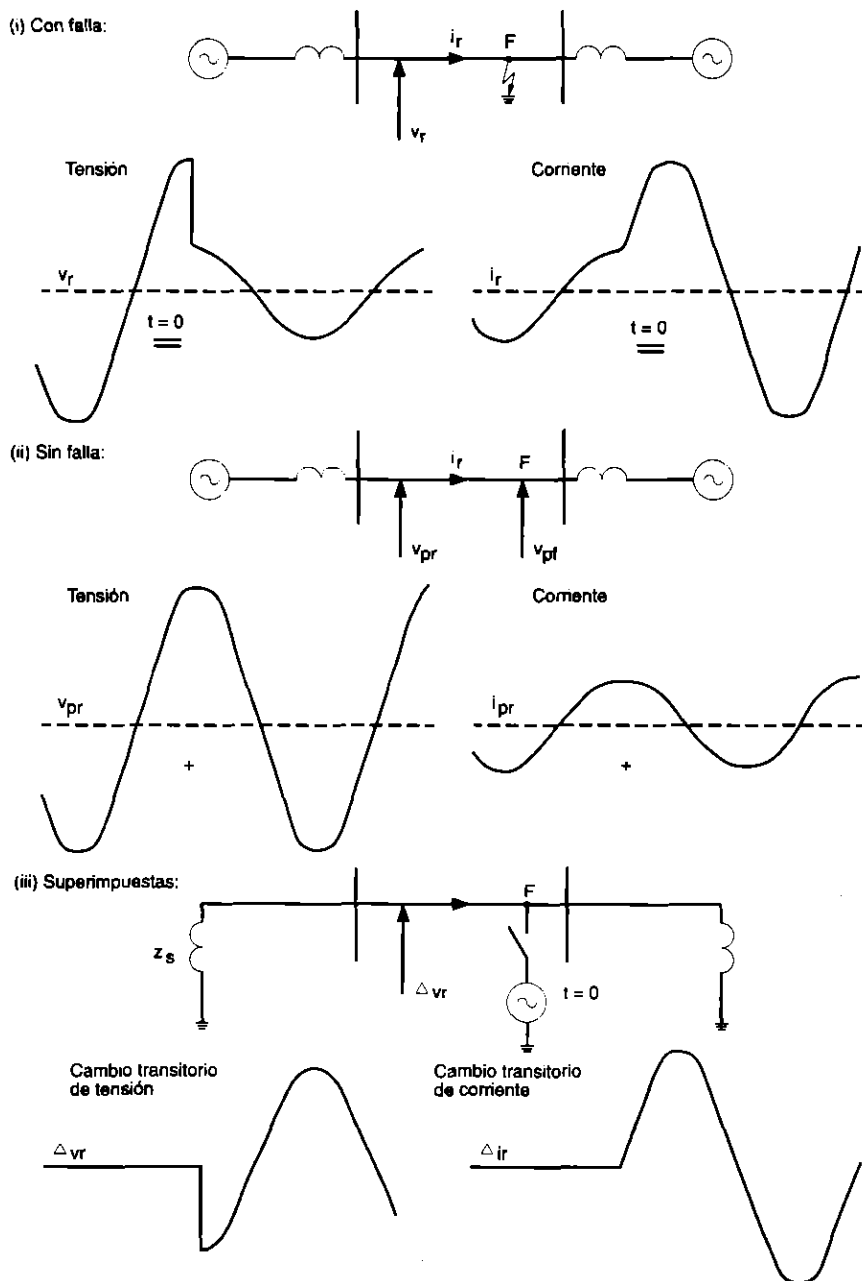


Figura 11.47 – Protección de comparación direccional por ondas viajeras o magnitudes superimpuestas

Dependiendo del signo del cambio, positivo o negativo, de las dos ondas se toma la decisión si la falla es hacia delante o hacia atrás, lo cual permite implementar esquemas de teleprotección permisivos o de bloqueo entre los dos extremos de una línea.

Varias protecciones de distancia modernas usan este principio en los primeros instantes de la detección de una falla. En caso de no ser suficiente el cambio por el tipo de fallas o las condiciones del sistema, entonces bloquean este algoritmo y usan el convencional.

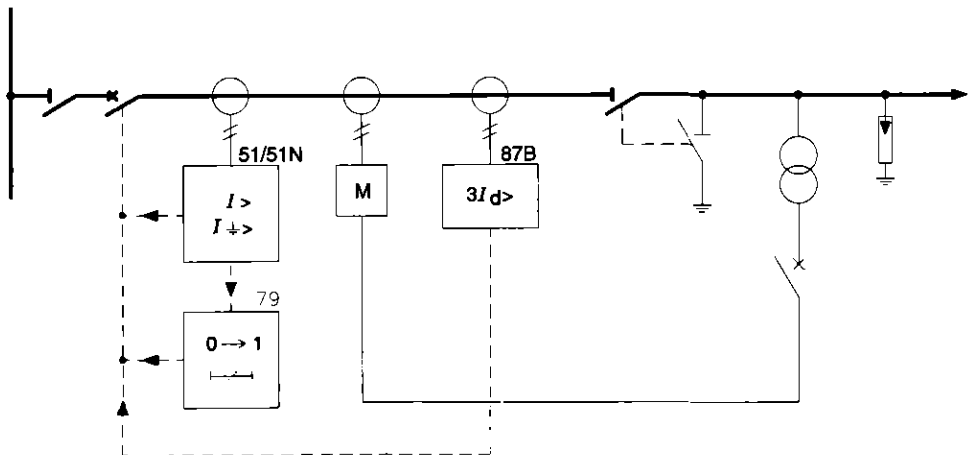
Su gran ventaja es que son bastante rápidos y no se afectan por la compensación serie en líneas largas.

11.8.6 Esquemas típicos de protección de líneas de transmisión

Las líneas de transmisión son las que presentan una mayor variedad de esquemas de protección, ya que entran en juego numerosos aspectos, tales como: nivel de tensión, grado de redundancia, requerimientos de fiabilidad y seguridad, tipo de compensación de reactivos, tiempos de interrupción y disponibilidad de canales de comunicación. En este numeral se presentan en forma muy general algunos de los esquemas de protección más utilizados.

11.8.6.1 Esquema 1

El esquema más simple de protección (esquema 1a), ilustrado en la Figura 11.48a, es el que utiliza relés de sobrecorriente (51/51N) como única protección. Se utiliza generalmente en líneas radiales de distribución o subtransmisión con tensiones iguales o inferiores a 52 kV. El esquema se complementa con relés de recierre tripolar.



M = Medida

51 = Protección de sobrecorriente

79 = Recierre

67B = Protección diferencial de barras

Nota: La protección de sobrecorriente puede incluir una unidad instantánea (50).

Figura 11.48a – Protección de líneas de transmisión - esquema 1a

Si el circuito tiene generación en ambos extremos, los relés de sobrecorriente deben ser del tipo direccional (67/67N). Se debe complementar el esquema con relés de verificación de sincronismo (25), tal como se ilustra en la Figura 11.48b.

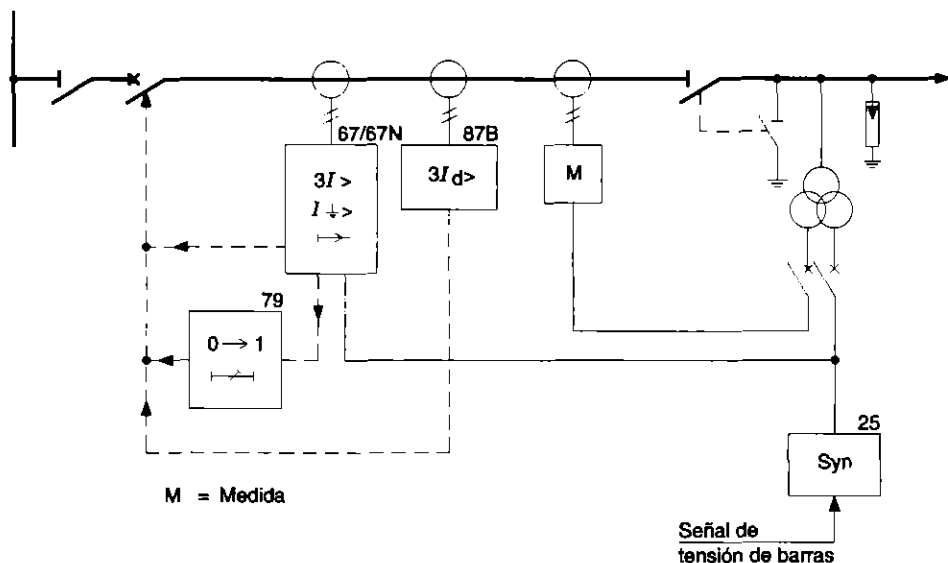


Figura 11.48b – Protección de líneas de transmisión - esquema 1b

Cuando se utiliza esta protección, las unidades de fase se deben ajustar a 1,5 veces la corriente máxima de operación (incluyendo contingencias) y las unidades residuales a 0,4 veces la corriente máxima de operación. El tiempo de operación debe coordinarse selectivamente con los relés de líneas adyacentes [CIGRÉ (1999)]. El tiempo muerto del relé de recierre puede ser ajustado entre 400 ms y 600 ms.

11.8.6.2 Esquema 2

En líneas de subtransmisión o transmisión radiales con tensiones entre 52 kV y 245 kV se utilizan los relés de distancia (21/21N). En este rango de tensiones se comienzan a utilizar tanto el recierre tripolar como el monopolar (79), así como los relés de protección contra fallas del interruptor (50 BF). Como respaldo se tiene la opción de instalar relés de sobrecorriente (51/51N). Este esquema se ilustra en la Figura 11.49.

