



**CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACION
DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION
DEL SEIN**

Marzo 2008

**CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACION
DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION
DEL SEIN**

- Capítulo 1 INTRODUCCION
- 1.1 El sistema de protecci3n
 - 1.2 Alcance de los criterios de ajuste y coordinaci3n de la protecci3n
 - 1.3 Principios generales para el ajuste y la coordinaci3n de la protecci3n
 - 1.3.1 Sensibilidad y velocidad de la protecci3n
 - 1.3.2 Selectividad de la protecci3n
 - 1.3.3 Fiabilidad y Seguridad de la protecci3n
 - 1.4 Objetivos del ajuste y la coordinaci3n de la protecci3n
 - 1.5 Proceso de ajuste y coordinaci3n de la protecci3n
 - 1.6 Análisis de la operaci3n del sistema
 - 1.6.1 Configuraci3n del sistema eléctrico
 - 1.6.2 Efecto “Infeed”
 - 1.6.3 Máximas y mínimas corrientes de falla
 - 1.6.4 Simulaci3n de fallas
 - 1.6.5 Resistencia de Falla
- Capítulo 2 CRITERIOS GENERALES PARA EL AJUSTE Y LA COORDINACION
DE LA PROTECCION
- 2.1 Criterio general de ajuste de las protecciones
 - 2.2 Ajuste de las protecciones de corriente
 - 2.2.1 Funciones 50/51 – 50N/51N
 - 2.2.2 Funci3n 46
 - 2.2.3 Funci3n 51V
 - 2.3 Ajuste de las protecciones de tensi3n
 - 2.3.1 Funciones 27 & 59
 - 2.3.2 Funciones 81-u & 81-o
 - 2.4 Ajuste de las protecciones diferenciales
 - 2.4.1 Funci3n 87
 - 2.4.2 Funci3n 87N
 - 2.5 Ajuste de las protecciones de tipo impedancia
 - 2.5.1 Funciones 21 – 21N
 - 2.5.2 Funciones 68 - 78
 - 2.6 Ajuste de las protecciones de tipo potencia
 - 2.6.1 Funci3n 67
 - 2.6.2 Funci3n 67N
 - 2.6.3 Funci3n 32
 - 2.7 Ajuste de las protecciones térmicas
 - 2.7.1 Funci3n 49
 - 2.7.2 Funci3n 49 con RTD
 - 2.8 Ajuste de las protecciones de sobreflujo magnético
 - 2.8.1 Funci3n 59/81
 - 2.9 Ajuste de las protecciones de falla de interruptor
 - 2.9.1 Funci3n 50BF
 - 2.9.1 Funci3n 62BF
 - 2.10 Criterios generales de coordinaci3n de las protecciones
 - 2.10.1 Protecciones principales y protecci3n de respaldo

- 2.10.2 Protecciones principales y protecci3n falla de interruptor
- 2.10.3 Escalonamiento de tiempos para la coordinaci3n de la protecci3n
- 2.11 Ajuste y coordinaci3n de las protecciones de sobrecorriente
 - 2.11.1 Arranque de la protecci3n
 - 2.11.2 Ajuste de las unidades temporizadas e instant3neas
- 2.12 Ajuste y coordinaci3n de las protecciones de distancia
 - 2.12.1 Arranque de la protecci3n
 - 2.12.2 Ajuste de las zonas de protecci3n
- Capítulo 3 CRITERIOS PARA EL AJUSTE Y LA COORDINACION DE LA PROTECCION DE LAS CENTRALES ELECTRICAS
 - 3.1 Configuraci3n de varios grupos en paralelo con un 3nico transformador
 - 3.1.1 Ajuste y coordinaci3n de las protecciones graduadas
 - 3.1.2 Protecci3n de falla de interruptor
 - 3.2 Configuraci3n de dos grupos con un 3nico transformador
 - 3.2.1 Ajuste y coordinaci3n de las protecciones graduadas
 - 3.2.2 Protecci3n de falla de interruptor
 - 3.3 Configuraci3n de un grupo generador - transformador
 - 3.3.1 Ajuste y coordinaci3n de las protecciones graduadas
 - 3.3.2 Protecci3n de falla de interruptor
- Capítulo 4 CRITERIOS PARA EL AJUSTE Y LA COORDINACION DE LA PROTECCION DE LAS SUBESTACIONES
 - 4.1 Configuraci3n de dos transformadores de dos bobinados en paralelo
 - 4.2 Configuraci3n de dos transformadores de tres bobinados en paralelo
 - 4.3 Configuraci3n de dos autotransformadores en paralelo
 - 4.4 Protecci3n barras
 - 4.4.1 Protecci3n diferencial
 - 4.4.2 Protecci3n de sobrecorriente del acoplador
 - 4.5 Protecci3n de falla de interruptor
 - 4.5.1 Configuraciones de barra simple y doble
 - 4.5.2 Configuraciones de anillo e interruptor y medio
 - 4.5.3 L3gica de la Protecci3n Falla Interruptor
- Capítulo 5 CRITERIOS PARA EL AJUSTE Y LA COORDINACION DE LA PROTECCION DE LAS LINEAS DE TRANSMISION
 - 5.1 L3neas radiales con transformador al final de la l3nea y recierre trif3sico
 - 5.2 L3neas radiales con transformador al final de la l3nea y recierre monof3sico
 - 5.3 L3neas de interconexiones medianas y largas de simple y doble terna
 - 5.4 L3neas de interconexiones cortas de simple y doble terna
 - 5.5 Recierre en las l3neas del SEIN
- Capítulo 6. CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACI3N DE LAS PROTECCIONES SISTEMICAS
 - 6.1 P3rdida de sincronismo
 - 6.2 Rechazo de carga por baja tensi3n
 - 6.3 Rechazo de carga por baja frecuencia
 - 6.4 Protecci3n de sobrefrecuencia
 - 6.5 Protecci3n de sobretensi3n y de m3nima tensi3n
 - 6.6 Funci3n Sincronismo.

REFERENCIAS

Capítulo 1 INTRODUCCION

1.1 El sistema de protecci3n

El sistema de protecci3n de los equipos y/o instalaciones del sistema el3ctrico tiene como objetivos:

1. Detectar las fallas para aislar los equipos o instalaciones falladas tan pronto como sea posible
2. Detectar y alertar sobre las condiciones indeseadas de los equipos para dar las alertas necesarias; y de ser el caso, aislar al equipo del sistema
3. Detectar y alertar sobre las condiciones anormales de operaci3n del sistema; y de ser el caso, aislar a los equipos que puedan resultar perjudicados por tales situaciones

El sistema de protecci3n debe ser concebido para atender una contingencia doble; es decir, se debe considerar la posibilidad que se produzca un evento de falla en el sistema el3ctrico, al cual le sigue una falla del sistema de protecci3n, entendido como el conjunto Rel3-Interrupor. Por tal motivo, se debe establecer las siguientes instancias:

1. Las protecciones principales (primaria y secundaria) que constituyen la primera lnea de defensa en una zona de protecci3n y deben tener una actuaci3n lo m3s r3pida posible (instant3nea).
2. Las protecciones de respaldo que constituyen la segunda instancia de actuaci3n de la protecci3n y deber3n tener un retraso en el tiempo, de manera de permitir la actuaci3n de la protecci3n principal en primera instancia. Estas protecciones son las siguientes:
 - A. La protecci3n de falla de interruptor que detecta que no ha operado correctamente el interruptor que debe interrumpir la corriente de falla; y por tanto, procede con la apertura de los interruptores vecinos para aislar la falla.
 - B. La protecci3n de respaldo, la cual detecta la falla y act3a en segunda instancia cuando no ha actuado la protecci3n principal. Para ser un verdadero respaldo, este rel3 debe ser f3sicamente diferente de la protecci3n principal.

El Sistema de Protecci3n est3 constituido por las protecciones antes mencionadas; y adem3s, por las protecciones preventivas y las protecciones incorporadas en los equipos. Para cada uno de ellos se debe definir su operaci3n, de manera de detectar las condiciones antes mencionadas, las cuales requieren de su inmediata intervenci3n; pero, asimismo, no causando ninguna perturbaci3n al sistema con ninguna actuaci3n indebida durante la operaci3n normal del sistema, bajo todas las condiciones de generaci3n y demanda, as3 como en cualquier configuraci3n posible del sistema el3ctrico.

En general, las protecciones son dise3adas para operar en dos formas distintas: como Protecciones Unitarias para detectar fallas en una zona de protecci3n o como Protecciones Graduadas para detectar fallas en m3s de una zona de protecci3n. Ver figura 1.1.

Las Protecciones Unitarias se caracterizan por lo siguiente:

1. Son totalmente selectivas porque s3lo detectan fallas en su zona de protecci3n.

- No pueden desempeñar funciones de protección de respaldo porque no son sensibles a fallas fuera de su zona de protección.
- Operan bajo el principio diferencial calculando la diferencia entre las corrientes que entran y salen de la zona protegida, ya que esta diferencia indica que hay una corriente que fluye por una falla dentro de esta zona.

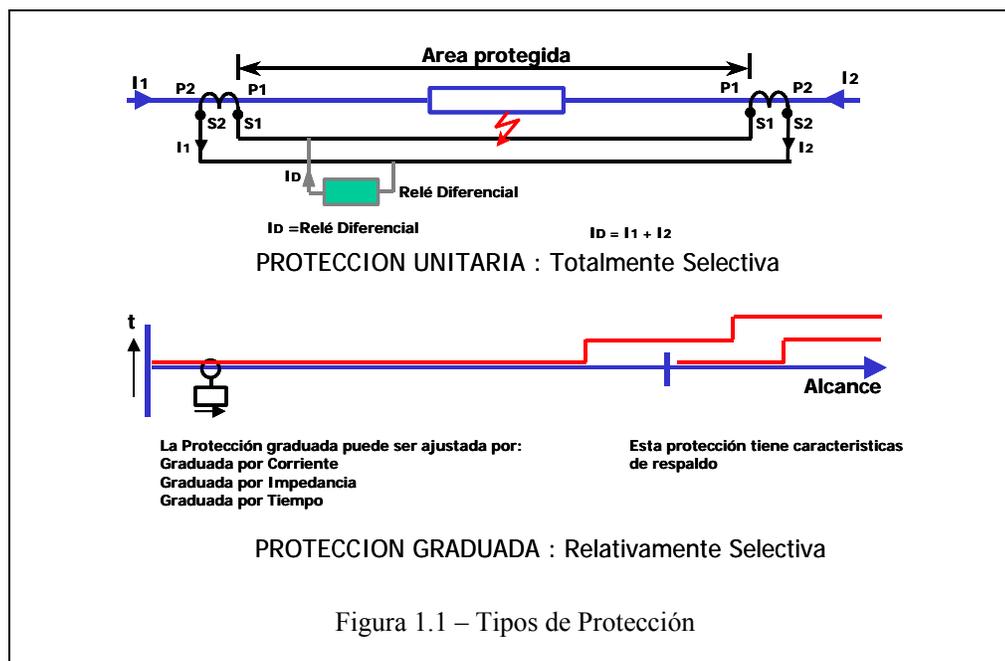


Figura 1.1 – Tipos de Protección

Las Protecciones Graduada se caracterizan por lo siguiente:

- Son relativamente selectivas porque detectan fallas en más de una zona de protección.
- Desempeñan funciones de protección de respaldo porque son sensibles a fallas en las zonas vecinas a su zona de protección.
- Operan midiendo las corrientes, tensiones, impedancias, etc., cuya graduación establece el tiempo de respuesta de la protección.
- Requieren la graduación de su tiempo de actuación.

1.2 Alcance de los criterios de ajuste y coordinación de la Protección

Para definir la operación del sistema de protección, se debe considerar un ajuste que sea totalmente adaptado a todas las condiciones de operación normal del sistema eléctrico; y además, se requiere una coordinación para asegurar que las fallas, el funcionamiento anormal del sistema, así como las condiciones indeseadas de los equipos sean aisladas afectando al mínimo a las partes no afectadas.

Ajuste de la protección

Ajustar la protección significa definir los límites o umbrales de su característica de operación para detectar las fallas, las condiciones anormales del sistema y las condiciones indeseadas de los equipos. Es decir, ajustar la protección es definir los umbrales de las señales de entrada (o de un algoritmo de ellas), los cuales determinarán la operación de la protección.

El ajuste de la protección está determinado por la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico, en todas las condiciones de operación, ya sean temporales como permanentes.

Coordinación de la protección

Coordinar la protección significa definir los tiempos de operación de la protección para permitir la actuación debidamente priorizada de los relés de protección, minimizando los tiempos de actuación y garantizando una apropiada graduación en los tiempos de actuación de todas las protecciones, tanto las principales como las de respaldo.

La coordinación de la protección está determinada por la necesaria graduación de tiempos y magnitudes medidas para la correcta y oportuna actuación de todas las protecciones.

Criterios de ajuste y coordinación de la protección

Para establecer los criterios de ajuste y coordinación de la protección se debe considerar lo siguiente:

1. Las **protecciones principales** y **de respaldo** cuando sean protecciones **unitarias** solamente requieren ajustes con respecto a las características de operación de los correspondientes equipos; y en consecuencia, en el presente documento solamente se menciona de manera general algunas recomendaciones para este ajuste
2. Las **protecciones principales** y **de respaldo** cuando sean protecciones **graduadas** serán ajustadas y coordinadas de acuerdo a lo establecido en el presente documento
3. Las **protecciones preventivas** y las **protecciones incorporadas en los equipos** serán ajustadas de acuerdo a los criterios de cada proyecto y siguiendo las recomendaciones de los fabricantes de los equipos, las cuales están vinculadas a las garantías proporcionadas por éstos.

1.3 Principios generales para el ajuste y la coordinación de la protección

1.3.1 Sensibilidad y velocidad

Se debe definir la operación de los relés de protección para detectar las fallas, el funcionamiento anormal del sistema y las condiciones indeseadas de los equipos. El ajuste y la coordinación de la protección deben tener las siguientes características:

1. Sensibilidad para detectar estas condiciones por muy incipientes que éstas sean.
2. Velocidad para detectar estas condiciones lo más prontamente posible.

En una protección unitaria que comprende solo una zona de protección, la sensibilidad debe como límite distinguir la operación normal de la condición de falla. En cambio, en una protección graduada que alcanza más de una zona, la sensibilidad tiene como límite o meta detectar las fallas con la mínima corriente de falla, la cual se produce con la mínima generación en el extremo de las zonas vecinas a la zona protegida.

La velocidad de una protección esta ligada al tiempo de operación de los siguientes componentes:

1. El tiempo de operación del Relé que debe ser como máximo de dos ciclos. Cuando se aplica un esquema de tele protección se debe agregar el tiempo de transmisión de las señales.
2. El tiempo de operación del Interruptor que varía entre dos y cuatro ciclos, según el nivel de tensión.

El criterio antes mencionado es aplicable a la protección primaria que debe actuar sin ninguna temporización. Para la protección secundaria se tiene los siguientes límites:

1. El tiempo de crítico de extinción de la falla por razones de estabilidad.
2. El tiempo que los equipos e instalaciones soportan un cortocircuito sin daño físico y sin afectar la seguridad de las personas.

Es una buena práctica generalizada utilizar 500 ms en los diseños de seguridad de las puestas a tierra; y de otra parte, es también una práctica aplicar este mismo tiempo como límite de exigencia por cortocircuito a los equipos, con la finalidad de cuidar su vida útil. Por esta razón, es recomendable limitar los tiempos de extinción de las falla por parte de las protecciones a 500 ms. Se debe notar que este tiempo incluye la apertura del interruptor.

1.3.2 Selectividad de la protección

La selectividad de la protección requiere un apropiado ajuste para detectar todas las fallas en su(s) zona(s) de protección; pero, también requiere una actuación debidamente coordinada.

La función objetivo del ajuste y la coordinación de la protección será la total selectividad con la máxima sensibilidad y la máxima velocidad. Sin embargo, en la realidad estas características no pueden ser todas maximizadas de manera independiente, ya que están relacionadas entre sí. Cuando se incrementa una de ellas lo más probable es que se disminuya las otras dos.

1.3.3 Fiabilidad y seguridad de la protección

Con la finalidad de asegurar una **buena fiabilidad de la protección**, se recomienda que la protección principal sea redundante; es decir, se debe tener **dos relés de protección** físicamente diferentes (protección primaria y secundaria), los cuales deben operar de manera independiente uno del otro y contar con baterías de alimentación diferentes. Estas protecciones **actuarán en paralelo**; es decir, cualquiera de ellas efectuará la acción de disparo de los interruptores.

Cuando la **seguridad de la protección** que otorga un elemento puede ser insuficiente, se recomienda emplear **dos elementos de protección** que deben actuar en forma simultánea para efectuar una acción de disparo a un interruptor. Es decir, los contactos de estos elementos deben ser **conectados en serie** para que la acción sea válida.

1.4 Objetivos del ajuste y la coordinación de la protección

El ajuste y la coordinación de la protección tienen por objetivo asegurar que se cuenta con un sistema de protección principal y de respaldo que funciona de la siguiente manera:

1. La protección principal debe proteger totalmente el sistema eléctrico y eliminar cualquier falla en un tiempo máximo de 100 ms. Este tiempo equivale a una protección de 2 ciclos y un interruptor de 4 ciclos.

2. La protección de respaldo de la protección principal está constituida por relés físicamente diferentes a los de la protección principal. La protección de respaldo debe proteger totalmente el sistema y eliminar cualquier tipo de falla en un tiempo máximo de 500 ms.

1.5 Proceso de ajuste y coordinación de la protección

El ajuste y coordinación de la protección es un proceso que comprende la integración de varios subprocesos interrelacionados, de manera que muchas veces es necesaria una retroalimentación hasta llegar al resultado final. En la figura 1.2 se muestra una esquematización simplificada del proceso. Para el ajuste de la protección se requiere determinar previamente todas las condiciones de operación del sistema eléctrico, las cuales determinan el límite de la no actuación de la protección. Para ello se debe considerar todas las configuraciones posibles, así como todos los escenarios de generación y demanda. Sobre la base de todas estas condiciones se puede determinar el ajuste de las protecciones principales.