El relé de distancia se ajusta tal como se indica en el Numeral 11.8.1. Los relés de sobrecorriente se ajustan como en el esquema anterior pero teniendo en cuenta que el disparo del interruptor sea siempre efectuado primero por el relé de distancia; consecuentemente, los relés de sobrecorriente no deben iniciar recierre por su acción temporizada al ser relés de respaldo.

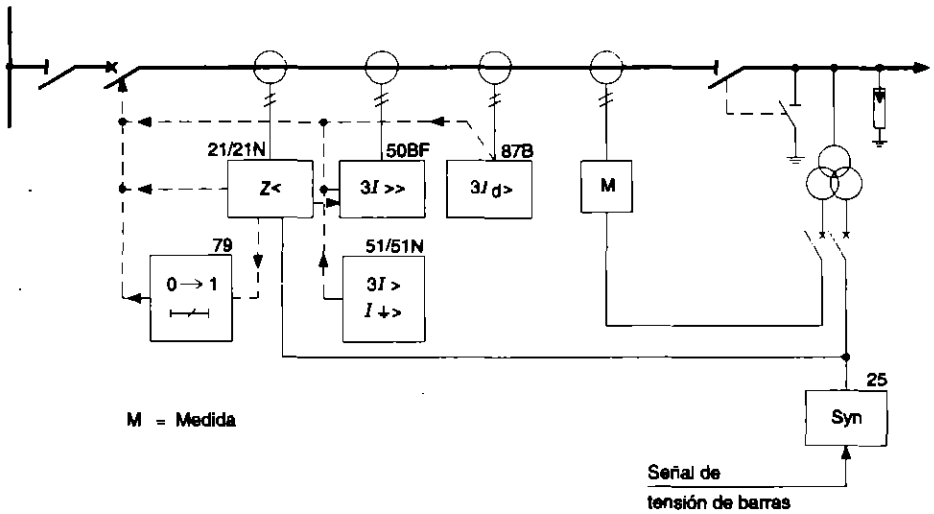


Figura 11.49 – Protección de líneas de transmisión - esquema 2

11.8.6.3 Esquema 3

En líneas de interconexión hasta una tensión de 245 kV se utilizan, además, los relés de respaldo del tipo sobrecorriente direccionales (67/67N). El relé de distancia (21/21N) que actúa como protección principal se complementa con un esquema de teleprotección, generalmente del tipo permisivo. Se utiliza el recierre tanto monopolar como tripolar (79) y relés de protección contra fallas del interruptor (50 BF).

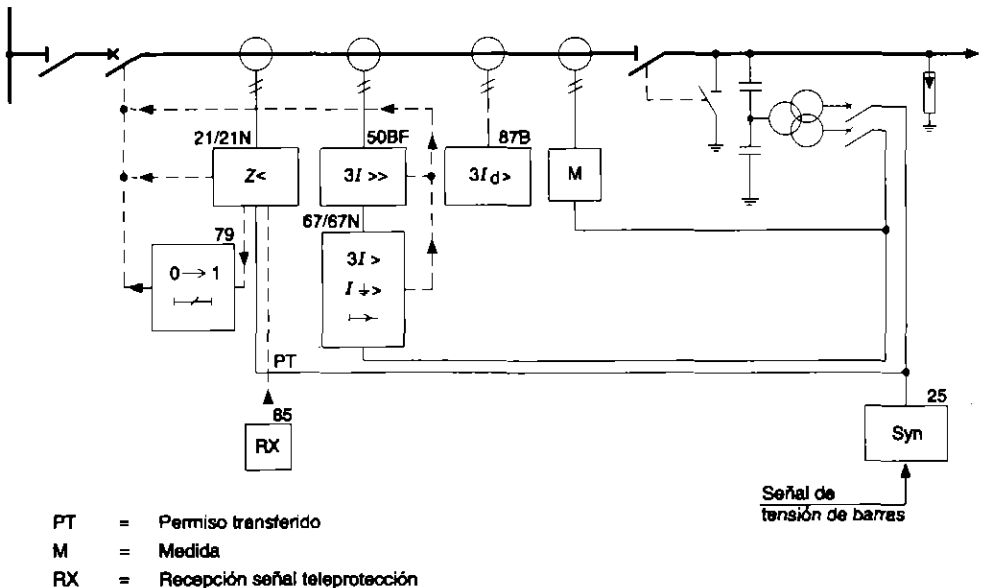


Figura 11.50 – Protección de líneas de transmisión - esquema 3

La protección de respaldo por sobrecorriente direccional (67N) puede implementarse con dos funciones. Una de tiempo definido trabajando en un esquema de sobrealcance permisivo y la otra de tiempo inverso trabajando independientemente. Esta protección para este esquema, así como para el esquema 3, debe ser temporizada y dar disparo trifásico solamente.

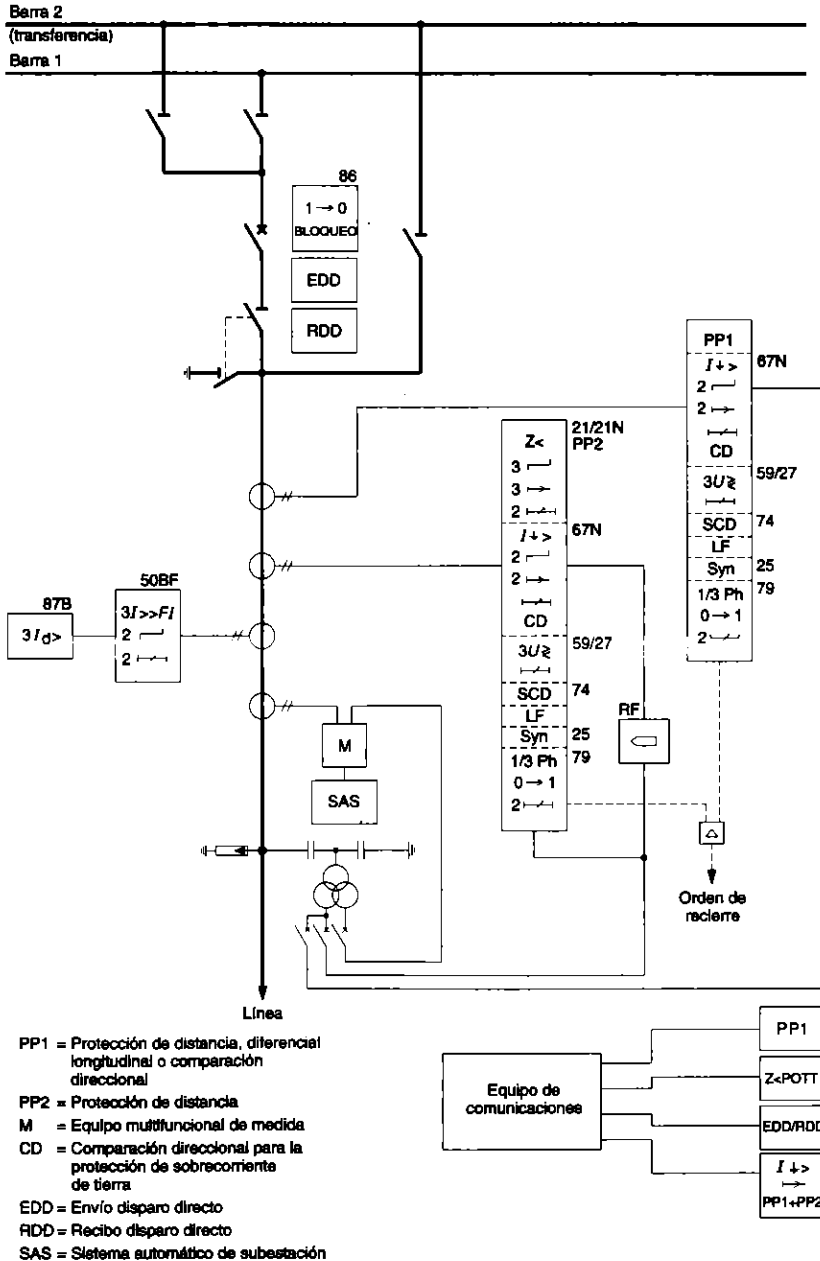


Figura 11.52 – Sistema típico de protección de una línea de extra alta tensión

Cuando se tienen esquemas duplicados en extra alta tensión, se implementan protecciones complementarias tales como alta y baja tensión (59 y 27), protección tramo de línea (protección entre los transformadores de corriente y el seccionador de línea, cuando éste está abierto en configuraciones de interruptor y medio) (50/50N-TM), relés de supervisión de circuito de disparo (74), balance de tensión en secundarios de los transformadores de tensión (60), protección de desbalance de fases de secuencia negativa de tensiones (46) (utilizada en sistemas radiales); adicionalmente a los relés de recierre (79), verificación de sincronismo (25) y respaldo local contra fallas del interruptor (50 BF). Estas funciones están incluidas en la mayoría de las protecciones multifuncionales. Un esquema típico se ilustra en la Figura 11.52.

Cuando se tiene protección de distancia complementada con un esquema tipo comando de sobrealcance, es necesario tener en cuenta los problemas de la inversión de corriente por fallas en líneas paralelas. Adicionalmente, cuando se tienen estos esquemas es conveniente prever los relés de distancia con función "eco" para una operación correcta en condiciones de terminal débil o *weak-infeed* [CIGRÉ (1991)].

Se debe tener especial cuidado de que los relés de distancia sean adecuados (aprobados y garantizados por el fabricante) para protección de líneas con compensación serie.