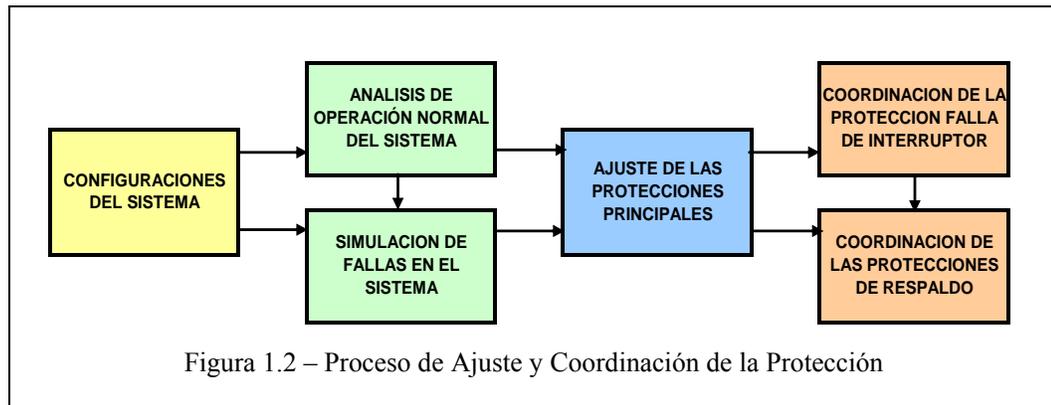


Figura 1.2 – Proceso de Ajuste y Coordinación de la Protección

Los ajustes obtenidos para las protecciones principales deben ser verificados para coordinar su actuación como protecciones de respaldo. Esto significa que las protecciones unitarias no requieren ninguna coordinación puesto que solamente operan en una zona de protección, mientras que las protecciones graduadas deben ser coordinadas para verificar su actuación como protecciones de respaldo en las zonas de protección vecinas.

1.6 Análisis de la operación del sistema

El análisis de la operación del sistema eléctrico tiene por objetivo determinar las máximas y mínimas corrientes de falla que deben servir para ajustar los relés y determinar sus tiempos de operación que permitan asegurar la adecuada coordinación de la protección. Para ello se debe considerar todas las condiciones operativas, incluso aquellas que son de carácter temporal como la conexión de los circuitos.

1.6.1 Configuración del sistema eléctrico

Las alternativas de configuración deben servir para analizar todas las posibilidades de conexiones del sistema eléctrico, las cuales pueden causar que se tenga distintas impedancias de la red como son: los anillos abiertos, las líneas paralelas, los transformadores en derivación, etc.

1.6.2 Efecto “Infeed”

Cuando el sistema eléctrico tiene una configuración compleja donde se hay varias centrales interconectadas, las cuales constituyen alimentaciones a las fallas, se produce un efecto infeed (alimentación intermedia) como el que se muestra en la figura 1.3. El efecto infeed es aumentar el valor de la corriente para la impedancia vista por el relé en la barra C para fallas más allá de la barra B con lo cual el relé ve las fallas más allá de su real ubicación.

Es necesario considerar las alternativas de configuración con y sin el efecto infeed para determinar los ajustes en las condiciones más desfavorables. Más aún, si se tiene un sistema con líneas paralelas, el efecto infeed puede ser variable según la ubicación de la falla, tal como se muestra en la figura 1.4. En este caso, el efecto infeed para la impedancia vista por el relé en la barra A depende la posición de la falla en la línea BC.

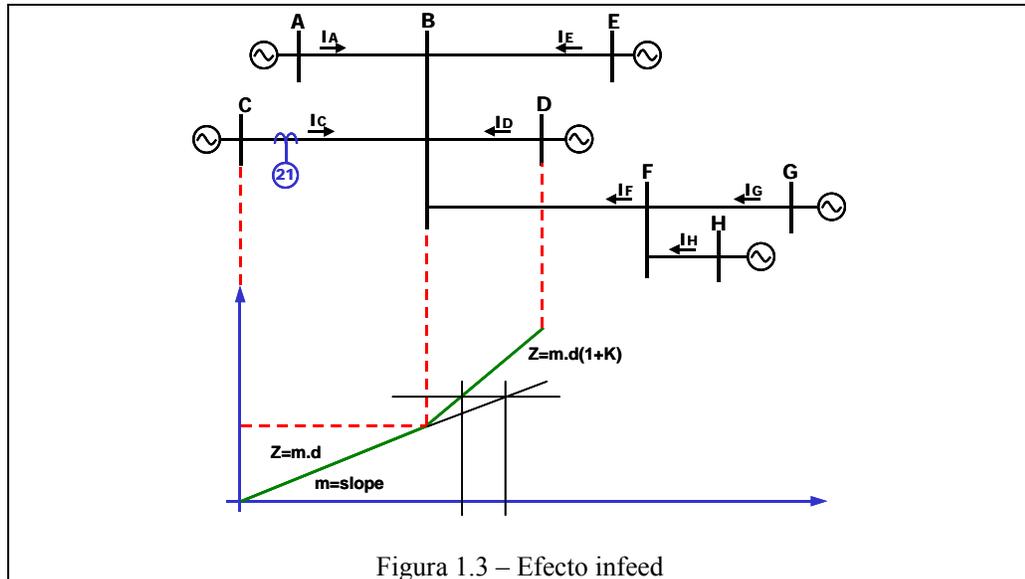


Figura 1.3 – Efecto infeed

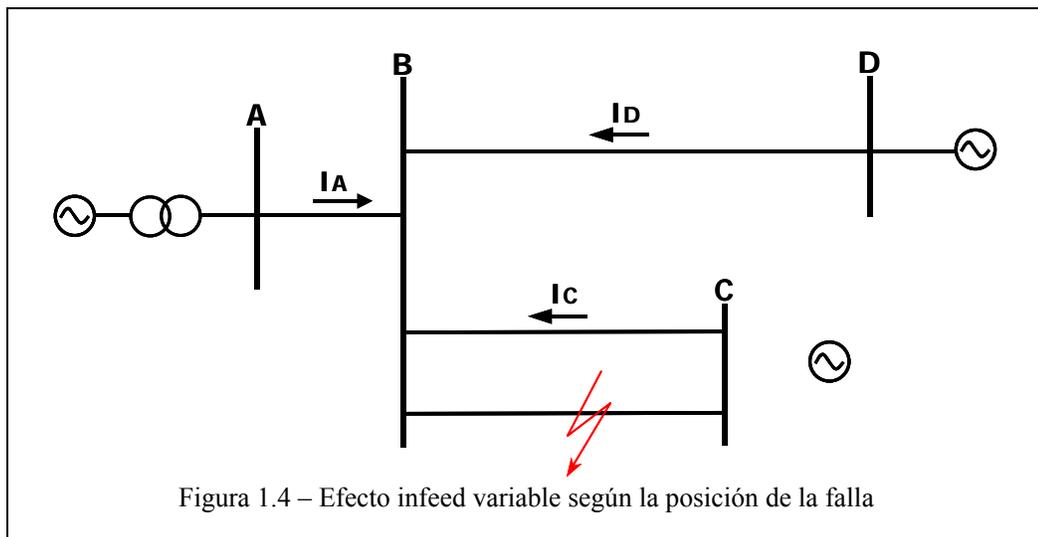


Figura 1.4 – Efecto infeed variable según la posición de la falla

1.6.3 Máximas y mínimas corrientes de falla

La máxima y mínima demanda esta asociada a la configuraci3n de la red que dependiendo de las cargas conectadas al sistema, determinan la máxima y mínima generaci3n. El objetivo es determinar las máximas y las mínimas corrientes que pueden alimentar los cortocircuitos, ya que para el ajuste y la coordinaci3n se tiene un compromiso entre selectividad y sensibilidad de acuerdo a los siguientes criterios:

1. La sensibilidad de la protecci3n debe permitir detectar las fallas aún con las mínimas corrientes de cortocircuito
2. La selectividad de las protecciones de respaldo debe mantenerse aún con las máximas corrientes de falla, para lo cual se requiere tiempos debidamente coordinados.

Se debe tener en cuenta que el despacho de la generaci3n es diferente en época de avenida con relaci3n al estiaje, ya que en avenida se dispone de suficientes recursos hídricos para un pleno aprovechamiento de las centrales hidroeléctricas. El despacho en estiaje requiere un mayor complemento de las centrales termoeléctricas. En consecuencia, se debe analizar todos estos escenarios de operaci3n con las posibles sobrecargas que se puedan presentar.

De manera independiente al despacho del sistema, para el caso de las protecciones de las centrales y las líneas que se conectan, se debe considerar los distintos despachos posibles de las unidades generadoras.

1.6.4 Simulaci3n de fallas

Para determinar las corrientes de falla se debe simular todos los tipos de cortocircuitos, algunos de los cuales pueden tener contacto a tierra a través de una resistencia de falla. Esta simulaci3n debe efectuarse en las barras de las centrales y subestaciones, así como a lo largo de la línea.

En los cálculos de cortocircuito se debe considerar las impedancias para las condiciones más desfavorables, de acuerdo a lo siguiente:

- Para los generadores se debe usar las impedancias sub-transitorias no saturadas
- Para los transformadores se debe usar las impedancias en las tomas (taps) de operaci3n más desfavorables.
- Para las líneas se debe usar las impedancias propias; y en el caso de líneas en paralelo, las impedancias mutuas de secuencia cero.

Los cálculos deben permitir determinar no s3lo las corrientes totales de falla en las barras de las subestaciones, sino también los aportes a las corrientes de falla de cada circuito conectado a dichas barras. De manera similar se debe calcular las corrientes de falla en las líneas de transmisi3n.

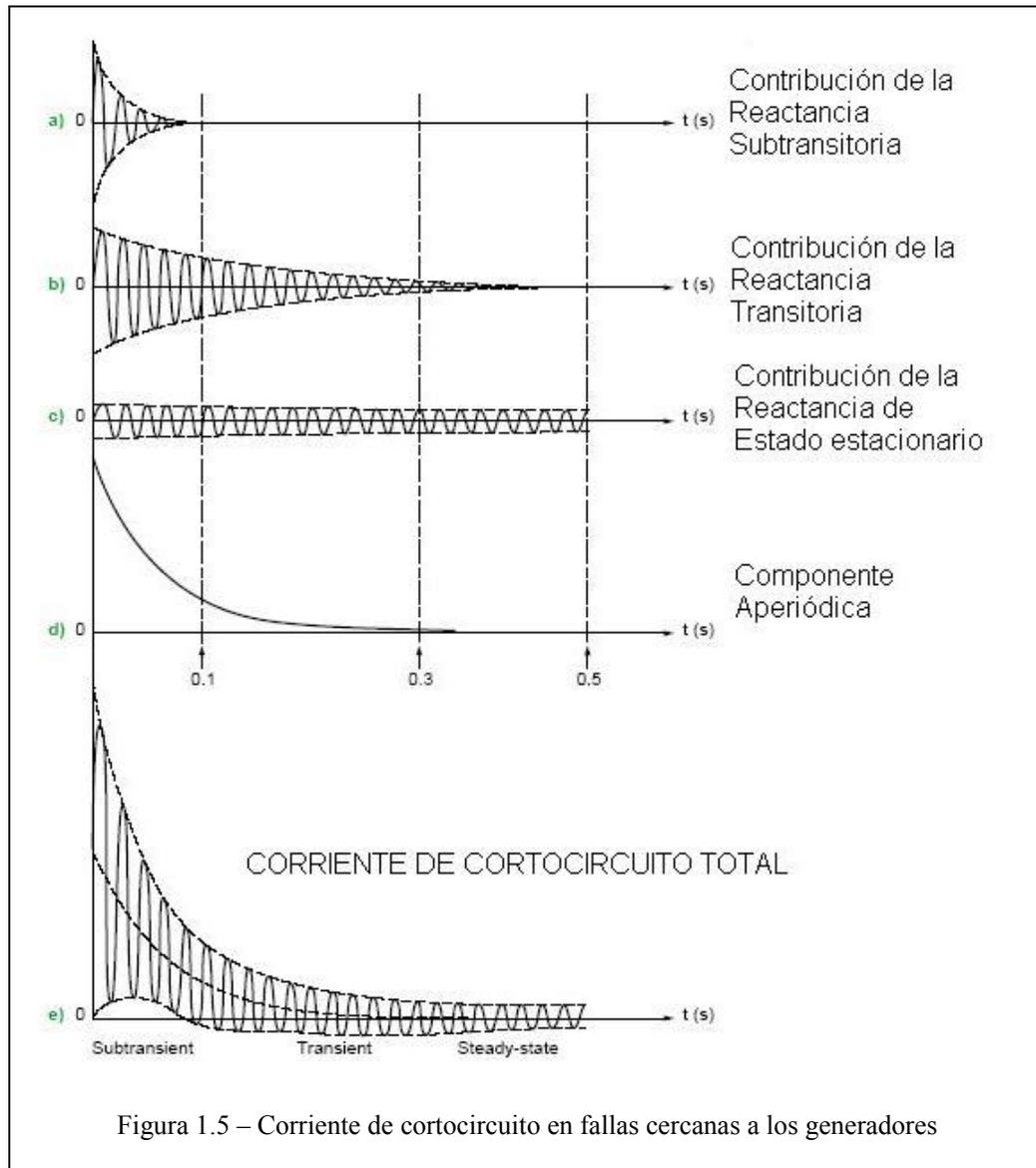
Para el análisis de fallas cercanas a los generadores es necesario considerar el comportamiento real de la máquina, lo que conlleva a considerar la curva de la corriente de cortocircuito de la máquina en funci3n del tiempo.

Se debe simular todas las fallas en las subestaciones. Cuando se tenga doble barra se deberá calcular las fallas en cada una de las barras, de manera de determinar las corrientes por el acoplador de barras. Las simulaciones de fallas serán de los siguientes tipos:

- Fallas monofásicas a tierra sin resistencia de falla
- Fallas trifásicas sin resistencia de falla

En las líneas de transmisión se debe simular fallas por lo menos al 1, 20%, 50%, 80% y 99% de la línea. En los casos donde se tiene efecto de infeed variable se debe simular las fallas al 10%, 20%, 30%, etc. de la línea, a fin de determinar las condiciones más desfavorables. Las simulaciones de fallas serán de los siguientes tipos:

- Fallas monofásicas a tierra sin resistencia de falla
- Fallas monofásicas a tierra con alta resistencia de falla
- Fallas bifásicas (fase-fase) con resistencia de falla
- Fallas trifásicas sin resistencia de falla



1.6.5 Resistencia de Falla

Al producirse una falla no siempre se tiene un cortocircuito franco sino que el fenómeno se suele presentar con una resistencia de falla que tiene los siguientes componentes

- La Resistencia del Arco que se produce por la falla, el cual se forma en el aire y tiene una longitud según la distancia del aislamiento correspondiente
- La Resistencia de Puesta a Tierra del punto donde se produce la falla, la cual corresponde al camino de retorno por tierra hasta la fuente

Si la falla corresponde a un cortocircuito entre dos fases, la Resistencia de Falla será:

$$R_{falla} = R_{arco2f}$$

Si la falla corresponde a un cortocircuito entre una fase y tierra

$$R_{falla} = R_{arco1f} + R_{PAT}$$

Donde

R_{falla} = Resistencia de Falla
 R_{arco1f} = Resistencia del arco de fase-tierra
 R_{arco2f} = Resistencia del arco de fase-fase
 R_{PAT} = Resistencia de Puesta a Tierra en el punto de falla

El valor de la Resistencia del Arco ha sido modelado de diversas maneras y no hay un consenso sobre su estimación. La fórmula de mayor aceptación es la de Warrington que es la siguiente:

$$R_{arco} = \frac{8750 \cdot (S + 3 \cdot v \cdot t)}{I^{1.4}}$$

Donde

S = distancia de aislamiento fase-fase o fase-tierra, según sea el caso [pies]
 I = Corriente de cortocircuito [Amperios]
 v = Velocidad del viento [millas/hora]
 t = Tiempo de duración del cortocircuito [segundos]

En unidades métricas se tiene:

$$R_{arco} = \frac{28700 \cdot (S + 2 \cdot v \cdot t)}{I^{1.4}}$$

Donde

S = distancia de aislamiento fase-fase o fase-tierra, según sea el caso [metros]
 I = Corriente de cortocircuito [Amperios]
 v = Velocidad del viento [metros/segundo]
 t = Tiempo de duración del cortocircuito [segundos]

Para las simulaciones de las fallas en las líneas de transmisión se debe considerar que la Resistencia de Puesta a Tierra puede ser hasta 50 Ohmios. Pero es deseable modelar valores mayores de 100 Ohmios o más, sobre todo en los siguientes casos:

- Un terreno de alta resistividad eléctrica, ya que si se tiene una línea en terreno rocoso o arenoso de alta resistividad, será difícil conseguir una buena puesta a tierra.
- El diseño de la línea sin cable de guarda, ya que el cable de guarda constituye una conexión que pone en paralelo las puestas a tierra de las estructuras de la línea, lo que se traduce en una disminución de la resistencia de puesta a tierra en las fallas.

En la tabla 1.1a se muestra los valores típicos que resultan de aplicar esta fórmula y se puede concluir que con niveles de corriente de cortocircuito es de 5kA los valores entre 2 Ω - 3 Ω son apropiados para Resistencia de arco fase a tierra, mientras que se puede adoptar valores de 3 Ω - 4 Ω para los arcos fase-fase.

Debido a que en algunos puntos del SEIN, la corriente de fallas puede disminuir hasta 2kA, se calcularon los valores de la tabla 1.1b., en estos casos se pueden considerar a la resistencia de falla como de 10 Ω.

Estos valores se deben ser tomados en cuenta para simular las fallas.

Tabla 1.1a – Resistencias de arco segun Warrington para Icc = 5kA

| Tensi3n | kV | 66 | 132 | 220 |
|----------------------------|----------------|-------|-------|-------|
| Distancia fase-tierra | Metros | 2,00 | 3,00 | 4,00 |
| Distancia fase-fase | Metros | 3,50 | 5,00 | 7,00 |
| Velocidad de viento | metro/segundos | 10,00 | 10,00 | 10,00 |
| Tiempo de Cortocircuito | Segundos | 0,50 | 0,50 | 0,50 |
| Corriente de Cortocircuito | Amperios | 5.000 | 5.000 | 5.000 |
| Rarco1 | Ohmios | 2,28 | 2,47 | 2,66 |
| Rarco2 | Ohmios | 2,57 | 2,85 | 3,23 |

Tabla 1.1b – Resistencias de arco segun Warrington para Icc = 2kA

| Tensi3n | kV | 66 | 132 | 220 |
|----------------------------|----------------|-------|-------|-------|
| Distancia fase-tierra | Metros | 2,00 | 3,00 | 4,00 |
| Distancia fase-fase | Metros | 3,50 | 5,00 | 7,00 |
| Velocidad de viento | metro/segundos | 10,00 | 10,00 | 10,00 |
| Tiempo de Cortocircuito | Segundos | 0,50 | 0,50 | 0,50 |
| Corriente de Cortocircuito | Amperios | 2,000 | 2,000 | 2,000 |
| Rarco1 | Ohmios | 8,23 | 8,92 | 9,61 |
| Rarco2 | Ohmios | 9,26 | 10,29 | 11,67 |

También es posible considerar un ajuste escalonado de la protección en lugar de una curva de aproximación a la operación; pero, en toda circunstancia debe conservarse el margen apropiado entre el ajuste y la operación normal. Para el ajuste se debe considerar todos los factores que afectan la operación normal como son:

- En los Reactores y Bancos de Capacitores, los niveles de tensión que determinan mayores corrientes; es decir, un aumento de la tensión trae consigo un aumento proporcional de la corriente, con la consiguiente sobrecarga
- En los Bancos de Capacitores, las pequeñas tensiones armónicas determinan corrientes mayores por causa de la mayor frecuencia. Por ejemplo, la quinta armónica determinará una corriente cinco veces mayor que la tensión de la frecuencia fundamental.

Para los ajustes se debe considerar un margen suficiente que tome en cuenta los posibles errores que se pueden tener en las tensiones, corrientes e impedancias.

En el caso de los ajustes de tensión, los errores serán los siguientes:

| | |
|--|-----------|
| ▪ Error de los transformadores de tensión: | 1% |
| ▪ Error del relé | 1% |
| ▪ Conexiones | 1% |
| ▪ Tolerancia de cálculo | 5% |
| Total | 8% => 10% |

En el caso de los ajustes de corriente, los errores serán los siguientes:

| | |
|--|------------|
| ▪ Error de los transformadores de corriente: | 5% |
| ▪ Error del relé | 1% |
| ▪ Tolerancia de cálculo | 5% |
| Total | 11% => 15% |

Para los ajustes de las impedancias se debe considerar otros aspectos que son:

| | |
|--|------------|
| ▪ Error de los transformadores de tensión: | 1% |
| ▪ Conexiones | 1% |
| ▪ Error de los transformadores de corriente: | 5% |
| ▪ Error del relé | 1% |
| ▪ Tolerancia de cálculo | 5% |
| Total | 13% => 15% |

Por tanto, para los ajustes de las tensiones se debe tomar un margen mínimo del 10%, el cual debe ser considerado en el sentido más desfavorable; es decir, se debe considerar 90% ó 110% del valor calculado, según sea el caso. De la misma manera, para los ajustes de las corrientes e impedancias se debe considerar un margen mínimo del 15%, lo cual lleva a ajustar al 85% ó el 115% según sea el caso.

2.2 Ajuste de las protecciones de corriente

2.2.1 Funciones 50/51 – 50N/51N

La protección de corriente mide permanentemente la corriente de cada fase con la finalidad de detectar las sobrecorrientes que se pueden producir en un cortocircuito. El tiempo de actuación de esta protección es una función del valor de la corriente y puede ser:

- De tiempo definido cuando se supera un umbral previamente calibrado. En este caso su operación puede ser instantánea (función 50) o temporizada (función 51)
- De tiempo inverso cuya operación depende del tiempo según una función exponencial establecida por la siguiente expresión:

$$t = TMS \cdot \left(\frac{K}{\left(\frac{I}{I_s} \right)^\alpha} + C \right)$$

Donde

t = Tiempo de actuación del Relé (variable dependiente)

I = Corriente que mide el Relé (variable independiente)

α = Parámetro que define la curva característica de operación del Relé

I_s = Corriente de Arranque del Relé

TMS = Constante de ajuste del Relé

K = Parámetro que define la curva característica de operación del Relé

C = Constante de ajuste del Relé

Para el ajuste del relé se debe definir lo siguiente:

Para la función (51)

- La corriente de Arranque del Relé (I_s) que viene a ser el umbral de la corriente de operación del relé.
- La constante de ajuste del Relé (TMS) que viene a ser el parámetro que permite definir los tiempos de operación según su curva característica

Para la función (50)

- La corriente de arranque del Relé (I_s) que viene a ser el umbral de la corriente de operación del relé.
- A pesar que se trata de una función instantánea por definición (ANSI 50), es posible definir una temporización de su actuación cuando resulte conveniente

En la figura 2.2 se muestra los ajustes del relé de sobrecorriente de tiempo inverso (51) combinado con la función instantánea (50) en comparación con un relé de sobrecorriente de tiempo definido con dos umbrales de operación (50/51)

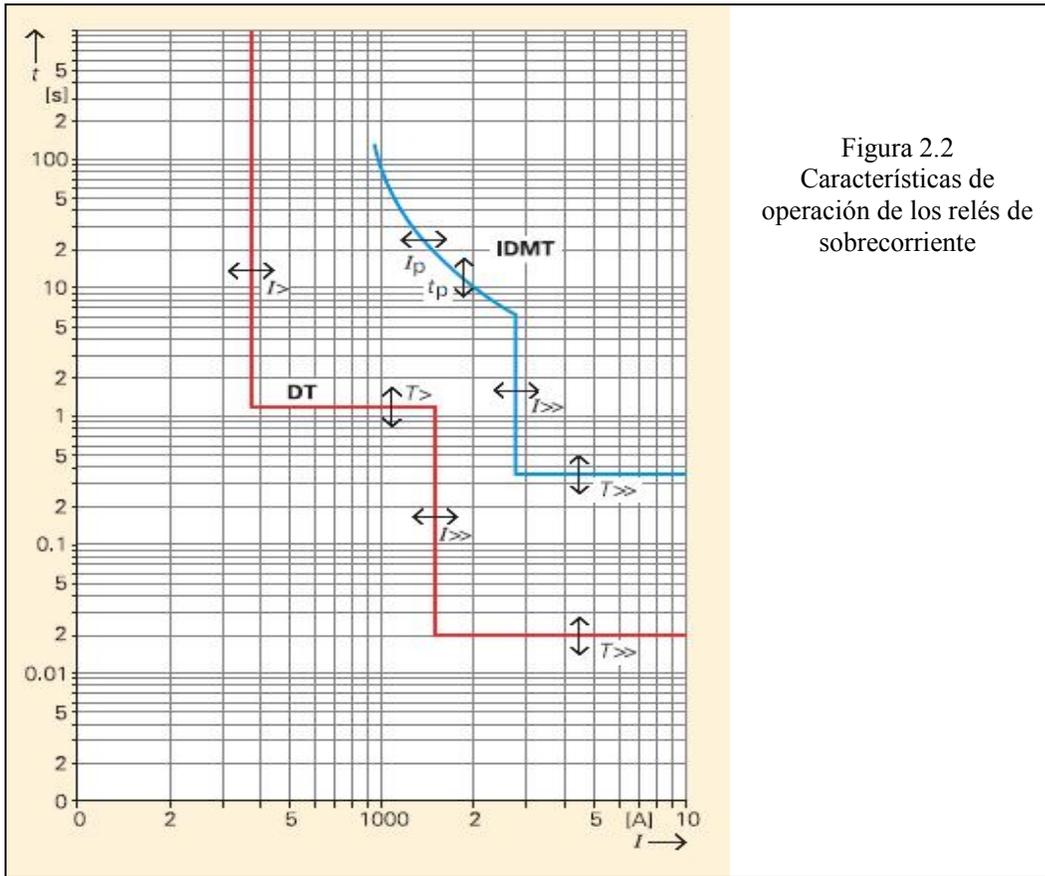


Figura 2.2
Características de
operación de los relés de
sobrecorriente

La característica de tiempo inverso será de acuerdo a los valores de los parámetros como son el exponente α y K , a los cuales se asocian los otros parámetros del Relé, conforme ha sido establecido por las normas. En la tabla 2.1 se indica estos valores.

Tabla 2.1 - Relés de Sobrecorriente

| Característica | | IEC/BS | | | ANSI/IEEE | | |
|-------------------------|----|----------|------|---|-----------|--------|---------|
| | | α | K | C | α | K | C |
| Tiempo definido | | - | 0 | 1 | | | |
| Normal Inverso | NI | 0.02 | 0.14 | 0 | 2.0938 | 8.9341 | 0.17966 |
| Muy Inverso | VI | 1 | 13.5 | 0 | 2 | 3.922 | 0.0982 |
| Extremadamente Inverso | EI | 2 | 80 | 0 | 2 | 5.64 | 0.02434 |
| Inverso de Largo Tiempo | LI | 1 | 120 | 0 | 2 | 5.6143 | 2.18592 |

2.2.2 Función 46

La protección de carga no balanceada se efectúa detectando las corrientes de secuencia negativa (46), cuya presencia indica que se tiene asimetrías eléctricas que reflejan la existencia de una asimetría mecánica en el eje del generador; es decir, que se tiene conectada una carga no balanceada. Los porcentajes admisibles para la corriente permanente de secuencia negativa están dados por la norma IEEE C37.102 según se indica en la Tabla 2.2.

| Tabla 2.2 Valor admisible permanente de corriente de secuencia negativa | | | |
|--|--------------------------------|---|---|
| Tipo de Generador | | Corriente de Secuencia Negativa (% de I_N) | |
| Rotor Liso | Refrigeración indirecta | 10 | |
| | Refrigeración directa | 0 – 350 MVA | 8 |
| | | 351 – 1250 MVA | 8 |
| | | 1251 – 1600 MVA | 5 |
| Polos Salientes | Con arrollamiento amortiguador | 10 | |
| | Sin arrollamiento amortiguador | 5 | |

Los relés de corriente de secuencia negativa operan con una característica de tiempo inverso según una expresión cuadrática que es la siguiente:

$$\left(\frac{I_2}{I_N}\right)^2 \cdot t = K$$

Donde

- I_2 = Corriente de secuencia negativa
- I_N = Corriente nominal de la máquina
- t = tiempo
- K = Constante de la máquina

Los ajustes del relé deben ser efectuados según las recomendaciones del fabricante del generador y deben considerar dos niveles de actuación que son: Alarma y Disparo. Los valores típicos están indicados en la tabla 2.3.

| Tabla 2.3 – Ajustes de los relés de secuencia negativa | | |
|---|--------------|---------------|
| Característica | Nivel Alarma | Nivel Disparo |
| Corriente no balanceada permisible Valores referidos a los indicados en la Tabla 2.4 | 80% | 100% |
| Temporización de la operación | 5 segundos | 10 segundos |
| Tiempo de reposición | 240 segundos | 240 segundos |

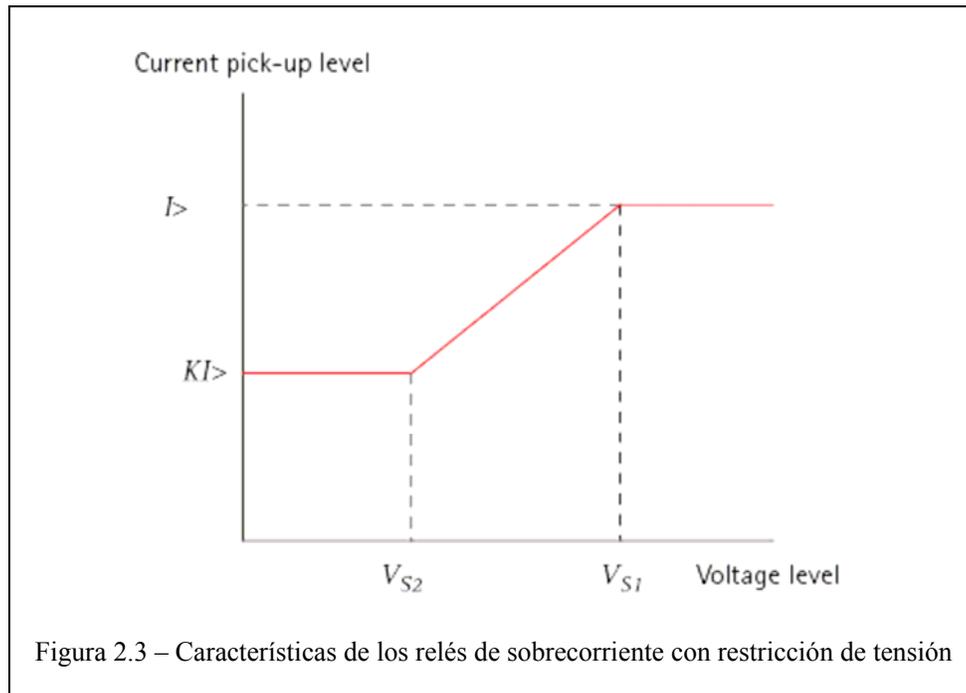
2.2.3 Función 51V

Con la finalidad de acelerar la actuación de la protección cuando se tiene una falla cercana, se puede incluir en la protección de sobrecorriente un ajuste según la tensión que se tiene en el punto de medida, ya que la impedancia de la máquina es el componente principal de la impedancia de falla. Para ello se debe considerar lo siguiente:

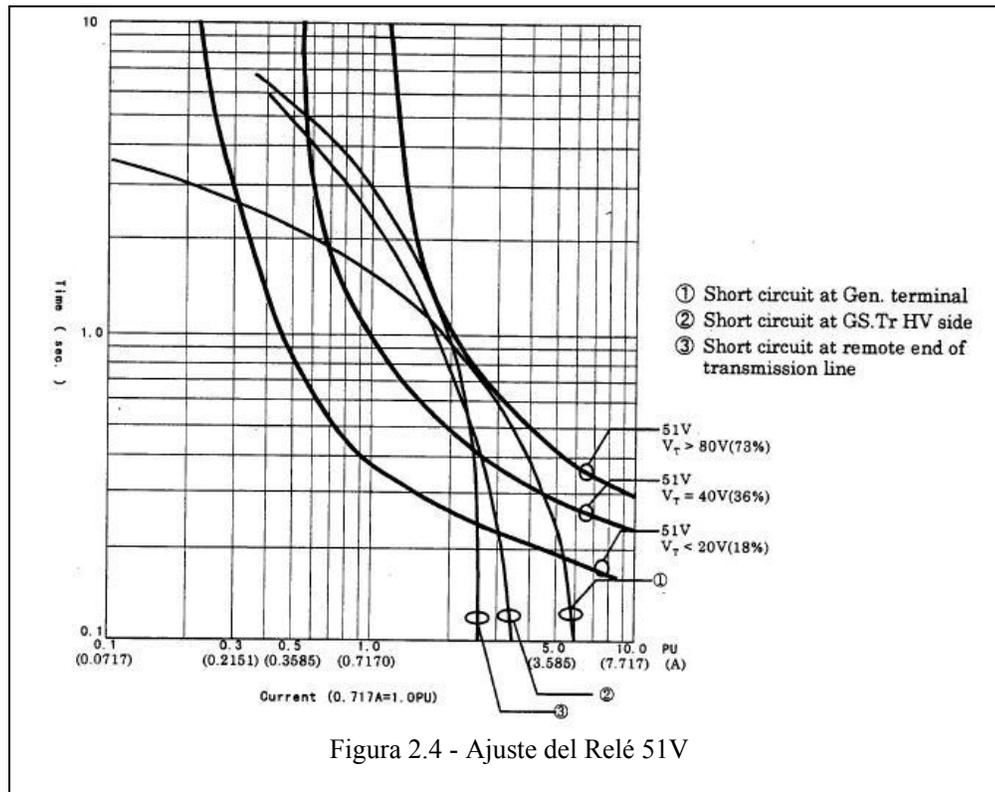
- La tensión que se mide en a la salida del generador es un valor reducido de la tensión nominal debido a que la caída de tensión en la impedancia interna de la máquina.
- El valor de la corriente de falla es sensiblemente variable en el tiempo debido a que la impedancia del generador es el componente principal de la impedancia del cortocircuito.

Para esta protección existen dos características de operación que son:

- Sobrecorriente **con restricción de tensión** que actúa cuando la corriente supera su valor de ajuste; pero, también para valores menores según el nivel de tensión que se mide. Con esto se logra una aceleración de su tiempo de operación; es decir, el tiempo será menor cuanto más baja sea la tensión. En la figura 2.3 se muestra la curva con la característica típica de la relación tensión-corriente de operación. Los valores de ajuste corresponden al 100% de la corriente y 100% de la tensión del gráfico.
- Sobrecorriente **con control de tensión** que actúa cuando la corriente supera su valor de ajuste, pero se requiere que la tensión sea menor que un determinado umbral previamente definido. En la figura 2.3 se muestra los ajustes de la corriente y la tensión de operación.



La operación del relé resulta ser una familia de curvas que depende de la tensión. Por tanto, el ajuste debe ser verificado con la corriente de cortocircuito que también es variable en el tiempo. En la figura 2.4 se muestra un caso donde se tiene las curvas del relé, así como la curva de la corriente de falla en los bornes del generador. La intersección de ambas curvas representa el punto de operación del relé.