11.9 RECIERRE AUTOMÁTICO

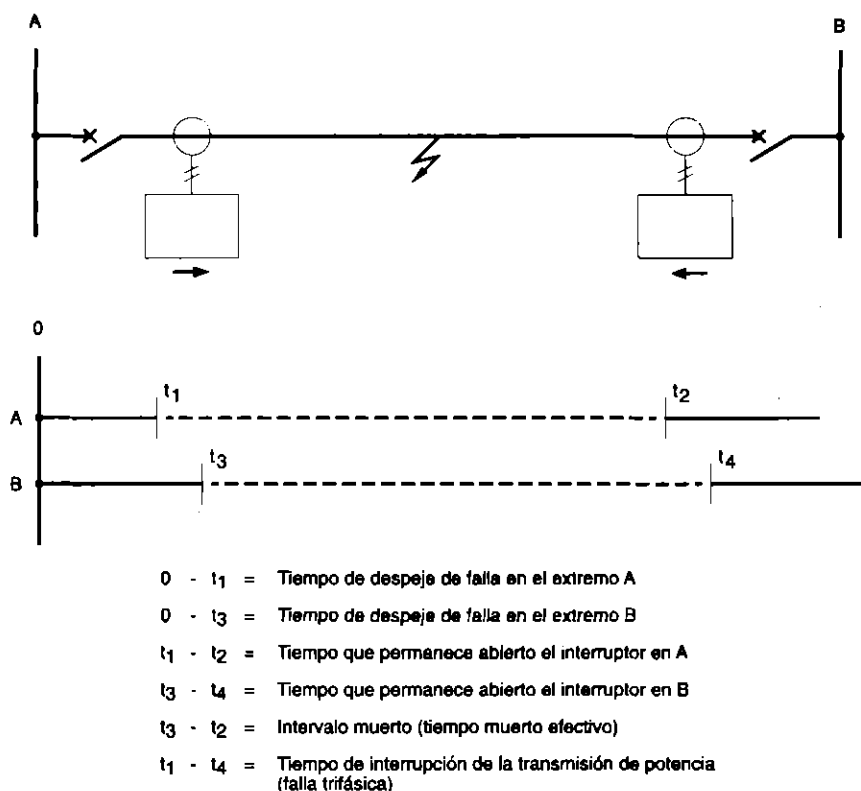
11.9.1 General

La mayoría de las veces, las fallas en las líneas de transmisión son causadas por rayos que generan sobretensiones transitorias. Normalmente el aislamiento se rompe a través de un arco en los aisladores de la torre. Si la corriente en el lugar de la falla se interrumpe por un corto tiempo, el punto de la falla se desioniza y la línea tendrá su aislamiento completo cuando se reenergice. Este tipo de falla se considera del tipo transitorio. La falla permanente se presenta cuando se daña el aislador o cuando se rompe el conductor y hace contacto con la tierra.

El número de fallas transitorias comparado con el número de fallas permanente varía de sistema a sistema. Es muy usual que el 80% de las fallas sean transitorias. Debido a estos hechos se han desarrollado controles automáticos que cierran el interruptor en un corto período después de que el sistema de protección ha disparado. El tiempo necesario para un recierre exitoso depende del nivel de tensión que se tenga. Normalmente, el tiempo muerto en líneas de transmisión no debe ser menor de 0,3 s. En la Figura 11.53 se ilustran las definiciones de los términos utilizados en el campo de los recierres automáticos.

En los sistemas de alta tensión generalmente se utiliza el recierre automático sólo cuando el sistema de protección ha operado en zona 1 o con teleprotección. Si la señal de disparo llega entre 0,2 s y 0,3 s después de que ocurre la falla, la función de recierre se bloquea automáticamente. Con el fin de conseguir un recierre automático para fallas en todos los puntos de la línea es necesario tener disparos casi que instantáneos. Por tal motivo se deben utilizar los sistemas de protección tipo comando.

Existen varios esquemas de recierre automático. Los más comunes son: recierre monopolar, recierre tripolar, recierre temporizado y restauración automática.



Nota: Normalmente no puede haber transmisión de potencia cuando hay una línea fallada; por lo tanto, algunas veces se habla de que el tiempo de interrupción es $0 - t_4$.

Figura 11.53 – Definiciones en el campo del recierre automático

11.9.2 Recierre monopolar

Según las estadísticas mencionadas se observa que la mayoría de las fallas son monopolares. Por esta razón es natural abrir únicamente la fase fallada cuando ocurre una falla monofásica. En el caso de una falla multifásica no habrá recierre o se activará un recierre tripolar; en este caso el interruptor disparará sus tres fases.

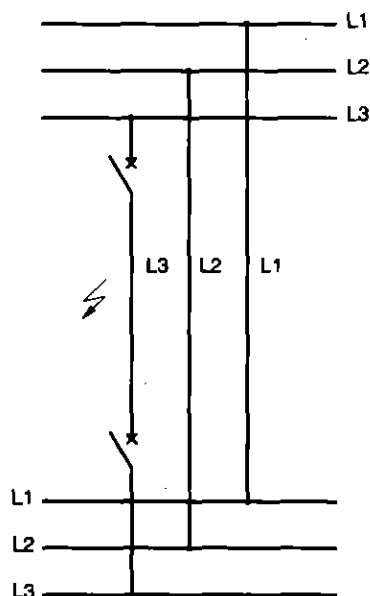
La ventaja del recierre monopolar sobre el recierre tripolar, en el caso de un sistema en paralelo débil, es que las fases sanas mantienen el sincronismo durante el tiempo muerto (Figura 11.54).

Se ha conocido, por accidentes y por cálculos, que las fallas cercanas a generadores grandes se convierten en un gran esfuerzo para el eje de los turbo generadores. Estos esfuerzos serán peores si durante una falla sostenida se realiza un recierre. Si la falla es trifásica y se realiza un recierre trifásico el generador puede sufrir averías graves. Por esta razón, es preferible el recierre monofásico en vez del recierre trifásico en sistemas cercanos a grandes estaciones de generación.

La desventaja del recierre monofásico se presenta en la complejidad del relé de protección, el circuito de disparo, los interruptores, etc. El sistema de protección debe ser

capaz de seleccionar la fase fallada, lo cual puede ser dificultoso dependiendo de la configuración del sistema. Sin embargo, no requieren previa verificación de sincronismo.

Normalmente, en sistemas de extra alta tensión, el tiempo muerto debe ser mayor para el recierre monofásico que para el recierre trifásico debido al acople capacitivo con las fases sanas.



Note: Las dos fases sanas mantienen el sincronismo durante el tiempo de interrupción. La situación de desbalance crea corrientes de secuencias cero y negativa en el circuito.

Figura 11.54 – Recierre monopolar

11.9.3 Recierre exclusivamente tripolar

En el recierre solamente tripolar los tres polos del interruptor deben ser abiertos por cualquier tipo de falla. Después de un intervalo de tiempo muerto los tres polos del interruptor se cierran al mismo tiempo sin verificar tensión de sincronismo. Se supone que la malla en paralelo es lo suficientemente fuerte como para mantener el sincronismo durante el tiempo muerto (Figura 11.55).

Es peligroso utilizar recierre trifásico cerca de centrales generadoras cuando no se tiene verificación de sincronismo, por el riesgo de presentarse grandes esfuerzos en los ejes de las maquinarias. En el caso de una operación errónea, la máquina podría quedar sin ningún tipo de conexión al sistema durante un tiempo muerto y posteriormente, al cerrarse nuevamente el interruptor, el generador podría estar fuera de sincronismo con el sistema.

La ventaja de este esquema comparado con el recierre monopolar es la simplicidad de la protección y de los circuitos auxiliares. Desde el punto de vista de estabilidad, este sistema es desventajoso comparado con el sistema de recierre monopolar.

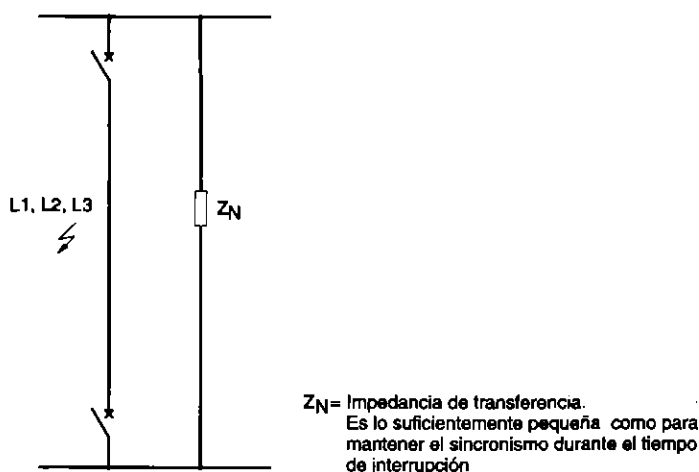


Figura 11.55 – Recierre tripolar

11.9.4 Recierre temporizado

Normalmente los recierres de alta velocidad (menores de 1 s) se implementan con un solo intento. En el caso de una falla sostenida se abren las tres fases definitivamente.

Algunos equipos de recierre monopolar tienen un dispositivo adicional de recierre temporizado. Lo anterior significa que en el caso de un recierre rápido no exitoso, existirá un segundo intento algunos segundos después. Después de algunos segundos la línea será energizada en un extremo y sincronizada en el otro.