2.3 Ajuste de las protecciones de tensión

2.3.1 Funciones 27 & 59

La protección de tensión mide permanentemente la tensión de cada fase con la finalidad de detectar las tensiones que son mayores o menores que las del rango normal de operación. Si las tensiones son menores que las del rango establecido se tiene un protección de subtensión o mínima tensión (función 27); en el caso de tensiones mayores se tiene la protección de sobretensión (función 59). El tiempo de actuación de esta protección es una función del valor de la tensión y puede ser:

- Tiempo Definido cuando se supera un umbral previamente calibrado. En este caso su operación puede ser instantánea o temporizada

Para la protección de sobretensión (función 59)

$$V > V_{SET-OVER} \quad t = T_{OVER}$$

Para la protección de subtensión (función 27)

$$V < V_{SET-UNDER} \quad t = T_{UNDER}$$

- Tiempo Inverso cuya operación depende del tiempo según una función exponencial establecida por las normas, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$t = TMS \cdot \left(\frac{1}{\left[\frac{V}{V_S} - 1 \right]} \right)$$

Donde

t = Tiempo de actuación del Relé (variable dependiente)

V = Tensión que mide el Relé (variable independiente)

V_S = Tensión de Arranque del Relé

TMS = Constante de ajuste del Relé

Como se puede apreciar, el tiempo de operación depende de la variación de la tensión tanto para valores mayores como menores que la tensión nominal, de una manera simétrica, ya que se toma el valor absoluto de la diferencia. Por tal motivo, es necesario añadir el umbral de arranque, es decir:

Para la protección de sobretensión (función 59)

$$V > V_{SET-OVER}$$

Para la protección de subtensión (función 27)

$$V < V_{SET-UNDER}$$

2.3.2 Funciones 81-u & 81-o

Las protecciones de frecuencia son protecciones que toman la señal de tensión, pero miden la frecuencia de la onda alterna. Esta protección se aplica en dos casos que son:

Sobrefrecuencias (81-o) que ocurren por disminución de carga del generador y la máquina no logra estabilizar su frecuencia oportunamente. Los ajustes son para un umbral establecido con una temporización que se debe especificar

Protección de sobrefrecuencia

$$f > f_{SET-OVER} \quad t = T_{OVER}$$

Bajas frecuencias (81-u) que ocurren por la pérdida de la capacidad del grupo de atender la carga conectada. Los ajustes son para un umbral establecido con una temporización que se debe especificar

Protección de sobrefrecuencia

$$f < f_{SET-UNDER} \quad t = T_{UNDER}$$

Para conseguir una acción más rápida, se puede considerar una protección sobre la base de la variación de la frecuencia, también denominado función de derivada de frecuencia. En este caso, el relé actúa cuando se supera un umbral previamente calibrado.

$$\frac{df}{dt} \geq r$$

Como protección sistemática las funciones anteriores se aplican en los esquemas de rechazos de carga. La definición de ajustes es el resultado de un estudio que tome en cuenta todo el sistema interconectado.

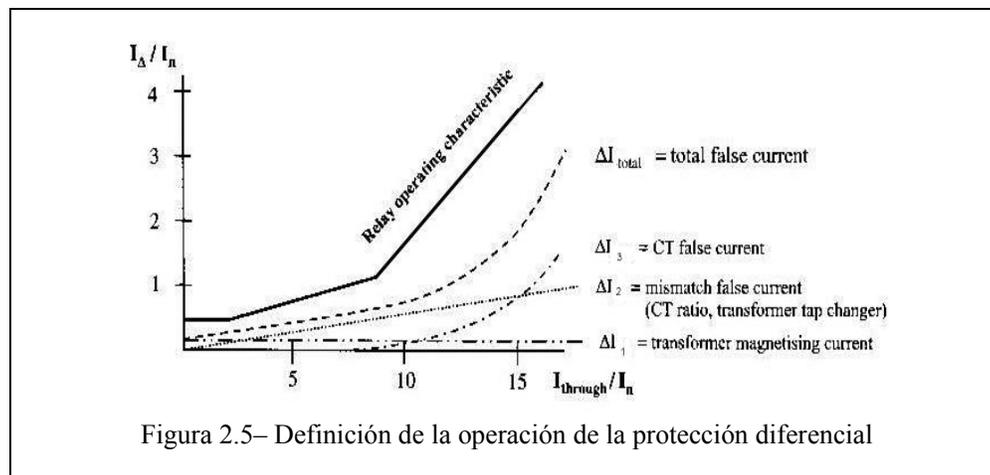
2.4 Ajuste de las protecciones diferenciales

2.4.1 Función 87

La protección diferencial funciona calculando la diferencia de las corrientes que entran y salen de la zona protegida. Para ello se debe tomar en cuenta que existen diferencias que no son imputables a una falla. Estas corrientes diferenciales que corresponden a valores de la operación normal son las siguientes:

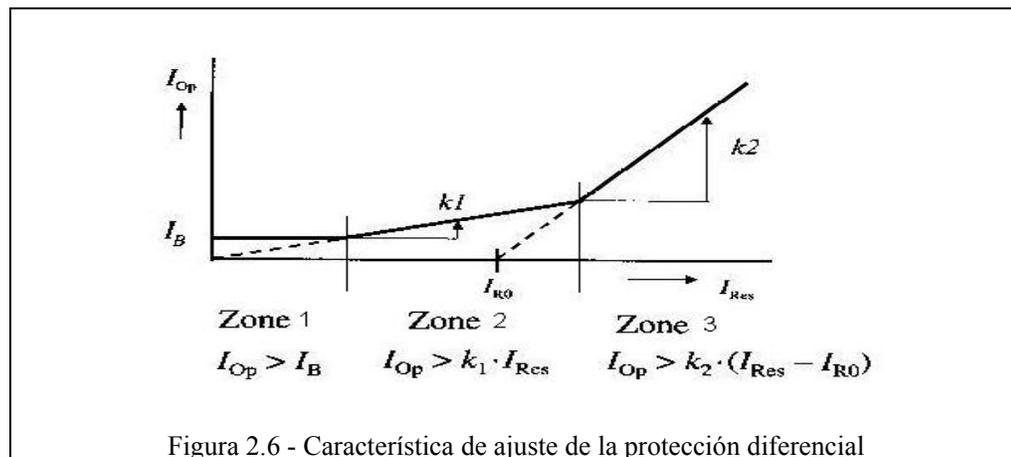
1. Las corrientes de magnetización (o de carga) del elemento protegido que es una cantidad constante. Ver ΔI_1 en la figura 2.5.
2. El error de relación en los transformadores de corriente que es una diferencia casi proporcional a los valores de la corriente. Si la protección diferencial se aplica a un transformador de potencia que tiene diferentes tomas (taps), el error de los transformadores de corriente será del mismo tipo por esta causa. Ver ΔI_2 en la figura 2.5.
3. El error debido a la saturación de los transformadores de corriente, el cual prácticamente no existe con pequeñas corrientes, pero que se hace mayor con elevadas corrientes. Ver ΔI_3 en la figura 2.5.

La corriente diferencial que no es falla es la suma de estas tres componentes y su cálculo permite establecer el ajuste del relé diferencial para que no efectúe una falsa operación.



Tal como se muestra en la figura 2.6, el ajuste de la protección diferencial se define en tres rangos de valores que son:

- La zona 1 que corresponde a una mínima corriente diferencial que es constante. Esta zona queda definida con el valor de I_B .
- La zona 2 que corresponde a una característica con pendiente que debe considerar las diferencias de relación de transformación, tanto de los transformadores de corriente como del equipo protegido, como es el caso de los transformadores de potencia. Esta zona queda definida con la pendiente k_1 .
- La zona 3 que debe permitir evitar cualquier error consecuencia de una posible saturación de los transformadores de corriente. Este aspecto puede ser crítico si existe la posibilidad de un flujo remanente en los transformadores de corriente. Esta zona queda definida con la pendiente k_2 .



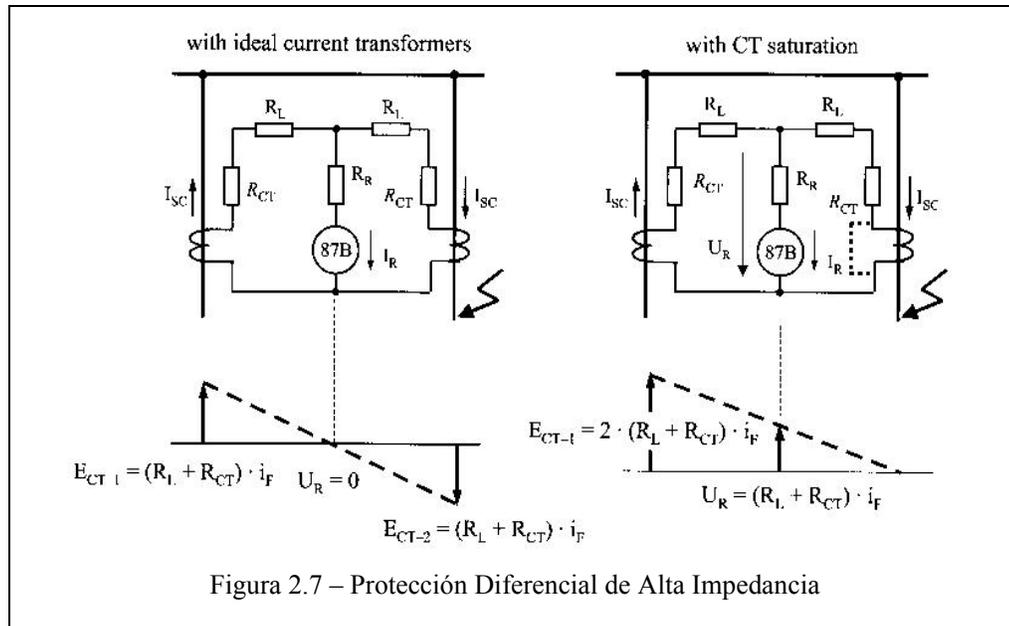
2.4.2 Función 87N

La protección diferencial de la corriente de tierra (o restringida a tierra como se dice en inglés) suele ser efectuada con una protección diferencial de alta impedancia, la cual viene a ser una protección diferencial de tensión, ya que utiliza una alta impedancia en el relé, la cual genera una tensión con todas las corrientes que entran a la zona de protección. Si no hay falla, o si hay una falla externa a la zona protegida, la suma de las corrientes es cero y la tensión generada en el relé es cero.

Sin embargo, al momento de producirse un cortocircuito externo se tendrá altas corrientes que pueden provocar la saturación de los transformadores de corriente. Por tanto, se define el ajuste para evitar la operación del relé en la situación más desfavorable que corresponde a lo siguiente:

- Se produce una falla externa en la vecindad de la zona de protección y como consecuencia de la falla se produce la saturación de uno de los transformadores de corriente. Se asume que es aquel por donde circula la mayor corriente, mientras los demás operan normalmente.

- En la condición de saturación, los transformadores de corriente saturados no generan corriente, sino más bien se cortocircuitan, ocasionando de esta manera el mayor error posible en el relé. Ver figura 2.7.
- La tensión generada en el relé es la corriente multiplicada por la impedancia de los cables sumada a la alta impedancia del relé, conforme se muestra en la figura 2.7.



Una vez calculada la tensión, el ajuste del relé debe ser el 90% de este valor, conforme se ha explicado en el ítem 2.1. Con un margen adicional se puede ajustar entre el 70% al 90%.

2.5 Ajuste de las protecciones de tipo impedancia

2.5.1 Funciones 21 – 21N

Esta protección opera midiendo la tensión y corriente con la finalidad de obtener la impedancia vista en el punto de instalación del relé. El cálculo de las impedancias se efectúa de acuerdo a lo siguiente:

Para las impedancias entre fases (función 21)

$$Z_{a-b} = \frac{V_a - V_b}{I_a - I_b}$$

Para las impedancias entre fases y tierra (función 21N)

$$Z_a = \frac{V_a}{I_a + \left(\frac{Z_E}{Z_a}\right) \cdot I_E} = \frac{V_a}{I_a + 3 \cdot k_0 \cdot I_0}$$

Por tanto para que el relé pueda efectuar todos los cálculos se le debe proporcionar como ajuste el valor del k_0 correspondiente a la instalación a ser protegida.

Las características aceptadas por el COES, para los relés de distancia son las siguientes:

| Características Mínimas Requeridas para los relés de distancia del SEIN |
|--|
| Los relés deben de ser de tecnología numérica (Digital) |
| Para fallas fase-tierra solo se aceptan los relés con característica Cuadrilateral |
| Para fallas fase-fase se acepta relés con características Mho y Cuadrilateral |
| El numero de zonas tanto para fallas fase-tierra ó fase-fase debe de ser como mínimo de 3 zonas |
| Los relés deben ser “full scheme”, es decir debe utilizar utiliza tres unidades de medida fase-fase (R-S, S-T & T-R) y tres unidades de medida fase-tierra (R-N, S-N & T-N) en cada zona |
| Los relés deben tener la función de incursión de carga |

a) Característica cuadrilateral

En la figura 2.8 se muestra la característica cuadrilateral para un relé que tiene tres zonas hacia delante (Z1, Z2 & Z4) una zona hacia atrás (Z3) y una zona global (Z5). También se muestra la impedancia de una línea de transmisión y la posible interferencia de la carga conectada a la línea.

Para el ajuste se debe definir para cada zona y los valores del alcance de la resistencia y la reactancia (R, X), tanto para el ajuste entre fases (Z1) como para el ajuste entre fase y tierra (Z1N). Asimismo, se debe definir los tiempos de operación de cada zona (t1, t2, t3, t4, t5).

b) Característica tipo mho

En la figura 2.9 se muestra la característica Mho para un relé que tiene tres zonas.

Para ajustar este relé se debe especificar el alcance en impedancia y la temporización.

- Característica Mho: Diámetro y ángulo
- Ajustes fase-fase (Z1), (Z2), (Z3)
- Ajustes de tiempo t1, t2 & t3

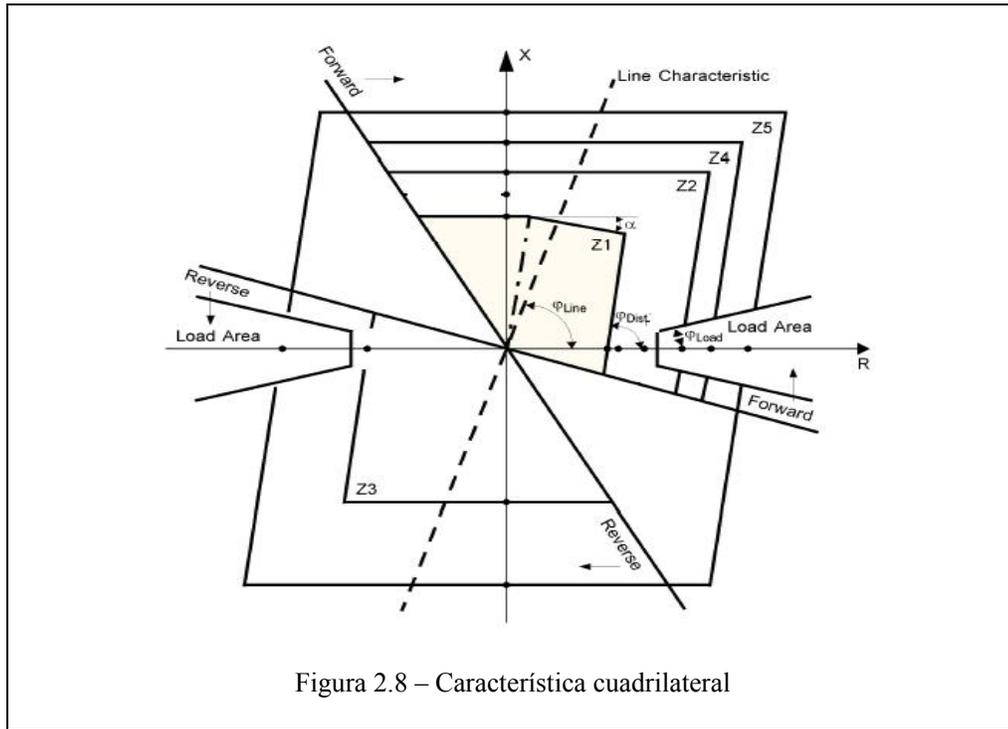


Figura 2.8 – Característica cuadrilateral

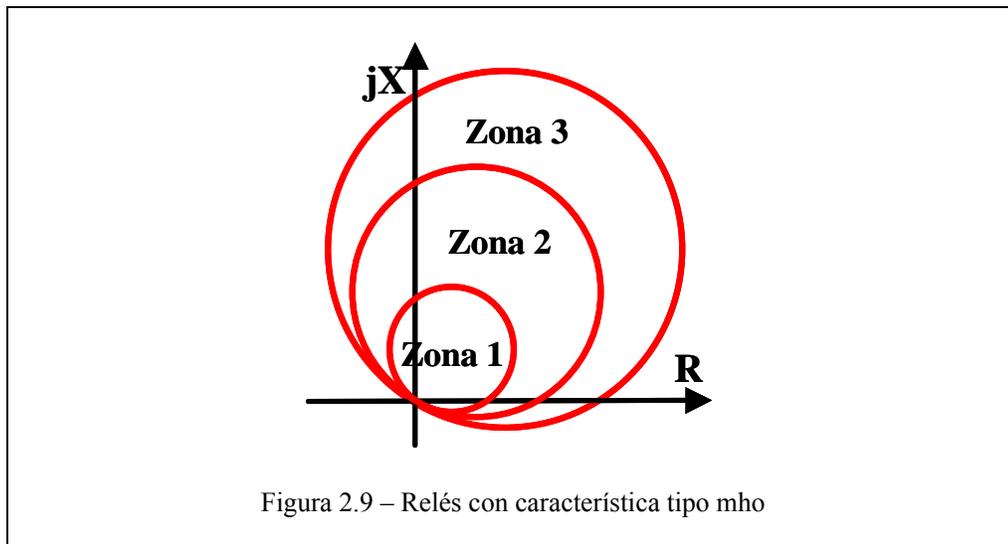


Figura 2.9 – Relés con característica tipo mho

2.5.2 Funciones 68 - 78

Para la función de bloqueo por oscilación de potencia (función 68) se debe especificar una característica que permita detectar el valor variable de la impedancia vista por el relé como consecuencia de la oscilación de potencia.