11.9.5 Restauración automática

En algunos países se utilizan sistemas muy sofisticados de restauración automática. Este equipo opera en todos los interruptores de la subestación. En el caso de un apagón total, tan pronto se tenga tensión en la línea o la barra, automáticamente se cerrarán los interruptores siguiendo cierto orden, hasta restablecer el servicio en toda la subestación. El control automático puede ser iniciado o parado desde el centro de control. La restauración automática es un equipo local que puede ser considerado como sistema redundante referenciado al sistema de control remoto.

11.10 PROTECCIONES COMPLEMENTARIAS

11.10.1 Relé de verificación de sincronismo

Es utilizado para permitir el cierre del interruptor para conexión del circuito en condiciones normales de operación o después de desenergizar la línea por apertura de los interruptores por condiciones de falla. En el caso de sistemas débiles, aunque no se pierde el sincronismo del sistema, la transferencia de potencia a través de las líneas restantes puede resultar en el desarrollo de tensiones de fase diferentes entre los terminales de la línea, lo cual produciría un choque inaceptable en el sistema si se tuviera un recierre.

Por lo tanto, es usual incorporar un relé de verificación de sincronismo en el sistema de recierre para establecer cierre mediante el cumplimiento de tres verificaciones:

1. Diferencia en el ángulo de fase: ajustada normalmente a 20° , pudiéndose tener ángulos hasta 35° y 45° .
2. Diferencia de tensión: si las tensiones tienen una magnitud menor que cierto valor normal entre el 80% y el 90% de la tensión asignada.
3. Diferencia de frecuencia: se puede calcular usando técnicas de procesamiento digital con relés numéricos o simplemente un temporizador y el chequeo de ángulo, de tal forma que durante un tiempo determinado el relé dará salida si el ángulo no excede el ajuste en grados definido, es decir, una diferencia de frecuencia determinada. En este caso, existe una dependencia incómoda para algunas aplicaciones, entre los tres ajustes.

Su ajuste se establece así:

Δf : 3 mHz, utilizado en sistemas muy estables con exigencias fuertes de sincronismo

Δf : 20 mHz, para recierres en líneas de transmisión cortas

Δf : 200 mHz, con esquemas de recierre que requieren tiempos muertos cortos.

Es normal cerrar un extremo de la línea y luego el otro; normalmente se cierra primero el más débil y el relé debe tener la posibilidad de verificar barra viva línea muerta mediante un chequeo de umbral de tensión; luego en el extremo fuerte se cierra el interruptor con verificación de sincronismo.

11.10.2 Relé de disparo y bloqueo

El relé de disparo y bloqueo (86) es utilizado para realizar disparos definitivos del interruptor; es decir, con disparo sostenido y bloqueo del circuito de cierre, en el caso de todo tipo de fallas en elementos con aislamientos no regenerativos como equipos de compensación, transformadores y generadores.

En el caso de perturbaciones en cualquier clase de circuitos conectados a la subestación, se utiliza para hacer disparos a los interruptores asociados por la acción de la etapa 2 de la protección por falla de interruptor, relé de sobretensión, protección diferencial de barras y protecciones mecánicas del interruptor (baja presión de SF_6 , discrepancia de polos, falla de mecanismo de operación); es decir, por situaciones que requieren efectuar inspección e intervención de los equipos.

11.10.3 Relé de supervisión de circuito de disparo

La función del relé de supervisión de circuito de disparo (74), como su nombre lo dice es supervisar el circuito de disparo del interruptor ante eventos tales como la pérdida de tensión auxiliar, interrupción del cable de conexión entre la fuente y el circuito de disparo o defectos en la bobina de disparo del interruptor. Este dispositivo cobra aún más importancia cuando se tiene una sola bobina de disparo en el interruptor; da alarma en el sistema de control de la subestación.

La función de supervisión se basa en hacer circular una corriente de bajo nivel (incapaz de hacer operar la bobina de disparo) a través del circuito supervisado, tal como se presenta

en la Figura 11.56, durante todos los estados del relé de protección asociado al circuito y del interruptor del mismo.

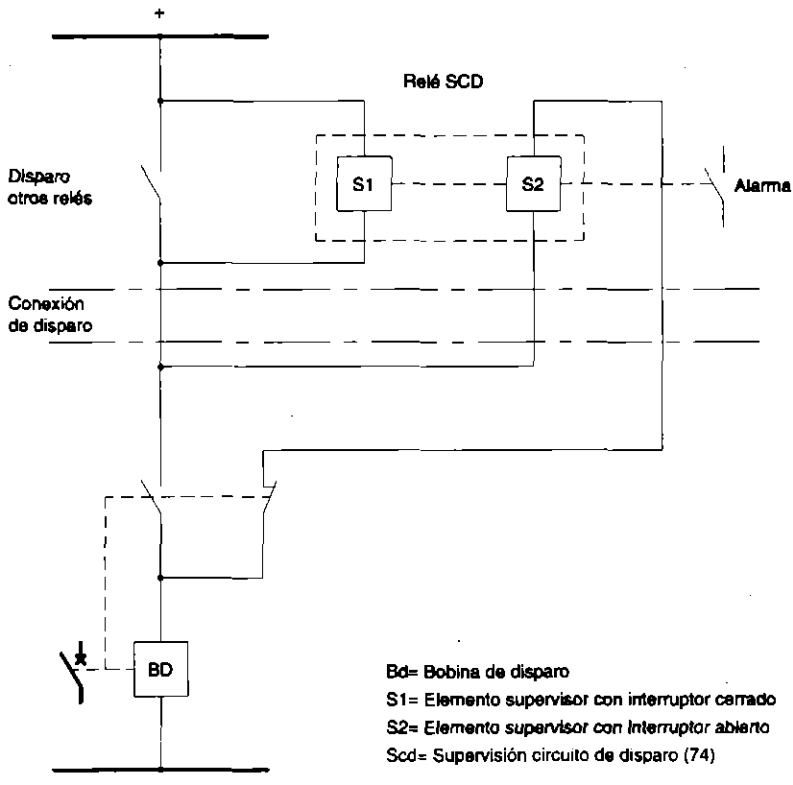


Figura 11.56 – Relé de supervisión de circuito de disparo

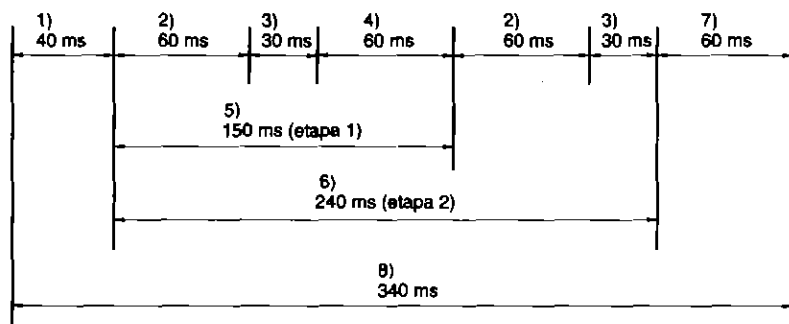
11.11 SISTEMA DE PROTECCIÓN LOCAL DE RESPALDO CONTRA FALLAS DE INTERRUPTOR

Tal como se mencionó anteriormente, por razones económicas no se duplican los interruptores y, por este motivo, es necesario utilizar un esquema de protección local de respaldo contra falla del interruptor.

Este esquema de protección es esencial para asegurar una buena fiabilidad y seguridad en las subestaciones, especialmente en las de configuración de conexión de interruptores asociados (anillo, interruptor y medio, etc.), ya que cuando falla un interruptor la protección ordena la apertura de algunos interruptores y evita que operen las protecciones remotas aislando toda la subestación.

El principio de protección es el siguiente: cuando ocurre una falla en el equipo protegido, los relés principales, y si es del caso los de respaldo, dan órdenes de disparo a los interruptores de la línea. Simultáneamente se energiza un relé de tiempo que comprueba si la orden de disparo fue ejecutada durante un período de tiempo (50 ms a 300 ms), el cual se establece con base en el tiempo de operación de los interruptores más un margen. Si no se

realiza la interrupción, se determina cuáles interruptores están conectados a la barra por medio de una réplica de las barras obtenida de los contactos auxiliares de los seccionadores (en el caso de subestaciones con configuración de conexión de barras). La protección de respaldo asociada al interruptor fallado envía orden de disparo a estos interruptores con lo cual se elimina la falla. En la Figura 11.57 se muestra un esquema de coordinación de tiempos para la protección de respaldo contra fallas del interruptor.



- 1) Tiempo de operación de la protección
- 2) Tiempo de operación del interruptor
- 3) Tiempo de reposición
- 4) Margen
- 5) Retardo de tiempo de la protección de falla interruptor, etapa 1 (retrip)
- 6) Retardo de tiempo etapa 2 (disparo interruptores asociados)
- 7) Tiempo operación interruptores asociados
- 8) Tiempo total de despeje de falla con falla en el interruptor

Figura 11.57 – Sistema de protección contra falla del interruptor - tiempo de operación

Como se indica en el esquema, el ajuste de la protección local contra fallas del interruptor debe ser suficiente para permitir la normal eliminación de la falla, así como también la reposición de los relés de sobrecorriente más un margen. Asimismo, el tiempo total de eliminación de la falla por la protección local de respaldo contra fallas del interruptor debe ser menor que el máximo requerido para eliminar la falla y conservar la estabilidad del sistema y para coordinar con relés remotos de respaldo.

El suministro de corriente de cortocircuito a través del interruptor fallado, desde líneas adyacentes, puede eliminarse mediante un comando de disparo transferido, dado simultáneamente por la protección de respaldo del interruptor y transmitido a través del sistema de telecomunicaciones, o puede interrumpirse por la acción de los relés de respaldo remoto, localizados en la subestación del otro extremo. Esto si los requerimientos de estabilidad no son estrictos.