2.6 Ajuste de las protecciones de tipo potencia

2.6.1 Función 67

La protección de sobrecorriente direccional es similar a la de sobrecorriente no direccional; pero, además, se debe especificar la dirección del flujo de corriente para la que se aplica la protección. Para su evaluación numérica por el relé se requiere una referencia o polarización con la que se efectúa el cálculo. Se prefiere usar la tensión porque su ángulo se mantiene relativamente constante durante una falla y usualmente se aplica lo siguiente:

- Corriente fase R: Tensión ST
- Corriente fase S: Tensión TR
- Corriente fase T: Tensión RS

Se debe notar que el ángulo de fase entre las corrientes y las tensiones mencionadas es aproximadamente de 90° de manera que para el cálculo se considera el valor en cuadratura. Sin embargo, su valor va a depender de la relación X/R del circuito de falla, por tanto se debe verificar que el ángulo de operación del relé es apropiado para obtener la máxima sensibilidad.

Por otro lado, es importante consultar el manual del fabricante del relé para los ajustes del ángulo, debido a que no todos los fabricantes aplican el mismo criterio de ajuste.

2.6.2 Función 67N

La protección de sobrecorriente direccional a tierra es similar a la de sobrecorriente no direccional; pero, además, se debe especificar la dirección del flujo de corriente de secuencia cero para la que se aplica la protección. Para su evaluación numérica por el relé se requiere una referencia o polarización con la que se efectúa el cálculo. Se prefiere usar la tensión homopolar por lo cual se debe ajustar el ángulo de máxima sensibilidad según el sistema de puesta a tierra. Como referencia se indica:

- Sistema de transmisión con puesta a tierra directa -60°
- Redes de distribución con puesta a tierra directa -45°
- Sistema con puesta a tierra a través de resistencia 0°

Para una mejor evaluación de la condición de falla se utiliza también el valor de ambas magnitudes la corriente homopolar y la tensión homopolar, de manera que el relé viene a ser de “potencia homopolar”.

2.6.3 Función 32

La protección de potencia inversa se aplica para evitar el flujo de potencia activa en una determinada dirección y se calcula a partir de la tensión y la corriente que mide el relé

$$P = V_a \cdot I_a \cdot \cos \varphi_a + V_b \cdot I_b \cdot \cos \varphi_b + V_c \cdot I_c \cdot \cos \varphi_c$$

La protección de potencia inversa se aplica a los generadores y su ajuste se hace en función de la potencia nominal. Para ello se debe considerar una temporización que permita evitar falsas

actuaciones cuando la m1quina absorbe potencia sincronizante o cuando se produce una oscilaci3n de potencia.

Las p3rdidas totales expresado en porcentajes de la potencia nominal y operando a velocidad nominal son:

| | |
|--------------------|--------|
| Turbinas a vapor | 1 - 3% |
| M1quinas diesel | 25% |
| Turbina hidr1ulica | 3% |
| Turbina a gas | 5% |

Los ajustes de la potencia a detectar por los rel3s de inversi3n de potencia se calculan en funci3n a los porcentajes anteriores y su temporizaci3n puede estar dentro del orden de los 5 a 10 s.

2.7 Ajuste de las protecciones t3rmicas

2.7.1 Funci3n 49

Esta protecci3n opera simulando el calentamiento del elemento protegido, en funci3n de la corriente que circula por este elemento, de acuerdo a la siguiente ecuaci3n:

$$\frac{d\Theta}{dt} + \frac{\Theta - \Theta_0}{\tau} = \frac{I^2}{\tau}$$

Donde

Θ = Temperatura que alcanza la m1quina

Θ_0 = Temperatura ambiente o del refrigerante de la m1quina

τ = Constante t3rmica de la m1quina, la cual tiene unidades de tiempo

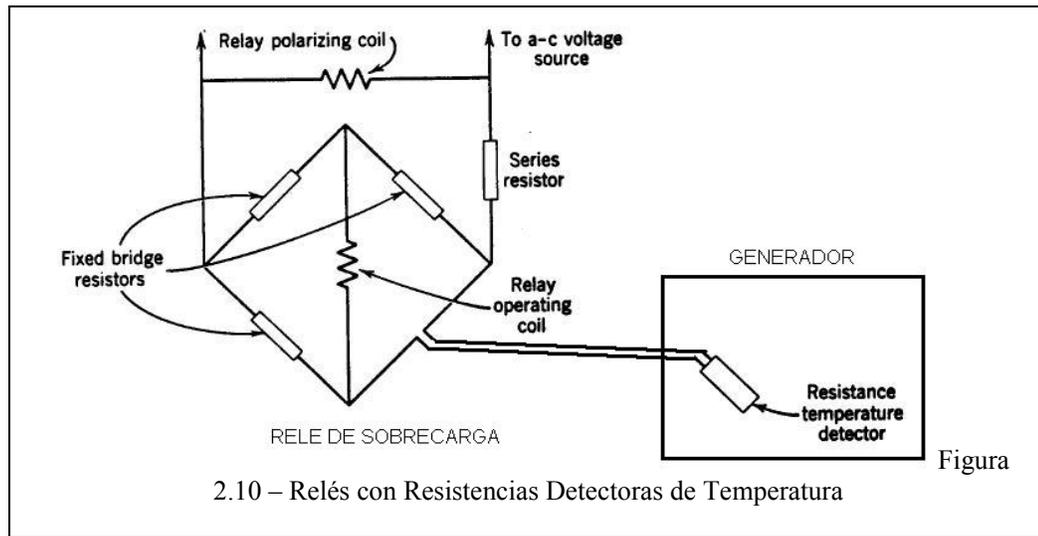
I = Corriente que circula por la m1quina

Para el ajuste se debe considerar lo siguiente:

- El ajuste de la constante de tiempo de la m1quina debe ser efectuado seg3n el fabricante del equipo.
- El valor de la corriente de arranque debe ser por lo menos 15% encima de la corriente nominal; es decir, corrientes menores al 115% son permisibles en forma permanente.
- Se debe considerar dos niveles de ajuste de actuaci3n que corresponden a Alarma y Disparo. El ajuste de alarma debe corresponder al 90% de la temperatura de disparo

2.7.2 Funci3n 49 con RTD

Esta protecci3n opera utilizando detectores resistivos de temperatura (Resistance Temperature Detector – RTD) instalados en la misma m1quina a ser protegida. Para el c1lculo se considera que la temperatura modifica el valor de la resistencia y se utiliza el circuito mostrado en la figura 2.10. El ajuste del rel3 debe ser efectuado seg3n las instrucciones del fabricante del equipo.



Figura

2.8 Ajuste de las protecciones de sobreflujo magnético

2.8.1 Función 24

La relación tensión/frecuencia en los bobinados de una máquina son un indicador del flujo magnético. De acuerdo a norma ANSI C50.13, las máquinas rotativas deben operar con un valor de 1.05 veces su valor nominal, mientras que los transformadores de potencia deben operar a plena carga con un valor de 1.05 y sin carga con un valor de 1.10. Por tanto, por encima de estos valores se puede producir un incremento del flujo magnético, el cual puede llegar a producir la saturación del núcleo magnético.

La protección de sobreflujo mide la relación Voltios/Hertz y se puede ajustar con dos niveles de operación: alarma y disparo. Para el disparo se puede considerar una operación de tiempo inverso (o definido) de manera de obtener una tolerancia a cualquier fenómeno transitorio.

2.9 Ajuste de las protecciones de falla de interruptor

La protección de falla de interruptor es un sistema de control para prevenir la falta en la apertura de un circuito de alta tensión cuando se ha dado una orden de apertura por cualquier relé de protección.

2.9.1 Función 50BF (PFI)

En el SEIN se recomienda aplicar dos filosofías de protección falla interruptor ambas basadas en la medición de la corriente que circula por el interruptor.

En líneas de Transmisión el nivel de corriente de arranque de la protección falla interruptor debe ajustarse encima de la corriente máxima de carga y menor que la corriente mínima de falla en el extremo remoto.

$$I_{\text{máx carga}} < I_{50BF} < I_{\text{mín falla}}$$

En transformadores, reactores el ajuste del relé 50BF debe ser el valor más pequeño posible para lo cual se puede utilizar un valor entre el 10% a 20% de la corriente nominal del circuito.

2.9.2 Funci3n 50BF

Al producirse una Falla de Interruptor se debe proceder de la siguiente manera:

1. En primera instancia (funci3n 50BF1) se debe efectuar una orden de apertura a ambas Bobinas de Apertura del Interruptor. Este tiempo debe ser definido considerando un margen de actuaci3n sobre la protecci3n principal y no debe interferir con los recierres autom3ticos.
2. En segunda instancia (funci3n 50BF2) se debe proceder con la apertura de los Interruptores vecinos de manera que se pueda obtener la apertura del circuito deseado, al mismo tiempo que se consigue aislar al Interruptor fallado.

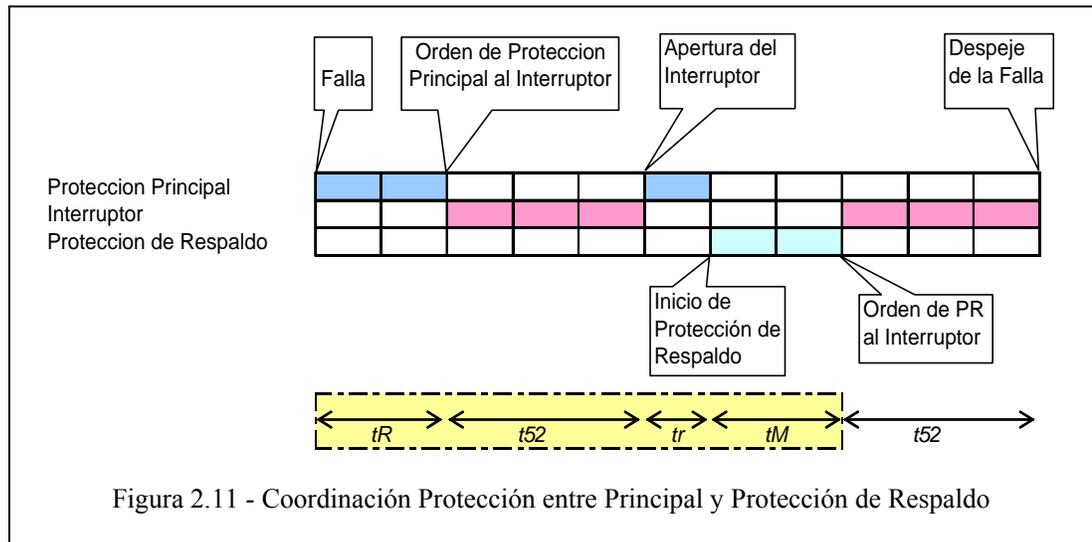
2.10 Criterios generales de coordinaci3n de las protecciones

La coordinaci3n de las protecciones consiste en definir las graduaciones de las magnitudes medidas por el rel3 y los tiempos necesarios para la operaci3n debidamente priorizada del sistema de protecci3n con la finalidad que su actuaci3n sea en el m3nimo tiempo posible. En tal sentido, se requiere considerar las coordinaciones entre la(s) protecci3n(es) principal(es) y la protecci3n de falla de interruptor, as3 como con la protecci3n de respaldo.

2.10.1 Protecciones principales y protecci3n de respaldo

Para determinar la coordinaci3n con la protecci3n de respaldo se debe considerar la secuencia de eventos mostrada en la figura 2.11 que se detalla a continuaci3n:

1. Al producirse una falla se inicia la actuaci3n de la protecci3n principal que tiene un tiempo de actuaci3n m3nimo (t_R), sin ning3n retraso adicional, que termina dando una orden de apertura al Interruptor
2. La falla se extingue despu3s de la operaci3n de apertura de la corriente de falla por parte del interruptor que tiene un tiempo de operaci3n (t_{52}).
3. Si la falla no se extingue, la protecci3n de respaldo debe actuar, para lo cual se debe considerar un margen previo. En este margen se debe incluir el tiempo de reposici3n del rel3 (t_r) m3s un adicional (t_M) despu3s del cual se env3a un orden de apertura al interruptor.
4. La falla ser3 extinguida por la protecci3n de respaldo despu3s del tiempo de apertura del interruptor (t_{52})



De acuerdo a lo expuesto, el tiempo de ajuste de la protección de respaldo (t_{PR}) vendrá dado por la siguiente expresión

$$t_{PR} = t_R + t_{52} + t_r + t_M$$

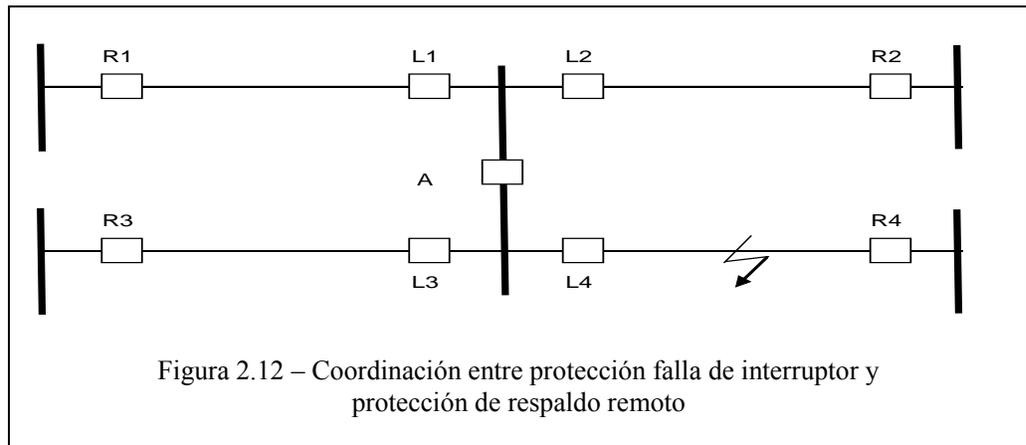
Los valores usuales para los tiempos antes mencionados están indicados en la tabla 2.4.

Tabla 2.4 – Tiempos para coordinación de los relés

| Relés | | Tiempo del relé t_R | Reposición del relé t_r | Margen de operación t_M |
|------------------|--------------|--------------------------|------------------------------|------------------------------|
| Digitales | Ciclos | 2 | 1 | 4 |
| | Milisegundos | 33 | 17 | 67 |
| Electromecánicos | Ciclos | 4 | 8 | 8 |
| | Milisegundos | 67 | 133 | 133 |

2.10.2 Protecciones principales y protección falla de interruptor

La protección de falla de interruptor debe ser coordinada para una actuación con anticipación a las protecciones de respaldo. Esto es particularmente importante cuando se tiene un esquema de doble barra en las subestaciones. En la Figura 2.12 se muestra un caso que permite apreciar que la actuación de la protección de falla de interruptor reduce los disparos de la protección de respaldo remoto.



Si después de una falla en la línea L4-R4 se produce una falla del interruptor L4, la protección de falla de interruptor abrirá los interruptores L3 y A, aislando la falla y dejando en operación las líneas entre R1-L1 y L2-R2; en cambio, el respaldo remoto ocasionará la apertura de los interruptores R1, R2 y R3, perdiéndose las líneas entre R1-L1 y R2-L2.

Para determinar la coordinación con la protección de falla de interruptor se debe considerar la secuencia de eventos mostrada en la figura 2.13 que se detalla a continuación:

1. Al producirse una falla se inicia la actuación de la protección principal que tiene un tiempo de actuación mínimo (t_R), sin ningún retraso adicional, que termina dando una orden de apertura al Interruptor
2. La falla se extingue después de la operación de apertura de la corriente de falla por parte del interruptor que tiene un tiempo de operación (t_{S2}).
3. Si la falla no se extingue, la protección de falla de interruptor debe actuar en su primera etapa para efectuar una reiteración del disparo a ambas bobinas del interruptor, para lo cual se debe considerar un margen previo. En este margen se debe incluir el tiempo de reposición del relé (t_r) más un adicional (t_M) y el tiempo del relé auxiliar (t_X) que envía la reiteración de apertura al interruptor.
4. Si la falla no es extinguida en esta primera etapa de la protección de falla de interruptor, se inicia la segunda etapa para efectuar la apertura de todos los interruptores vecinos que deben despejar la falla. Nuevamente es necesario considerar un margen que incluya la reposición de la protección (t_r) un tiempo adicional (t_M) y el tiempo de los relés auxiliares de disparo (t_X).
5. La falla será extinguida por la protección de falla de interruptor después del tiempo de la apertura de los interruptores no fallados (t_{S2}).

De acuerdo a lo expuesto, los tiempos de ajuste de la protección de falla de interruptor en cada etapa (t_{BF1}) y (t_{BF2}) son:

$$t_{BF1} = t_R + t_{S2} + t_r + t_M + t_{X1}$$

$$t_{BF2} = t_{BF1} + t_{S2} + t_r + t_M + t_{X2}$$

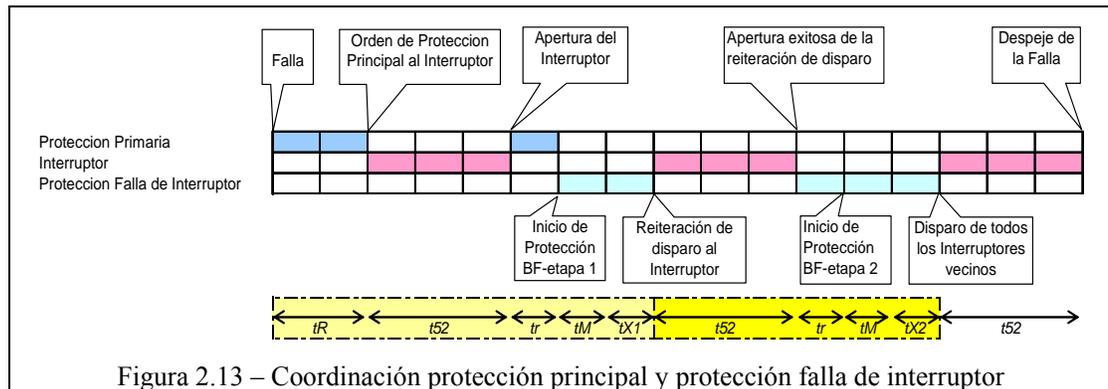


Figura 2.13 – Coordinación protección principal y protección falla de interruptor

2.10.3 Escalonamiento de tiempos para la coordinación del sistema de protección

Los tiempos de operación de los interruptores dependen de su tecnología. Los interruptores antiguos en aceite tenían tiempos de 5 y hasta 8 ciclos; sin embargo, los modernos equipos tienen los tiempos que se indican en la tabla siguiente:

| Nivel de Tensión | Tensiones | Tiempos de Interrupción |
|----------------------|-------------------------|-------------------------|
| Muy Alta Tensión | 550 kV - 362 kV | 2 ciclos = 33 ms |
| Alta Tensión | 245 kV - 145 kV | 3 ciclos = 50 ms |
| Media y Alta Tensión | 72.5 kV - 52 kV - 36 kV | 4 ciclos = 83 ms |

En función de los tiempos indicados, se puede establecer el escalonamiento de tiempos que se indica en las tablas 2.6 y 2.7

| RELE | Interruptor ciclos | Protección Principal | Protección de Respaldo sin BF | Protección Falla de Interruptor | | Protección de Respaldo con BF |
|------------------|--------------------|----------------------|-------------------------------|---------------------------------|-----|-------------------------------|
| | | | | BF1 | BF2 | |
| Digital | 2 | 4 | 9 | 9 | 13 | 20 |
| | 3 | 5 | 10 | 10 | 15 | 23 |
| | 4 | 6 | 11 | 11 | 17 | 26 |
| | 5 | 7 | 12 | 12 | 19 | 29 |
| | 8 | 10 | 15 | 15 | 15 | 28 |
| Electro Mecánico | 2 | 6 | 14 | 14 | 14 | 24 |
| | 3 | 7 | 15 | 15 | 15 | 26 |
| | 4 | 8 | 16 | 16 | 16 | 28 |
| | 5 | 9 | 17 | 17 | 17 | 30 |
| | 8 | 12 | 20 | | | |

Tabla 2.7 - Escalonamiento de tiempos para la coordinación de la protección (milisegundos)

| RELE | Interruptor ms | Protección Principal | Protección de Respaldo sin BF | Protección Falla de Interruptor | | Protección de Respaldo Con BF |
|------------------|----------------|----------------------|-------------------------------|---------------------------------|------------|-------------------------------|
| | | | | BF1 | BF2 | |
| DIGITAL | 33 | 67 | 150 | 150 | 217 | 333 |
| | 50 | 83 | 167 | 167 | 250 | 383 |
| | 67 | 100 | 183 | 183 | 283 | 433 |
| | 83 | 117 | 200 | 200 | 317 | 483 |
| | 133 | 167 | 250 | 250 | 250 | 467 |
| ELECTRO MECANICO | 33 | 100 | 233 | 233 | 333 | 400 |
| | 50 | 117 | 250 | 250 | 250 | 433 |
| | 67 | 133 | 267 | 267 | 267 | 467 |
| | 83 | 150 | 283 | 283 | 283 | 500 |
| | 133 | 200 | 333 | | | |

2.11 Coordinación de las protecciones de sobrecorriente

2.11.1 Arranque de la protección

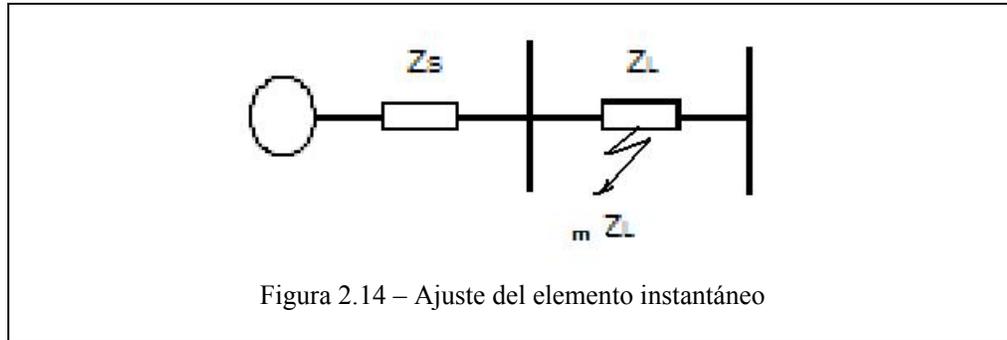
El arranque de las protecciones de sobrecorriente requiere ser definido considerando dos aspectos que son:

1. La capacidad de corriente del elemento protegido, la cual depende de la duración prevista para la corriente de falla. Lo usual es considerar un margen de seguridad sobre esta capacidad a fin de preservar su vida útil.
2. La sensibilidad a las corrientes mínimas de falla que se pueden producir al final de la zona protegida, la cual corresponde al elemento protegido (línea o transformador) y al elemento siguiente. Para las protecciones de sobrecorriente de fases, la sensibilidad esta en función a las corrientes de falla para fallas bifásicas y para las protecciones de sobrecorriente a tierra, esta en función a las corrientes de falla considerando resistencias de falla.

2.11.2 Ajuste de las unidades temporizadas e instantáneas

El ajuste de tiempo debe hacerse para que las fallas en el extremo remoto (far-end) sean despejadas en un tiempo máximo de 500 ms. Este tiempo asegura que la operación más allá de la zona de protección el tiempo de operación es mayor de 500 ms, lo que permite obtener el adecuado margen de tiempo para la operación coordinada de las protecciones de la propia zona con la de la zona siguiente. Este ajuste corresponde al elemento (51).

Es posible considerar la utilización del elemento instantáneo (50) para lo cual se puede considerar el circuito mostrado en la figura 2.14 donde se considera que el elemento instantáneo solo alcanzará hasta una fracción del elemento protegido.



La corriente de falla al final de la línea será:

$$I_{cc} = \frac{V}{Z_S + Z_L}$$

La corriente para la cual se ajusta el elemento instantáneo (50) corresponde a un punto intermedio de la línea, para el cual la corriente será:

$$I_{50} = \frac{V}{Z_S + m \cdot Z_L}$$

La relación entre estas corrientes podemos definirla como

$$K = \frac{I_{50}}{I_{CC}} = \frac{Z_S + Z_L}{Z_S + m \cdot Z_L} = \frac{(Z_S / Z_L) + 1}{(Z_S / Z_L) + m} = \frac{SIR + 1}{SIR + m}$$

El valor mínimo de “K” debe ser 1.25 con la finalidad de asegurar el ajuste a un valor que tome en cuenta los posibles errores de las corrientes ($\pm 11\%$). Por tanto, se puede plantear que

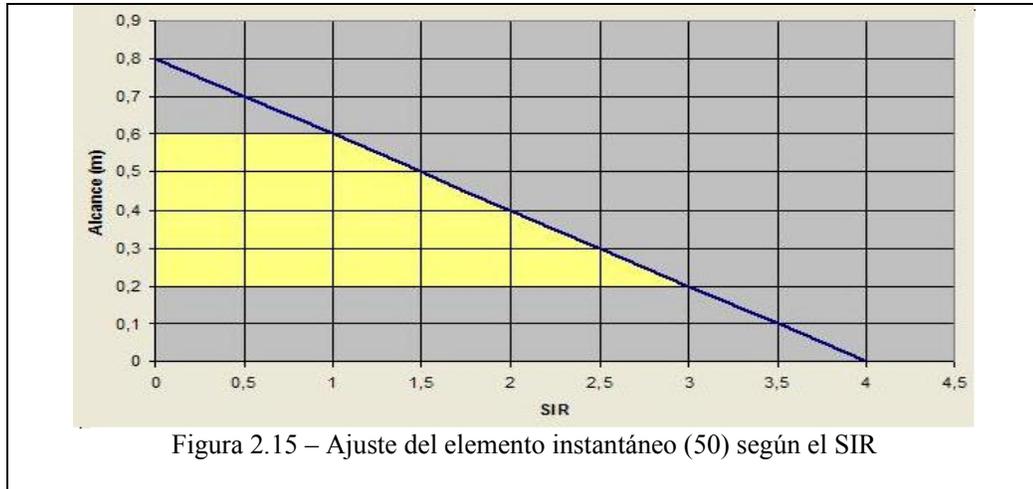
$$\frac{SIR + 1}{SIR + m} > 1.25$$

De donde se deduce que

$$m < 0.8 - 0.2 \cdot SIR$$

En consecuencia, los ajustes del elemento instantáneo (50) se aplican según el valor del SIR de la línea. En la figura 2.15 se muestra los valores de ajuste del elemento instantáneo y se puede ver que solamente se aplica para líneas medianas y largas. Lo recomendable es un alcance del 50% del circuito protegido por lo que se ha resaltado un alcance entre el 20% y el 60% del circuito como valores prácticos recomendados. Esto significa que para un SIR de 3

solamente es posible proteger con el elemento (50) hasta el 20%, del circuito; pero, para un SIR de 1 se puede ajustar hasta el 60% del circuito.



2.12 Ajuste y coordinación de las protecciones de distancia

2.12.1 Arranque de la protección

El arranque de la protección de mínima impedancia requiere considerar lo siguiente:

1. Que sea inferior a la impedancia vista en las fases sanas en el momento de un cortocircuito fase a tierra.
2. Que sea inferior al 67% de la mínima impedancia de la carga. En caso se supere este límite, se debe considerar una apropiada característica para impedir una falsa operación debido a la carga conectada a la línea

La impedancia de carga debe ser determinada ⁽¹⁾ considerando la capacidad máxima de la línea en condiciones de emergencia, asumiendo una tensión de 0.85 pu y un ángulo de fase de 30°. Luego, la impedancia se debe calcular según la siguiente expresión:

$$Z_{CARGA} = \frac{(0.85 \cdot V_N)^2}{S_{max}}$$

Donde

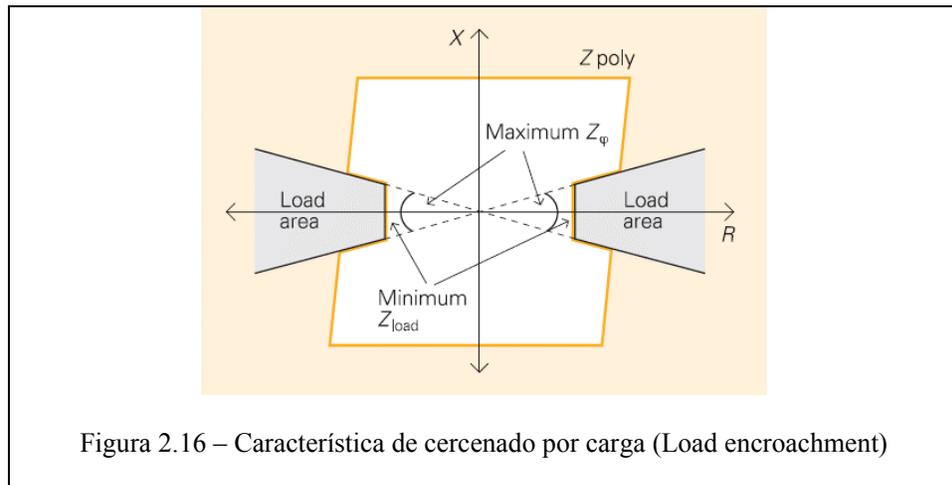
| | |
|---------------|-------------------------------|
| Z_{CARGA} = | Impedancia de la carga |
| V_N = | Tensión nominal del sistema |
| S_{MAX} = | Potencia máxima por la línea. |

⁽¹⁾ Este criterio ha sido tomado de una de las últimas recomendaciones del NERC que indica “should not operate at or below 150% of the emergency ampere rating of a line, assuming a .85 per unit voltage and a line phase angle of 30 degrees”.

En la figura 2.16 se muestra una adaptación de la carga a la característica de operación del relé mediante el cercenado de una zona con un ángulo de carga.

Lo anterior es válido principalmente para el caso de la protección de distancia de fallas entre fases.

Para fallas a tierra, lo prioritario es tratar de cubrir fallas a tierra con resistencias de falla mayores a las resistencias de puesta a tierra de las estructuras, de ahí que, existe en el mercado relés de distancia con características de operación diferentes para fallas entre fases y fallas a tierra.



2.12.2 Ajuste de las zonas de protección

El ajuste de las zonas de protección debe permitir alcanzar el final de la zona protegida, la cual corresponde no solamente al elemento protegido (línea o transformador) sino también al elemento siguiente. Para ello, se debe considerar que existe un error mínimo del 15%. Los ajustes recomendados son con los siguientes alcances:

- Zona 1 85% de la impedancia de la línea
- Zona 2 115% de la impedancia de la línea, ó el 100% de la impedancia de la línea más el 50% de la impedancia de la línea más corta siguiente.
- Zona 3 115% de la suma de la impedancia de la línea con la de la línea siguiente

Estos ajustes son referenciales, en el momento de realizar simulaciones se debe considerar el algoritmo del relé, y los efectos de carga.

Capítulo 3 CRITERIOS PARA EL AJUSTE Y LA COORDINACION DE LA PROTECCION DE LAS CENTRALES ELECTRICAS

Para definir la protección de los grupos de las centrales eléctricas se establecen los siguientes rangos para las unidades de generación:

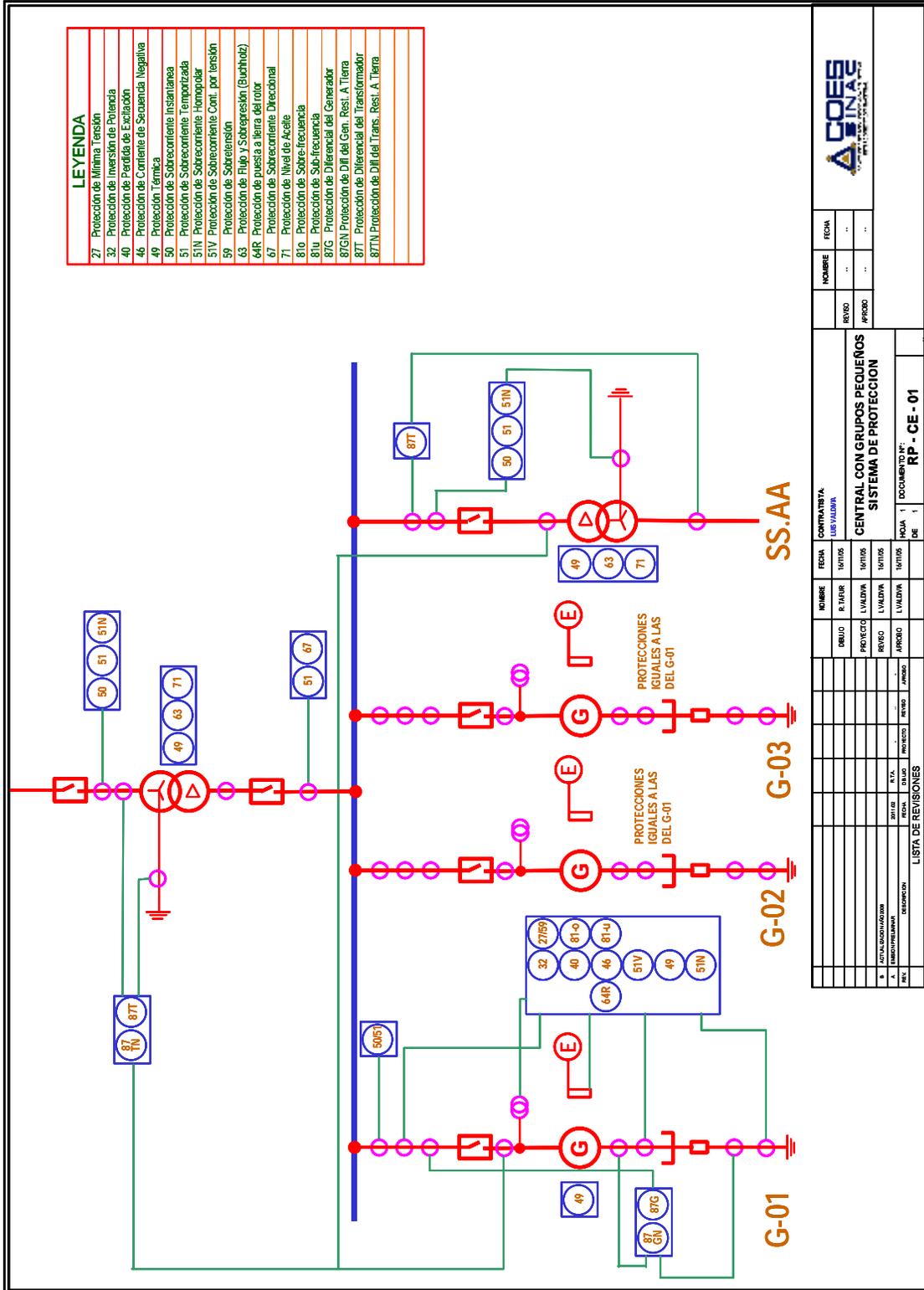
- Mini Centrales Grupos con Potencia menor que 1 MVA
- Grupos Pequeños Potencia mayor o igual a 1 MVA y menor que 5 MVA
- Grupos Medianos Potencia mayor o igual a 5 MVA y menor que 50 MVA
- Grupos Grandes Potencia mayor o igual a 50 MVA

En el Plano RP-CE-01 se muestra las protecciones típicas de los grupos pequeños. Se ha considerado como esquema general de la central la de varias unidades en paralelo con solo un transformador, que es el esquema más usual para estos grupos.

En el Plano RP-CE-02 se muestra las protecciones típicas de los grupos medianos. Se ha considerado como esquema general de la central dos grupos conectados a un único transformador elevador, que es el esquema más usual para estos grupos.

En el Plano RP-CE-03 se muestra las protecciones típicas de grupos grandes. Se ha considerado como esquema general de la central la conexión generador–transformador, ya que es el esquema más usual para estos casos que es el esquema más usual para estos grupos.

Para cada caso se incluye los criterios de ajuste y coordinación de las protecciones graduadas, conforme al alcance establecido para el presente documento. En el capítulo 2 se ha incluido algunos aspectos generales a las protecciones unitarias, las cuales constituyen solamente una referencia sobre el ajuste de estas protecciones.