Para comprender la filosofía de la protección de respaldo contra fallas del interruptor se explica a continuación la correspondiente a las subestaciones con configuración de interruptor y medio (Figura 11.58). Supóngase que se presenta una falla en la línea A, la cual debe ser aislada en la subestación mediante la apertura de los interruptores 1 y 2. Los relés principales y de respaldo envían orden de disparo a dichos interruptores; si por ejemplo el No. 1 no abre sus polos, el relé de sobrecorriente de respaldo contra fallas del interruptor (S1) energiza el relé de tiempo de la barra, el cual después de cierta temporización (tiempo de apertura del interruptor más el margen) dispara los interruptores conectados a la barra 1, eliminando completamente la falla.

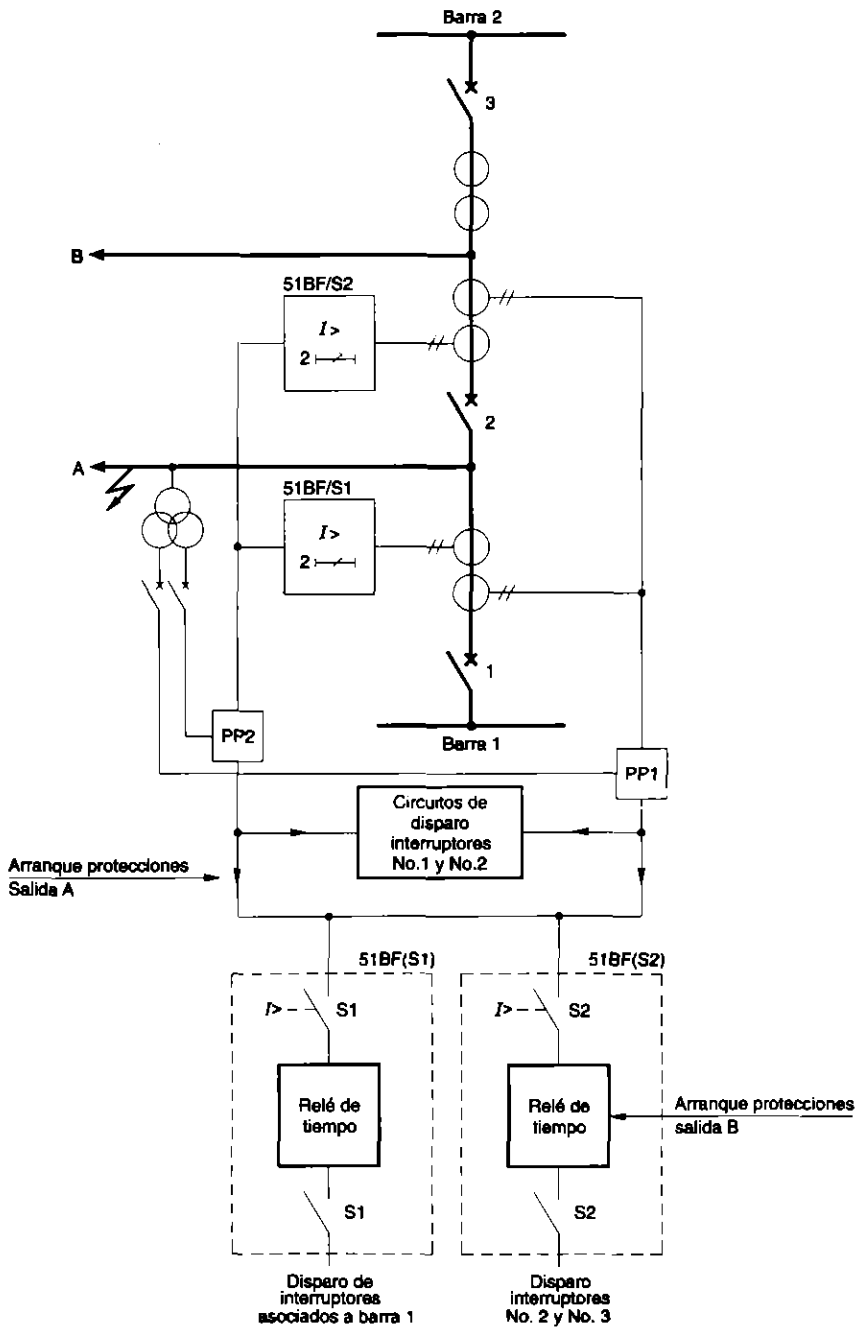


Figura 11.58 – Sistema de protección local contra fallas del interruptor

IEC	ANSI	DESCRIPCIÓN	IEC	ANSI	DESCRIPCIÓN
		Relé de distancia			Relé de sobrecorriente direccional a tierra
		Verificación de sincronismo			Oscilación de potencia o deslizamiento de polos (generadores)
		Dispositivo accionado por temperatura			Dispositivo accionado por nivel de aceite
		Relé de baja tensión			Relé de supervisión de circuito de disparo
		Relé de secuencia negativa			Comparación de fases
		Dispositivo de sobretensión			Relé de recierre
		Relé de sobrecorriente de fases instantáneo			Relé de recepción de disparo transferido
		Relé de sobrecorriente de tierra instantáneo			Relé de bloqueo
		Protección falla interruptor			Relé diferencial
		Relé de sobrecorriente de fases temporizado			Registrador de fallas
		Relé de sobrecorriente de tierra temporizado			Medida
		Relé de sobretensión			Retardo
		Desbalance de tensiones o corrientes			Tiempo definido
					Tiempo inverso
		Relé Buchholz			Direccionalidad
		Relé de sobrepresión			Etapas o zonas
		Relé de sobrecorriente direccional			

Figura 11.59 – Simbología de los equipos de protección

Tomando la misma línea fallada, supóngase que el interruptor No. 2 no abre sus polos. En este caso, el relé S2 permanecerá con sus polos cerrados, energizando así el relé de tiempo y, después de la temporización, dicho interruptor será disparado eliminando completamente la falla de la subestación. Este mismo principio se aplica cuando ocurre una falla en barras.

Los relés de sobrecorriente, para respaldo del interruptor, deben solicitarse con un rango entre 0,2 y 2 veces la corriente asignada y un tiempo ajustable entre 0 ms y 300 ms. Es común especificarlos con dos etapas. La primera etapa repite el disparo a través del relé de disparo y bloqueo (86) que intenta el disparo a través de las dos bobinas del interruptor. En las configuraciones de interruptor y medio se incluye también una tercera etapa o etapa cero para cubrir las fallas entre los transformadores de corriente y los interruptores.

Para sistemas en los cuales la corriente de cortocircuito tiene valores por debajo de la máxima corriente de operación, el sistema de protección de respaldo del interruptor puede activarse por medio de relés de mínima impedancia o con protecciones mecánicas, en caso de salidas de transformadores de potencia.

Cabe anotar que para sistemas simples y en los cuales el tiempo de respaldo remoto es satisfactorio, no se requiere este sistema de protección.

11.12 EQUIPO DE MANDO SINCRONIZADO (EMS)

11.12.1 Generalidades

La maniobra de interruptores en los sistemas eléctricos de potencia normalmente da origen a fenómenos transitorios, bien sea de tensión o de corriente, y cuya magnitud e impacto sobre la red dependen del equipo maniobrado, de otros equipos presentes en el sistema en el momento de la maniobra y sus correspondientes parámetros eléctricos, así como de parámetros aleatorios tales como los valores instantáneos de tensión o corriente en el momento de la maniobra.

El equipo de mando sincronizado (EMS) es un dispositivo basado en tecnología de microprocesadores, programado para determinar, según el equipo a ser maniobrado, las condiciones óptimas de los valores instantáneos de corriente o tensión bajo los cuales se debe realizar la maniobra, de modo que permita minimizar el fenómeno transitorio y su efecto sobre la red.

Para lograr este objetivo el EMS realiza las siguientes funciones:

- Monitorea la tensión o la corriente del sistema al cual se encuentre asociado el interruptor a ser maniobrado.
- Retrasa la orden de maniobra dada por el operador hasta el instante en el cual se presenten condiciones óptimas de operación para que los transitorios sean mínimos.

Es de anotar que esta maniobra se realiza en un lapso de tiempo muy corto y resulta casi imperceptible para el operador; adicionalmente, la utilización del equipo de mando sincronizado no es aplicable para los comandos provenientes de los equipos de protección ya que, por velocidad de operación y confiabilidad del sistema, dichos comandos deben ejecutarse directamente sobre las bobinas de disparo del interruptor.

Para que la aplicación de los relés de mando sincronizado sea exitosa, el interruptor debe cumplir con algunas características particulares tales como:

- Que sea de mando monopolar o que, en su defecto, posea un desplazamiento mecánico fijo entre los tres polos que permita la acción de cada polo en el instante requerido. En este último caso el interruptor solamente resulta apto para la maniobra del tipo de equipo para el cual se diseñó.
- Que el tiempo de operación del interruptor permanezca aproximadamente constante en el tiempo y no varíe considerablemente de una maniobra a otra.

11.12.2 Aplicación de los relés de mando sincronizado

Las principales y más comunes aplicaciones de un relé de mando sincronizado se ilustran en la Tabla 11.1 y se describen a continuación:

a) Para operaciones de cierre:

- Reducción de las sobretensiones transitorias al energizar una línea o durante una maniobra de recierre. Esta aplicación es muy restringida puesto que el fenómeno asociado con la energización de la línea es más de estado estacionario, debido al efecto Ferranti; y para el caso de los recierres, normalmente los relés de mando sincronizado no sensan la carga atrapada presente en la línea en el instante de ejecutar el recierre.
- Reducción de la corriente transitoria de energización de un banco de condensadores.
- Reducción de la corriente transitoria de magnetización al energizar un transformador.

b) Para la operación de apertura

- Optimizar el tiempo de arco en el interruptor para reducir el riesgo de reencendido y evitar la posibilidad de la extinción de la corriente antes del cruce por el cero natural (*chopping*).

Como se indicó anteriormente, la definición de las condiciones óptimas de operación depende del tipo y características del equipo maniobrado, por lo que en la práctica existe una gran cantidad de casos diferentes en la aplicación del mando sincronizado. A continuación se ilustran los casos más típicos de dicha aplicación.

11.12.3 Energización de bancos de condensadores

En el momento de la energización de un condensador descargado, éste se comporta como un cortocircuito, por lo que al aplicarle la tensión del sistema aparece un transitorio de corriente cuya magnitud está dada por la expresión:

$$i = C \frac{dV}{dt} \quad (11.3)$$

Donde:

C: capacitancia del banco de condensadores

dV/dt : variación de la tensión con respecto al tiempo.

De acuerdo con esto, la energización del condensador deberá realizarse cuando la tensión aplicada a él sea cero. Las dos aplicaciones más comunes para la energización de condensadores son:

- a) Energización de bancos de condensadores en derivación conectados en estrella con neutro puesto a tierra. En este caso, cada una de las fases del banco está sometida a la tensión fase-tierra del sistema por lo que cada uno de los polos del interruptor deberá cerrar cuando las correspondientes tensiones de fase cruzan por cero. En la Figura 11.60b se ilustra el fenómeno de energización. Tomando como referencia la tensión de la fase a y cerrando el polo de esta fase en su cruce por cero, la secuencia de energización resulta ser a-c-b:

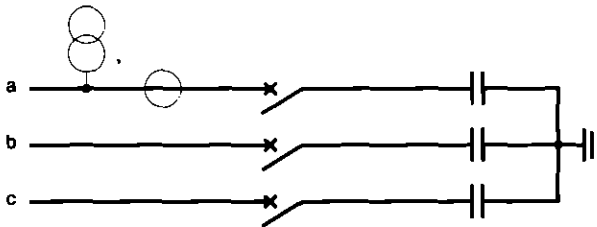


Figura 11.60a – Banco de condensadores en derivación conectado en estrella con neutro puesto a tierra

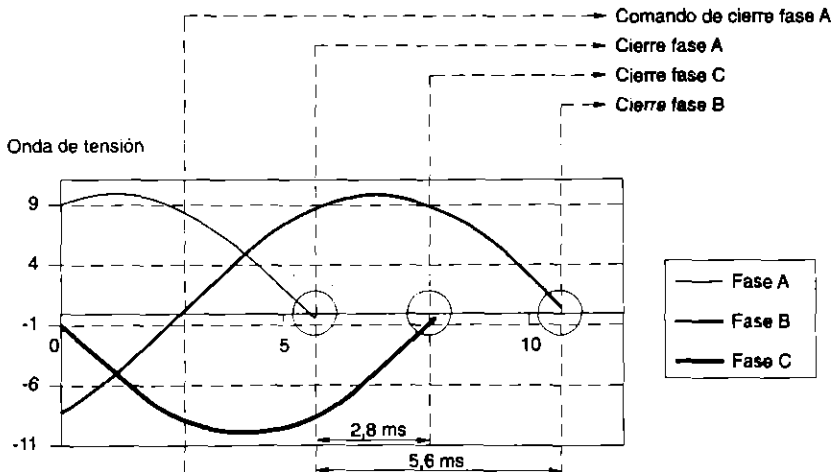


Figura 11.60b – Secuencia de energización de banco de condensadores en derivación conectado en estrella con neutro puesta a tierra

- b) Energización banco de condensadores en derivación con conexión en estrella y neutro flotante. En este caso, la tensión de cada una de las fases del banco está referida a la tensión fase-fase y la secuencia de la maniobra debe ser tal que inicialmente se cierren dos fases simultáneamente en el preciso momento en que tengan el mismo valor de tensión instantánea, garantizando de esta manera que la tensión inicial en las dos fases energizadas del banco sea cero. La tercera fase se

energiza 90° eléctricos después, es decir, en el cruce por cero. El fenómeno se ilustra en la Figura 11.61b.

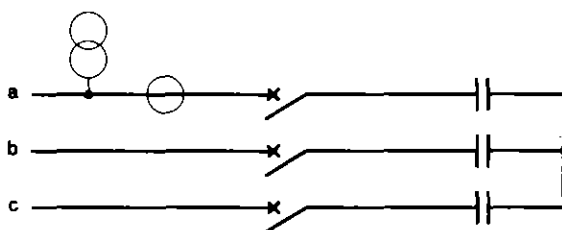


Figura 11.61a – Banco de condensadores en derivación con conexión en estrella y neutro flotante

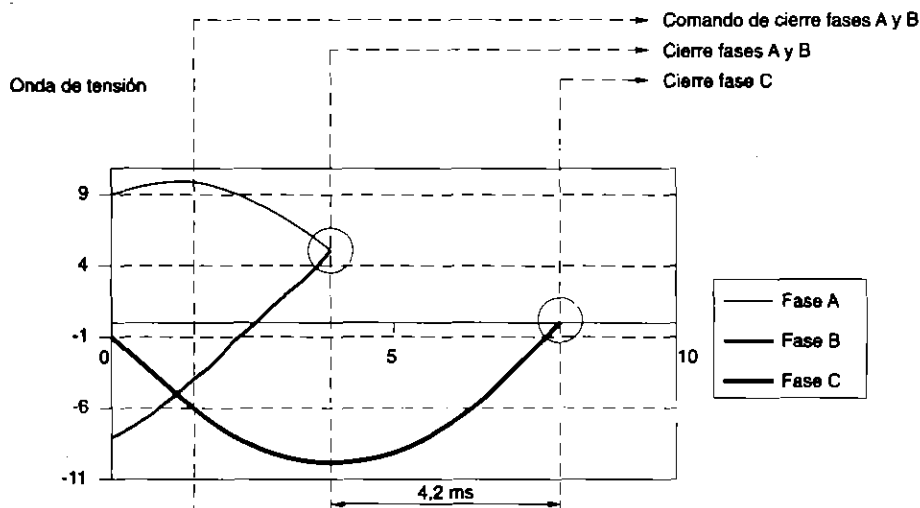


Figura 11.61b – Secuencia de energización de banco de condensadores en derivación con conexión en estrella y neutro flotante

El método tradicional para controlar la corriente de energización de un condensador ha sido la colocación de un reactor en serie; sin embargo, esta función puede ser ahora realizada de manera más efectiva por los relés de mando sincronizado.

11.12.4 Energización de transformadores de potencia

Los transformadores de potencia se energizan generalmente en vacío, lo cual origina la circulación de una corriente inicial de magnetización de gran magnitud, dependiendo del valor instantáneo de la tensión en el momento de la energización.

Por tratarse de un circuito inductivo, la corriente de magnetización se encuentra atrasada 90° en relación con la tensión. De acuerdo con esto, a un valor máximo de tensión corresponde un valor mínimo de la corriente de magnetización, y viceversa, tal como se ilustra en la Figura 11.62.

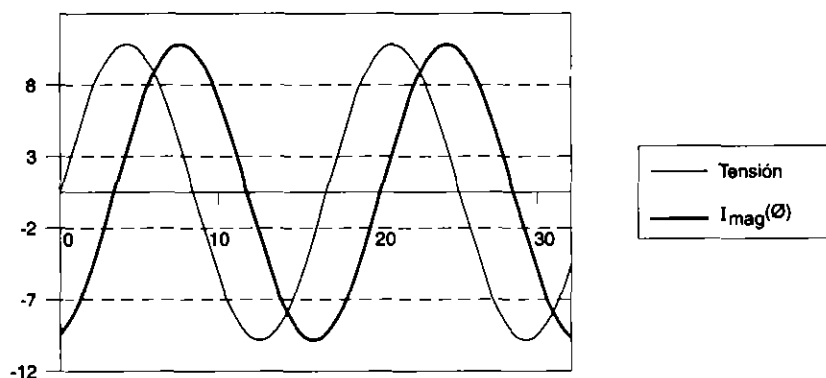


Figura 11.62 – Onda tensión - corriente de magnetización, energización de transformadores de potencia

Debe, adicionalmente, tenerse en cuenta que la corriente de magnetización se encuentra en fase con el flujo que ésta produce en el núcleo del transformador. Si al energizar el transformador en vacío la onda de tensión está cruzando por cero, el flujo instantáneo que corresponde a este valor de tensión es su valor pico. Suponiendo que en el núcleo no hay flujo remanente y considerando que el flujo no puede cambiar de cero al valor pico en forma instantánea, aparecerá una componente de flujo exponencial decreciente con un valor inicial igual pero de sentido contrario al valor pico de la componente sinusoidal del flujo, de modo que el valor inicial total del flujo sea cero.

El flujo total, correspondiente a la suma entre la componente sinusoidal y la componente transitoria, tendrá en los primeros ciclos valores picos que pueden saturar el núcleo presentándose valores muy altos de corriente de magnetización, tal como se ilustra en la Figura 11.63.