3.1 Configuración de varios grupos en paralelo con un único transformador

3.1.1 Ajuste y coordinación de las protecciones graduadas

I ESCENARIOS

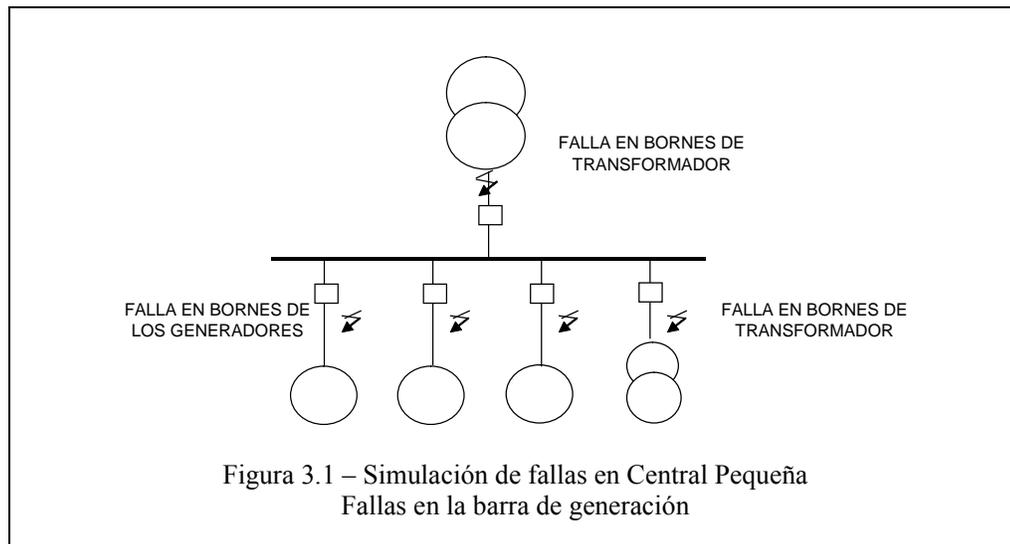
Se debe definir los escenarios que corresponden a las mínimas y máximas corrientes de fallas, las cuales corresponden a los siguientes casos:

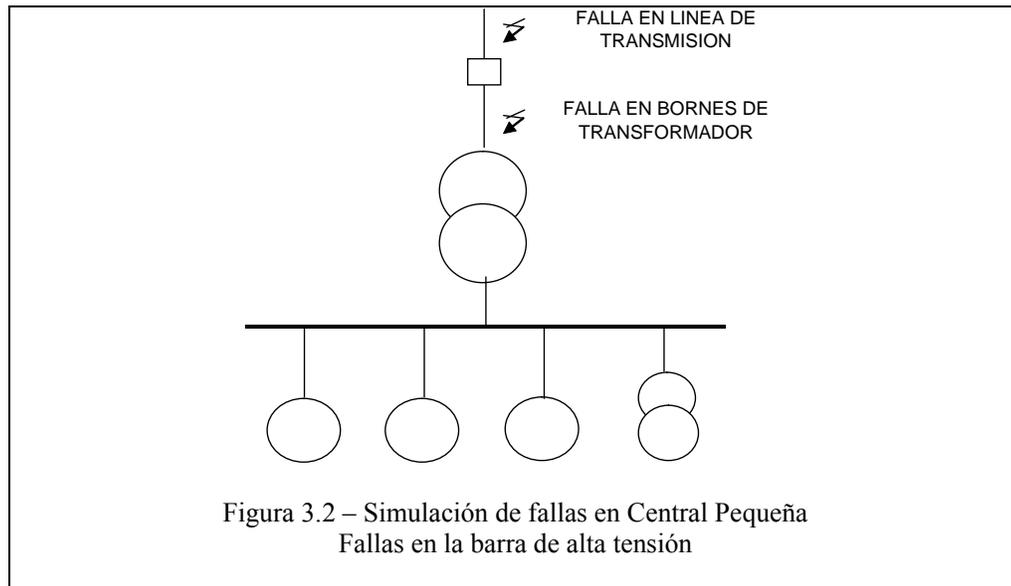
Tabla 3.1 – Escenarios de fallas en centrales pequeñas

| | En la central | En el sistema interconectado |
|----------------------------------|---------------------------------|--|
| Máxima corriente de falla | Con todos los grupos operando | Máxima demanda en estiaje o avenida, lo que ocasione el mayor nivel de cortocircuito en barras de alta tensión de la central |
| Mínima corriente de falla | Con solamente un grupo operando | Mínima demanda en estiaje o avenida, lo que ocasione el menor nivel de cortocircuito en barras de alta tensión de la central |

II SIMULACION DE FALLAS

Se debe simular las fallas en las barras de generación y en las barras de alta tensión de la central. Estas fallas deben ser analizadas en cada circuito conectado a estas barras. Una manera práctica es considerar las fallas en el 1% de la impedancia del circuito conectado.





III CRITERIOS DE AJUSTE

En la tabla 3.2 se indica las protecciones graduadas que requieren ser ajustadas

| Tabla 3.2 – Protecciones graduadas de las centrales pequeñas | | |
|--|--|--|
| Relé de Protección | Mirando fallas hacia la central | Mirando fallas hacia el sistema interconectado |
| 50/51 Ubicado en el lado AT del transformador principal | En el transformador principal En las barras de generación En los generadores En el Transf. Serv Aux | En la línea de transmisión |
| 50N/51N Ubicado en el lado AT del transformador principal | En el transformador principal | En la línea de transmisión |
| 51/67 Ubicado en el lado BT del transformador principal | En las barras de generación En los generadores En el Transf. Serv Aux | En transformador principal En la línea de transmisión |
| 50/51 Ubicado en los bornes del generador | En el propio generadores En los otros generadores | En el transformador principal En la línea de transmisión |
| 51V Ubicado en el lado neutro del generador | En los otros generadores | En el propio generador En las barras de generación En el transformador principal En la línea de transmisión |
| 50N/51N Ubicado en el lado neutro del generador | En los otros generadores | En el propio generador En las barras de generación |
| 50/51 Ubicado en los bornes AT del transformador de S.A | En el transformador de servicios auxiliares | |

Para el ajuste se debe atender los requerimientos indicados en la tabla 3.3

| Tabla 3.3 – Ajuste de las protecciones graduadas de las centrales pequeñas | | |
|---|---|---|
| Relé de Protección | Por la instalación | Por la mínima generación |
| 50/51 Ubicado en el lado AT del transformador principal | 130% de la corriente nominal del transformador (mayor etapa de refrigeración) | Para detectar las fallas en las barras de generación alimentadas por el sistema |
| 50N/51N Ubicado en el lado AT del transformador principal | 20% a 40% de la corriente nominal del transformador | Para detectar las fallas al final de la línea con un grupo de la central |
| 51/67 Ubicado en los bornes del generador | 130% de la corriente nominal del generador | Para detectar las fallas en barras de alta tensión con solamente un grupo de la central |
| 51V Ubicado en el lado neutro del generador | 130% de la corriente nominal del generador | |
| 50N/51N Ubicado en el lado neutro del generador | 20% de la corriente nominal del generador | |
| 50/51 Ubicado en los bornes AT del transformador de servicios auxiliares | 130% de la corriente nominal del transformador de servicios auxiliares | Para detectar las fallas en los bornes de baja tensión con un grupo de la central |

IV CRITERIOS DE COORDINACION

A) Para una falla en las barras de generación

1. Las protecciones con restricción de tensión (51V) de cada grupo medirán el aporte a la falla del propio grupo y deben actuar con un tiempo máximo de 500 ms.
2. La protección del lado de baja tensión del transformador (51/67) medirá el aporte del sistema a la falla y debe despejar la falla en un tiempo máximo de 500 ms ⁽²⁾.
3. La protección del lado de alta tensión del transformador (51) medirá el aporte del sistema a la falla y debe despejar la falla en un tiempo aproximado de 750 ms. Esta protección tiene un tiempo mayor de 500 ms porque debe coordinar con el lado de baja tensión del transformador.

B) Para una falla en los bornes de un generador

1. Las protecciones de sobrecorriente del grupo (51) medirán el aporte a la falla de los otros grupos y/o el sistema, debiendo actuar con un tiempo máximo de 250 ms.

⁽²⁾ Las protecciones del lado alta tensión y baja tensión requieren dos ajustes diferentes según la ubicación de la falla; por tanto, estas protecciones deben tener unidades direccionales (67) y no direccionales. El ajuste menor debe ser aplicado a las unidades direccionales

2. La protecci3n de sobrecorriente (51) de los dem1s grupos medir1n el aporte a la falla del propio grupo y deben actuar con un tiempo m1ximo de 500 ms.
3. La protecci3n del lado de baja tensi3n del transformador (51/67) medir1 el aporte del sistema a la falla y debe despejar la falla en un tiempo m1ximo de 500 ms.
4. La protecci3n del lado de alta tensi3n del transformador (51/67) medir1 el aporte del sistema a la falla y debe despejar la falla en un tiempo aproximado de 750 ms. Esta protecci3n tiene un tiempo mayor de 500 ms porque debe coordinar con el lado de baja tensi3n del transformador.

C) Para una falla en los bornes de baja tensi3n del transformador

1. Las protecciones con restricci3n de tensi3n (51V) de cada grupo medir1n el aporte a la falla del propio grupo y deben actuar con un tiempo m1ximo de 500 ms.
2. La protecci3n del lado de baja tensi3n del transformador (51/67) medir1 el aporte a la falla de todos los grupos y debe despejar la falla en un tiempo m1ximo de 250 ms.
3. La protecci3n del lado de alta tensi3n del transformador (51) medir1 el aporte del sistema a la falla y debe despejar la falla en un tiempo aproximado de 750 ms. Esta protecci3n tiene un tiempo mayor que 500 ms porque debe coordinar con el lado de baja tensi3n del transformador en la condici3n descrita en A.3 y B.4.

D) Para una falla en los bornes de alta tensi3n del transformador

1. La protecci3n del lado de alta tensi3n del transformador (50/51) medir1 el aporte del sistema a la falla y debe despejar la falla en un tiempo m1ximo de 250 ms.
2. La protecci3n del lado de baja tensi3n del transformador (51/67) medir1 el aporte a la falla de todos los grupos y debe despejar la falla en un tiempo de 500 ms.
3. Las protecciones con restricci3n de tensi3n (51V) de cada grupo medir1n el aporte a la falla del propio grupo y deben actuar con un tiempo m1ximo de 1500 ms. Esta protecci3n tiene un tiempo mayor que 500 ms porque debe coordinar con el lado de baja tensi3n del transformador.

E) Para una falla en la l1nea de transmisi3n

1. La protecci3n del lado de alta tensi3n del transformador (50/51) medir1 el aporte a la falla de todos los grupos y debe despejar la falla en un tiempo m1ximo de 500 ms.
2. La protecci3n del lado de baja tensi3n del transformador (51/67) medir1 el aporte a la falla de todos los grupos y debe despejar la falla en un tiempo aproximado de 750 ms. Esta protecci3n tiene un tiempo mayor que 500 ms porque debe coordinar con el lado de alta tensi3n del transformador.

3.1.2 Protección de falla de interruptor (50BF – 62BF)

A) Falla de interruptor de grupo

La protección de falla de interruptor debe operar con dos temporizaciones que son:

1. Para la reiteración del disparo al propio interruptor 150 ms
2. Para la apertura de todos los interruptores conectados a la barra de generación 250 ms

B) Falla de interruptor de transformador lado baja tensión

La protección de falla de interruptor debe operar con dos temporizaciones que son:

1. Para la reiteración del disparo al propio interruptor 150 ms
2. Para la apertura de todos los interruptores conectados a la barra de generación 250 ms

C) Falla de interruptor de transformador lado alta tensión

La protección de falla de interruptor debe operar con dos temporizaciones que son:

1. Para la reiteración del disparo al propio interruptor 150 ms
2. Para la apertura del interruptor del lado de baja tensión del transformador 250 ms

3.2 Configuración de dos grupos con un único transformador

3.2.1 Ajuste y coordinación de las protecciones graduadas

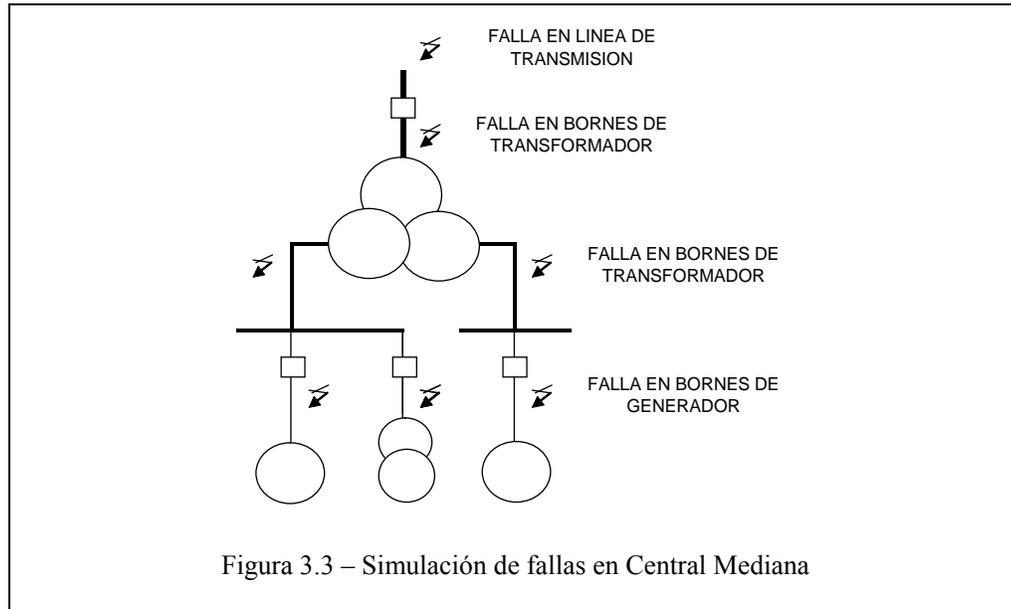
I ESCENARIOS

Se debe definir los escenarios que corresponden a las mínimas y máximas corrientes de fallas, las cuales corresponden a los siguientes casos:

| Tabla 3.4 – Escenarios de fallas en centrales medianas | | |
|--|---------------------------------|--|
| | En la central | En el sistema interconectado |
| Máxima corriente de falla | Con ambos grupos operando | Máxima demanda en estiaje o avenida, lo que ocasione el mayor nivel de cortocircuito en barras de alta tensión de la central |
| Mínima corriente de falla | Con solamente un grupo operando | Mínima demanda en estiaje o avenida, lo que ocasione el menor nivel de cortocircuito en barras de alta tensión de la central |

II SIMULACION DE FALLAS

Se debe simular las fallas en las barras de generación y en las barras de alta tensión de la central. Estas fallas deben ser analizadas en cada circuito conectado a estas barras. Una manera práctica es considerar las fallas en el 1% de la impedancia del circuito conectado.



III CRITERIOS DE AJUSTE

En la tabla 3.5 se indica las protecciones graduadas que requieren ser ajustadas

| Tabla 3.5 – Protecciones graduadas de las centrales medianas | | |
|--|--|--|
| Relé de Protección | Mirando fallas hacia la central | Mirando fallas hacia el sistema interconectado |
| 50/51 Ubicado en el lado AT del transformador principal | En el transformador principal En las barras de generación En los generadores En el Transf. Serv Aux | En la línea de transmisión |
| 50N/51N Ubicado en el lado AT del transformador principal | En el transformador principal | En la línea de transmisión |
| 50/51 Ubicado en los bornes del generador | En el propio generadores En los otros generadores | En el transformador principal En la línea de transmisión |
| 51V Ubicado en el lado neutro del generador | En los otros generadores | En el propio generador En las barras de generación En el transformador principal En la línea de transmisión |
| 50N/51N Ubicado en el lado neutro del generador | En los otros generadores | En el propio generador En las barras de generación |

| | | |
|---|---|--|
| 50/51 Ubicado en los bornes AT del transformador de servicios auxiliares | En el transformador de servicios auxiliares | |
|---|---|--|

Para el ajuste se debe atender los requerimientos indicados en la tabla 3.6

| Tabla 3.6 – Ajuste de las protecciones graduadas de las centrales medianas | | |
|---|---|---|
| Relé de Protección | Por la instalación | Por la mínima generación |
| 50/51 Ubicado en el lado AT del transformador principal | 130% de la corriente nominal del transformador (mayor etapa de refrigeración) | Para detectar las fallas en las barras de generación alimentadas por el sistema |
| 50N/51N Ubicado en el lado AT del transformador principal | 20% a 40% de la corriente nominal del transformador | Para detectar las fallas al final de la línea con un grupo de la central |
| 50/511 Ubicado en los bornes del generador | 130% de la corriente nominal del generador | Para detectar las fallas en barras de alta tensión con solamente un grupo de la central |
| 51V Ubicado en el lado neutro del generador | 130% de la corriente nominal del generador | |
| 50N/51N Ubicado en el lado neutro del generador | 20% de la corriente nominal del generador | |
| 50/51 Ubicado en los bornes AT del transformador de servicios auxiliares | 130% de la corriente nominal del transformador de servicios auxiliares | Para detectar las fallas en los bornes de baja tensión con un grupo de la central |

IV. CRITERIOS DE COORDINACION

A) Para una falla en los bornes de un generador

1. Las protecciones con restricción de tensión (51V) de cada grupo medirán el aporte a la falla del propio grupo y deben actuar con un tiempo máximo de 500 ms.
2. La protección de sobrecorriente (50/51) del grupo, la cual está conectada al grupo fallado ⁽³⁾, medirá el aporte a la falla que proviene del sistema y del otro grupo (a través del transformador). Esta protección debe despejar la falla en un tiempo máximo de 250 ms. ⁽⁴⁾

⁽³⁾ Debido a que la falla en los bornes del generador de un grupo pueden ser alimentadas por el otro grupo, a través del transformador, esta falla debe desconectar a ambos grupos.

⁽⁴⁾ Las protecciones del lado alta tensión y baja tensión requieren dos ajustes diferentes según la ubicación de la falla; por tanto, estas protecciones deben tener unidades direccionales (67) y no direccionales. El ajuste menor debe ser aplicado a las unidades direccionales.

3. La protecci3n de sobrecorriente (50/51) del grupo, la cual est1 conectada al grupo no fallado debe despejar la falla en un tiempo aproximado de 750 ms. Esta protecci3n tiene un tiempo mayor que 500 ms porque debe coordinar con la protecci3n del grupo fallado.
4. La protecci3n del lado de alta tensi3n del transformador (50/51) medir1 el aporte del sistema a la falla y debe despejar la falla en un tiempo aproximado de 750 ms. Esta protecci3n tiene un tiempo mayor que 500 ms porque debe coordinar con la protecci3n de sobrecorriente del grupo fallado.