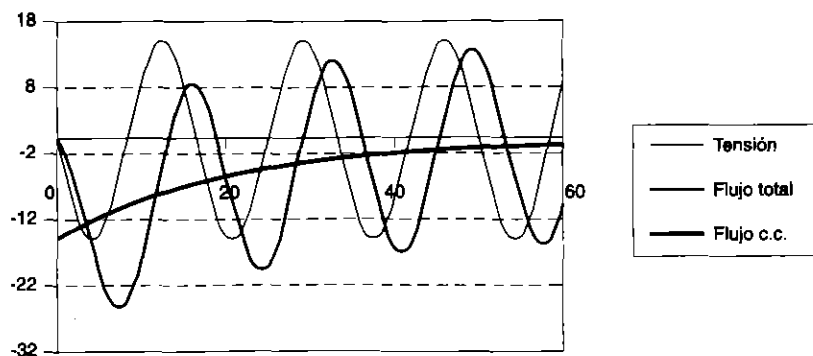


Figura 11.63 – Fenómeno de energización de transformadores de potencia

La curva de magnetización de los transformadores ilustra lo que ocurre con la corriente de magnetización dependiendo del flujo; para el flujo nominal, la corriente de magnetización tiene un valor muy pequeño, pero para un flujo superior al flujo de saturación la corriente de magnetización del equipo es muy alta.

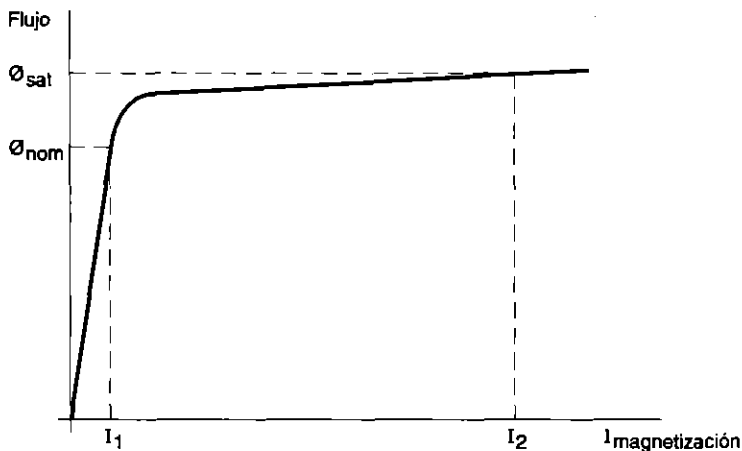


Figura 11.64 – Curva de magnetización

Si por el contrario, la energización se hace cuando la onda de tensión pasa por su valor pico, el flujo correspondiente es cero y, por lo tanto, no se generará la componente transitoria del flujo, evitándose la aparición de una gran corriente transitoria de magnetización.

En conclusión, la maniobra con el equipo de mando sincronizado debe garantizar el cierre de la primera fase cuando la onda de tensión se encuentre en su valor máximo para que la corriente de magnetización y el flujo sean nulos en el instante del cierre. El cierre de las dos fases restantes dependerá del tipo de transformador según sea tipo núcleo o acorazado, banco monofásico o trifásico y el grupo conexión de los devanados.

A continuación se ilustra la secuencia de energización para un transformador trifásico, tipo núcleo, con el devanado primario conectado en estrella aterrizada.

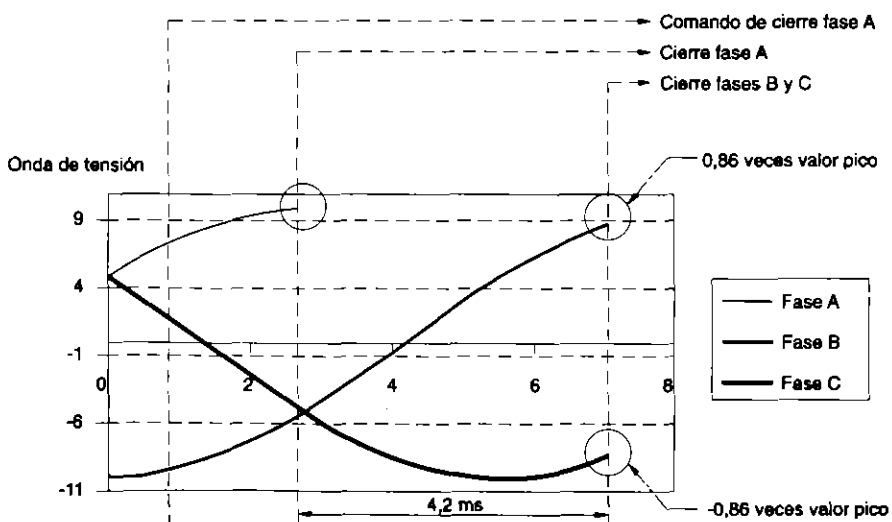


Figura 11.65 – Secuencia de energización para un transformador trifásico, tipo núcleo, con el devanado primario conectado en estrella aterrizada

Se debe considerar, adicionalmente, que el núcleo de los transformadores es fabricado de material magnético, por lo que, cuando se desenergiza el transformador, queda un flujo remanente que, dependiendo del momento de la próxima energización del equipo, puede mejorar o empeorar la corriente transitoria de magnetización:

- Si el flujo remanente se suma al flujo transitorio total, la corriente transitoria de magnetización disminuye.
- Si el flujo remanente se resta al flujo transitorio total, se requiere una corriente transitoria de magnetización muy alta.

Por lo tanto, el relé de mando sincronizado debería tener en cuenta el flujo remanente en los transformadores; sin embargo, en la fecha de edición del libro no se disponía de equipos para medición este flujo.

11.12.5 Apertura de transformadores

La desenergización de los transformadores no ocasiona fenómenos transitorios; sin embargo, es conveniente determinar la polaridad de la tensión en el momento de la desenergización para poder determinar la polaridad del flujo remanente. Esto se obtiene mediante un relé de mando sincronizado que garantice que la apertura se realice siempre cuando se tiene una polaridad específica.

11.12.6 Apertura de reactores

Durante la maniobra de apertura de reactores se presentan los siguientes fenómenos:

- a) La corriente en un reactor posee un valor muy pequeño comparado con la corriente de carga de una línea o de un transformador, por lo que esta corriente generalmente está muy por debajo de los valores de la corriente nominal de los interruptores. Con los nuevos mecanismos de extinción de corriente en los interruptores es posible que, al abrir una corriente de un reactor, ésta se extinga antes de su cruce natural por cero (*chopping*).
- b) El segundo fenómeno ocurre porque en el momento de la desenergización de un reactor, la corriente que circula por él disminuye súbitamente. La bobina genera un flujo de gran magnitud en el sentido contrario al flujo que posee, generándose una gran sobretensión de acuerdo con la siguiente expresión.

$$V = -L \frac{di}{dt} = -N \frac{d\Phi}{dt} \quad (11.4)$$

Donde:

V : sobretensión

L : inductancia del reactor

N : número de espiras

di/dt : variación de corriente con respecto al tiempo

$d\Phi/dt$: variación de flujo con respecto al tiempo.

Esta maniobra puede conllevar a la reignición del arco entre los contactos del interruptor debido a la sobretensión generada entre ellos.

La maniobra sincronizada de reactores debe realizarse garantizando que se temporeice la orden de apertura de manera que, en el próximo cruce por cero de la corriente, los contactos se encuentren suficientemente separados para soportar la sobretensión generada entre ellos y así evitar la reignición. Pero, asimismo, debe garantizarse que el inicio de la separación de los contactos no se presente muy lejos del próximo cruce de la corriente por cero, puesto que los contactos pueden llegar a tener una separación tal que el arco se rompa antes de dicho cruce por cero y presentarse el fenómeno del corte de corriente, el cual a su vez da lugar a grandes sobretensiones en el sistema. Dos casos muy típicos de desenergización de reactores son:

- Desenergización de bancos de reactores trifásicos, tipo núcleo conectados en estrella con neutro puesto a tierra. En este caso, la corriente se interrumpe en secuencia inversa de fases con la segunda fase 30° eléctricos después de la primera y la tercera 90° eléctricos después de la segunda, como se ilustra en la Figura 11.66b.
- Desenergización de bancos de reactores trifásicos, tipo núcleo, conectados en estrella con neutro flotante. En esta caso, la corriente se interrumpe inicialmente en una fase y 90° eléctricos después simultáneamente en las otras dos fases, tal como se ilustra en la Figura 11.67b.

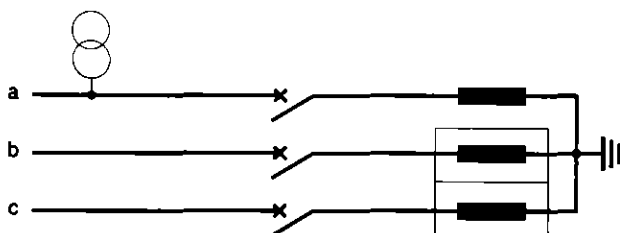


Figura 11.66a – Reactor trifásico, tipo núcleo, conexión en estrella con el neutro aterrizado

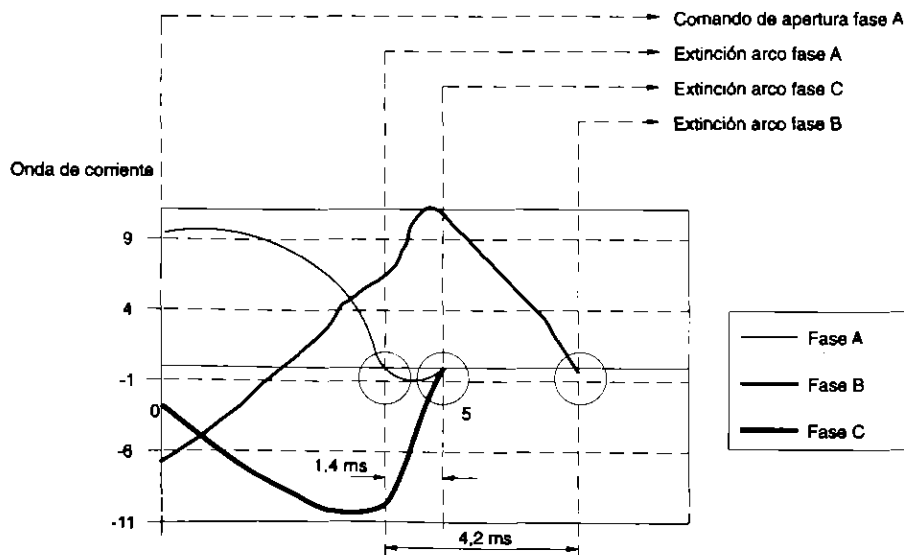


Figura 11.66b – Secuencia de desenergización de reactor trifásico, tipo núcleo, conectado en estrella con neutro puesto a tierra

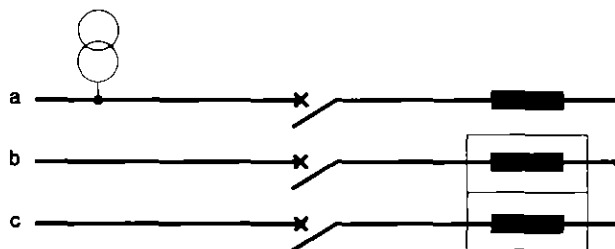


Figura 11.67a – Reactor trifásico, tipo núcleo, conexión en estrella con el neutro flotante

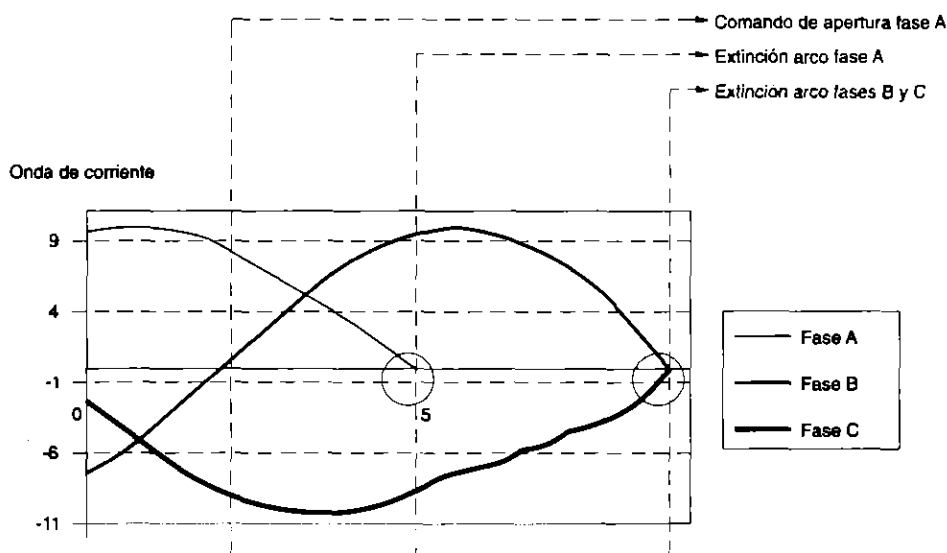


Figura 11.67b – Secuencia desenergización de reactor trifásico, tipo núcleo conectado en estrella con neutro flotante

11.12.7 Energización de líneas

Existen dos situaciones que se presentan en la energización de una línea:

- Energizar la línea después de un período de tiempo considerable en el cual la línea ha estado desenergizada: al aplicar una tensión en la línea desenergizada se presenta una sobre tensión proporcional al valor instantáneo de la tensión aplicada. En este caso, la maniobra sincronizada debe realizarse cuando la tensión a través del polo del interruptor es cero. De esta manera se elimina el fenómeno de sobre tensión el cual es más crítico para los equipos que se encuentran en el extremo remoto del interruptor.
- Energizar una línea durante una operación de recierre: la maniobra sincronizada se realizaría en condiciones óptimas cuando la tensión a través de cada polo del interruptor fuera cero, es decir, cuando la tensión en el lado de la fuente fuera igual en magnitud y en polaridad a la tensión en el lado de la línea, la cual está determinada por la carga atrapada en ésta. Sin embargo, en el momento de la edición del libro no estaba disponible en el mercado un relé de mando sincronizado que pudiera sensar la tensión de la carga atrapada en la línea.

Tabla 11.1 – Aplicaciones del relé de mando sincronizado

EQUIPO	APLICACIÓN	EFEECTO	CONDICIÓN ÓPTIMA DE MANIOBRA	OBSERVACIONES	VARIABLE
CONDENSADORES	Cierre	Reducir corriente transitoria de energización	Cuando la tensión de energización aplicada a los condensadores es cero. Depende del tipo de conexión del banco (ver ejemplo en el Numeral 11.12.3)	No se genera transitorio de tensión por la apertura de bancos de condensadores	Una fase de la tensión del sistema
	Apertura	No se requiere maniobra de apertura sincronizada	No aplica	El núcleo de los reactores se diseña para que no se sature, por lo tanto al energizarlo no se genera corriente transitoria de energización	No aplica
	Cierre	No se requiere maniobra de apertura sincronizada	No aplica		
REACTORES	Apertura	Optimizar el tiempo de arco para reducir el riesgo de re-encendido y por lo tanto la sobre tensión transitoria subsiguiente Evitar el corte (<i>chopping</i>) de la corriente	Temporizando la orden de apertura para garantizar que la separación de los contactos sea suficiente en el próximo cruce por cero de la corriente para que el aislamiento soporte la sobre tensión y garantizando al mismo tiempo que la separación de los contactos no se presente muy lejos del próximo cruce por cero de la corriente para evitar su corte La maniobra sincronizada de perdas del tipo y de la conexión de los reactores (ver ejemplo en el Numeral 11.12.6)	La sobre tensión que se presenta en los reactores en el momento de la desenergización es debida al contra flujo que induce una sobre tensión del orden de 3.0 p.u.	Corriente del reactor
TRANSFORMADORES	Cierre	Reducir la corriente transitoria de energización	Temporizar la orden de cierre para garantizar que cada devanado se energice con la tensión en el máximo. La maniobra sincronizada depende de el tipo del núcleo: acorazado o tipo núcleo, del tipo del transformador: 1) ó 3 ϕ , y del grupo de conexión de los devanados (ver ejemplo en el Numeral 11.12.4)	La corriente transitoria de energización se origina por el flujo que se induce en el transformador al aplicar una tensión determinada. Por tratarse de un circuito inductivo la tensión y la corriente están defasadas 90°; tensión mínima implica flujo máximo y por lo tanto corriente transitoria de energización muy alta En la fecha de edición del libro no habían dispositivos de mando sincronizado que consideraran el flujo remanente de los transformadores	Una fase de la tensión del sistema
	Apertura	Determinar la polaridad de la tensión para asegurar la polaridad del flujo remanente para el momento de la energización	Garantizar que la tensión tenga siempre la misma polaridad en el momento de la desenergización	No se generan fenómenos transitorios de tensión o de corriente al desenergizar transformadores debido a que la corriente de magnetización en estado estable de estos equipos es muy baja	Una fase de la tensión del sistema
LÍNEAS	Cierre	Reducir las sobre-tensiones transitorias durante cierres o recierres	Energización de la línea cuando la tensión cruce por cero Cierre de la línea después de una apertura garantizando que la tensión en el lado de la fuente es igual a la tensión de la carga atrapada en la línea	Los efectos de sobre tensiones durante la energización de líneas son debidos en su mayoría al efecto Ferranti. El uso del relé de mando sincronizado no evita estas sobre tensiones, por lo tanto su utilización no se justifica Los dispositivos de mando sincronizado actuales no pueden medir carga atrapada por lo tanto esta condición, que es la más exigente, no puede realizarse de forma sincronizada	Una fase de la tensión del sistema
	Apertura	No se requiere maniobra de apertura sincronizada	No aplica		No aplica

11.12.8 Consignas operativas del mando sincronizado para diferentes configuraciones

La selección de la operación del relé de mando sincronizado está directamente relacionada con la función del interruptor asociado, la cual depende del equipo maniobrado y de la configuración de la subestación. Se presentan a continuación algunos ejemplos que se han desarrollado para algunas empresas:

- a) Configuración de conexión de barras: para esta configuración cada interruptor está asociado a una única salida y su función depende del equipo conectado a ella, transformadores, reactores, condensadores, etc.; por lo tanto, el relé de mando sincronizado asociado se programará para realizar la operación sincronizada de acuerdo con el equipo conectado. El interruptor de transferencia para el caso de la configuración de barra principal y de transferencia no tendrá relé de mando sincronizado, su operación sincronizada dependerá del relé de mando sincronizado de la salida que se encuentre en transferencia.
- b) Configuración de interruptor y medio: se recomienda que los interruptores adyacentes a las barras sean los que energicen los equipos de las derivaciones; por lo tanto, los relés de mando sincronizado deberán estar asociados a estos interruptores. Para el caso del interruptor del centro, el cual comparte los equipos de las dos derivaciones, se recomienda que no tenga relé de mando sincronizado.
- c) Configuración en anillo: en esta configuración deberá definirse operativamente el interruptor asociado a cada salida y el relé de mando sincronizado asociado a cada interruptor deberá programarse de acuerdo con el equipo conectado a cada salida específica. En algunos casos, será necesario entonces, inhabilitar el relé de mando sincronizado cuando el interruptor se encuentre maniobrando la salida adyacente.