B) Para una falla en los bornes de baja tensi3n del transformador

1. Las protecciones con restricci3n de tensi3n (51V) de cada grupo medir1n el aporte a la falla del propio grupo y deben actuar con un tiempo m1ximo de 500 ms.
2. La protecci3n del lado de alta tensi3n del transformador (50/51) medir1 el aporte del sistema a la falla y debe despejar la falla en un tiempo m1ximo de 500 ms..

C) Para una falla en los bornes de alta tensi3n del transformador

1. La protecci3n del lado de alta tensi3n del transformador (50/51) medir1 el aporte del sistema a la falla y debe despejar la falla en un tiempo m1ximo de 250 ms.
2. Las protecciones de sobrecorriente de cada grupo (50/51) medir1n el aporte a la falla del propio grupo y deben actuar con un tiempo m1ximo de 500 ms.

D) Para una falla en la lnea de transmisi3n

1. La protecci3n del lado de alta tensi3n del transformador (50/51) medir1 el aporte a la falla de todos los grupos y debe despejar la falla en un tiempo m1ximo de 500 ms.
2. Las protecciones de sobrecorriente (50/51) de los grupos medir1n el aporte a la falla de cada grupo y deben despejar la falla en un tiempo m1ximo de 1500 ms. Esta protecci3n tiene un tiempo mayor que 500 ms porque debe coordinar con los rel1s de alta tensi3n del transformador.

3.2.2 Protecci3n de falla de interruptor (50BF – 62BF)

A) Falla de interruptor de grupo

La protecci3n de falla de interruptor debe operar con dos temporizaciones que son:

1. Para la reiteraci3n del disparo al propio interruptor 150 ms
2. Para la apertura del interruptor del otro grupo y del interruptor de alta tensi3n 250 ms

B) Falla de interruptor de transformador lado alta tensi3n

La protecci3n de falla de interruptor debe operar con dos temporizaciones que son:

1. Para la reiteraci3n del disparo al propio interruptor 150 ms
2. Para la apertura de los interruptores de los grupos 250 ms

3.3 Configuración de un grupo generador - transformador

3.3.1 Ajuste y coordinación de las protecciones graduadas

I. ESCENARIOS

Se debe definir los escenarios que corresponden a las mínimas y máximas corrientes de fallas, las cuales corresponden a los siguientes casos:

| Tabla 3.7 – Escenarios de fallas en centrales medianas | | |
|--|---------------------------------|--|
| | En la central | En el sistema interconectado |
| Máxima corriente de falla | Con todos los grupos operando | Máxima demanda en estiaje o avenida, lo que ocasione el mayor nivel de cortocircuito en barras de alta tensión de la central |
| Mínima corriente de falla | Con solamente un grupo operando | Mínima demanda en estiaje o avenida, lo que ocasione el menor nivel de cortocircuito en barras de alta tensión de la central |

II. SIMULACIÓN DE FALLAS

Se debe simular las fallas en las barras de generación y en las barras de alta tensión de la central.

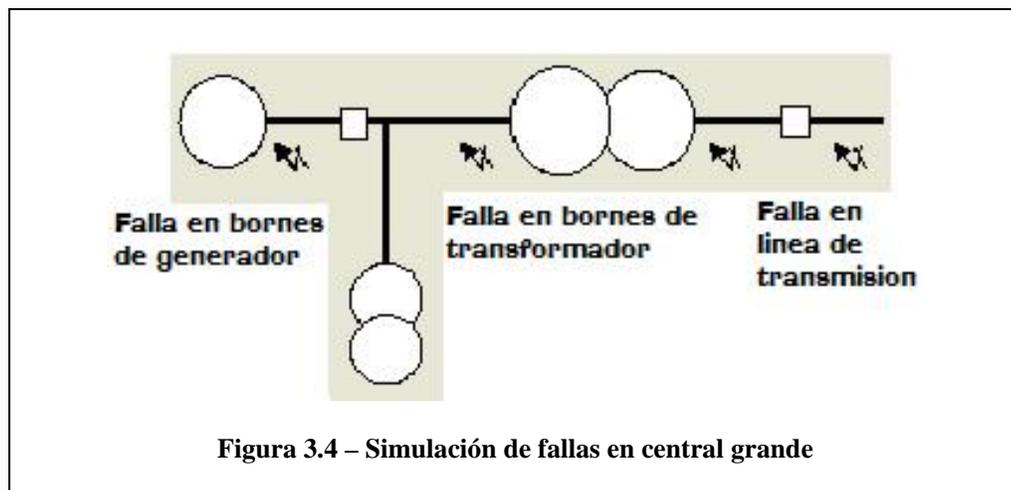


Figura 3.4 – Simulación de fallas en central grande

III. CRITERIOS DE AJUSTE

Tabla 3.8 – Protecciones graduadas de las centrales medianas

| Relé de Protección | Mirando fallas hacia la central | Mirando fallas hacia el sistema interconectado |
|---|---|---|
| 50/51 Ubicado en el lado AT del transformador principal | En el transformador principal En los generadores En el Transf. Serv. Aux. | En la línea de transmisión |
| 50N/51N Ubicado en el lado AT del transformador principal | En el transformador principal | En la línea de transmisión |
| 21 Ubicado en la salida del generador | En el Transf. de Serv. Aux. | En el propio generador En el transformador principal En la línea de transmisión |
| 59N Ubicado en el lado neutro del generador | En los otros generadores | En el propio generador En las barras de generación |
| 50/51 Ubicado en los bornes AT del transformador de servicios auxiliares | En el transformador de servicios auxiliares | |

Para el ajuste se debe atender los requerimientos indicados en la tabla 3.9

Tabla 3.9 – Ajuste de las protecciones graduadas de las centrales grandes

| Relé de Protección | Por la instalación | Por la mínima generación |
|---|--|---|
| 50/51 Ubicado en el lado AT del transformador principal | 130% de la corriente nominal del transformador (mayor etapa de refrigeración) | Para detectar las fallas en las barras de generación alimentadas por el sistema |
| 50N/51N Ubicado en el lado AT del transformador principal | 20% a 40% de la corriente nominal del transformador | Para detectar las fallas al final de la línea con un grupo de la central |
| 21 Ubicado en la salida del generador | Zona 1= 85% de la Impedancia del Transf.. Zona 2 = 115% de la Impedancia del Transf.. | |
| 59N Ubicado en el lado neutro del generador | | |
| 50/51 Ubicado en los bornes AT del transformador de servicios auxiliares | 130% de la corriente nominal del transformador de servicios auxiliares | Para detectar las fallas en los bornes de baja tensión con un grupo de la central |

IV. CRITERIOS DE COORDINACION

A) Para una falla en los bornes de un generador

1. La primera zona de la protección de distancia del grupo se ajusta para cubrir hasta el 85% de la impedancia del bobinado del transformador. Por tanto, esta protección cubre esta falla sin ninguna temporización.
2. La protección del lado de alta tensión del transformador (50/51) medirá el aporte del sistema a la falla y debe despejar la falla en un tiempo máximo de 500 ms.⁽⁵⁾.

B) Para una falla en los bornes de alta tensión del transformador

1. La protección del lado de alta tensión del transformador (50/51) medirá el aporte del sistema a la falla y debe despejar la falla en un tiempo máximo de 250 ms.
2. La segunda zona de la protección de distancia del grupo se ajusta para cubrir hasta el 115% del bobinado del transformador con un tiempo de 500 ms. Por tanto, esta protección cubre esta falla dentro del límite establecido.

D) Para una falla en la salida de la línea de transmisión

1. La protección del lado de alta tensión del transformador (50/51) medirá el aporte a la falla de un grupo y debe despejar la falla en la salida de la línea en un tiempo máximo de 500 ms.
2. La segunda zona de la protección de distancia del grupo se ajusta para cubrir hasta el 115% del bobinado del transformador con un tiempo de 500 ms. Por tanto, esta protección cubre esta falla dentro del límite establecido.

3.3.2 Protección de falla de interruptor (50BF – 62BF)

La protección de falla de interruptor se aplica al interruptor de alta tensión y debe ser analizada y definida según el diseño de la subestación de salida de la central. En el siguiente capítulo se analiza esta protección.

⁽⁵⁾ Las protecciones del lado alta tensión requieren dos ajustes diferentes según la ubicación de la falla; por tanto, esta protección usará el ajuste instantáneo para el valor mayor. Eventualmente se puede considerar la utilización de elementos direccionales (67). En este caso, el ajuste menor debe ser aplicado a la unidad direccional.

Capítulo 4 CRITERIOS PARA EL AJUSTE Y LA COORDINACION DE LA PROTECCION DE LAS SUBESTACIONES

Para definir la protección de las subestaciones de transmisión se establecen zonas de protección por que son: barras, transformadores, reactores y bancos de capacitores.

Para los transformadores las protecciones son definidas según la potencia de estos equipos, de acuerdo a lo siguiente:

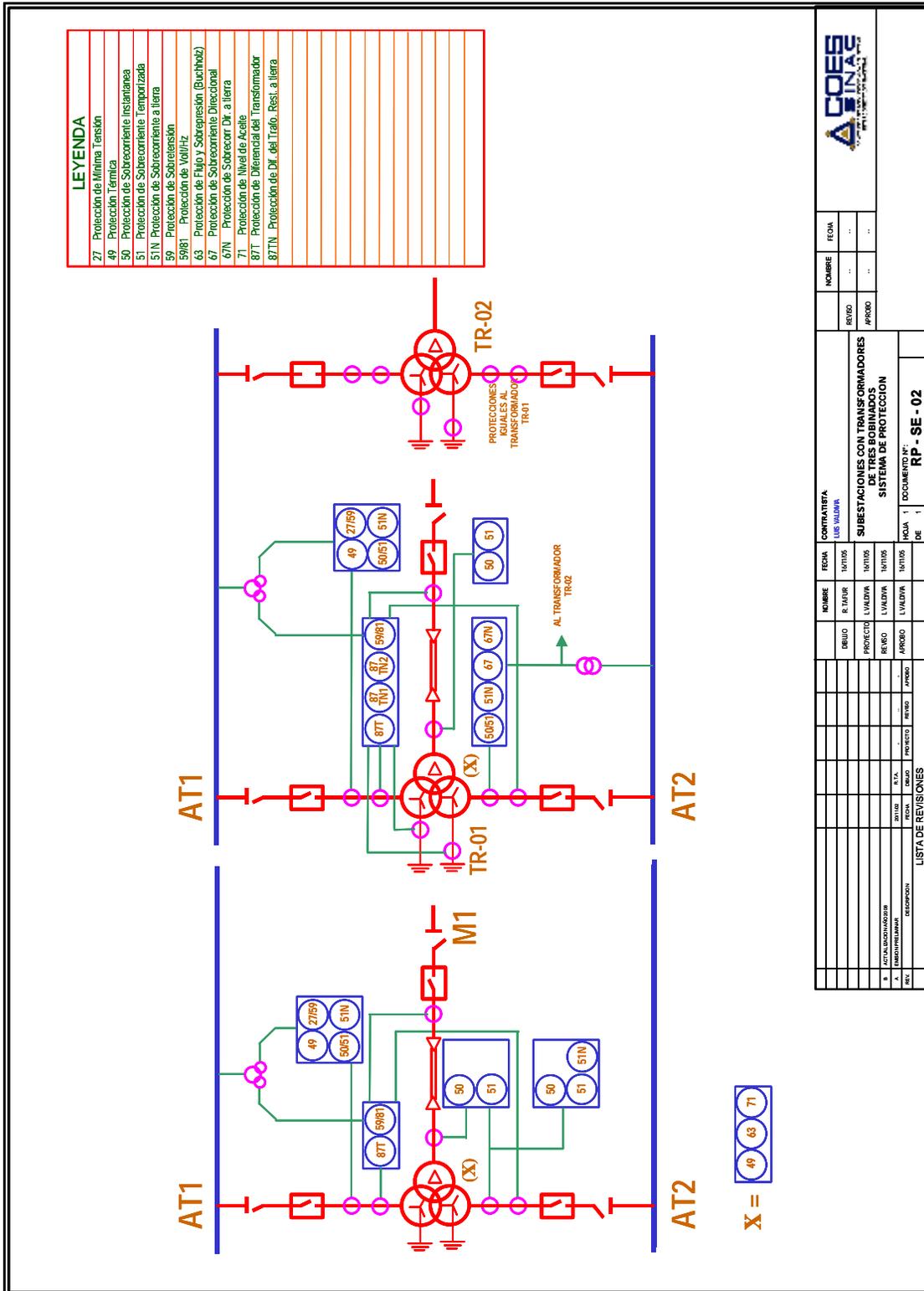
- Pequeños Potencia mayor o igual a 1 MVA y menor que 5 MVA
- Medianos Potencia mayor o igual a 5 MVA y menor que 50 MVA
- Grandes Potencia mayor o igual a 50 MVA

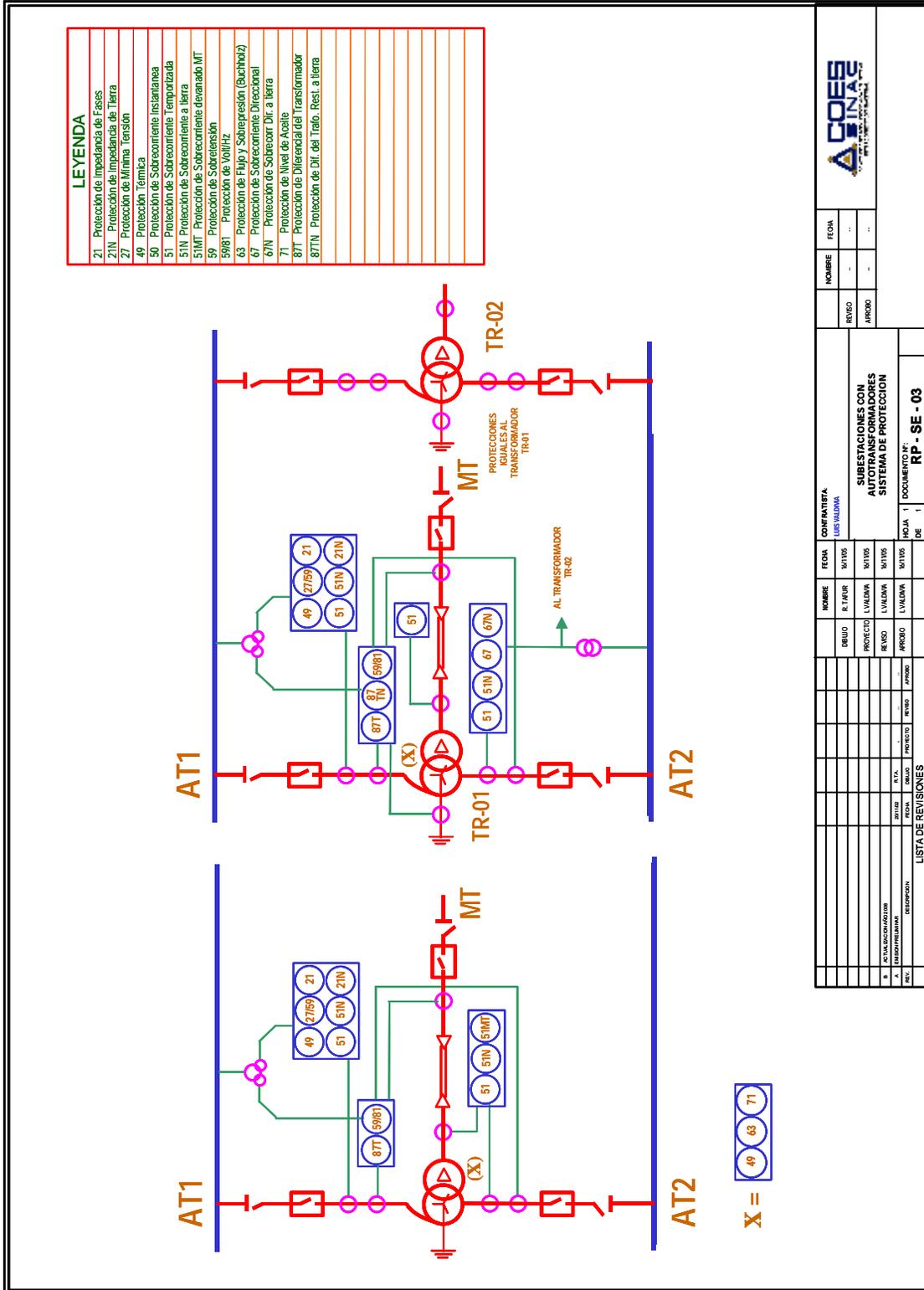
En el plano RP-SE-01 se muestra las protecciones típicas de los transformadores pequeños. Se ha considerado como esquema general una subestación radial con dos transformadores de dos bobinados conectados en paralelo.

En el plano RP-SE-02 se muestra las protecciones típicas de los transformadores medianos. Se ha considerado como esquema general una subestación radial con dos transformadores de tres bobinados conectados en paralelo en el lado de baja tensión. Los transformadores tienen su terciario con conexión delta, pero no operan en paralelo en esta tensión.

En el plano RP-SE-03 se muestra las protecciones típicas de los transformadores grandes. Se ha considerado como esquema general una subestación radial con dos autotransformadores conectados en paralelo. Los autotransformadores tienen su terciario con conexión delta, pero no operan en paralelo en esta tensión.

Para cada caso se incluye los criterios de ajuste y coordinación de las protecciones graduadas, conforme al alcance establecido para el presente documento. También se incluye los criterios de ajuste y coordinación de las protecciones de barras. En el capítulo 2 se ha incluido algunos aspectos generales a las protecciones unitarias, las cuales constituyen solamente una referencia sobre el ajuste de estas protecciones. Por tal motivo no se incluyen las protecciones de los reactores ni de los bancos de capacitores.





4.1 Configuración de dos transformadores de dos bobinados en paralelo

I. ESCENARIOS

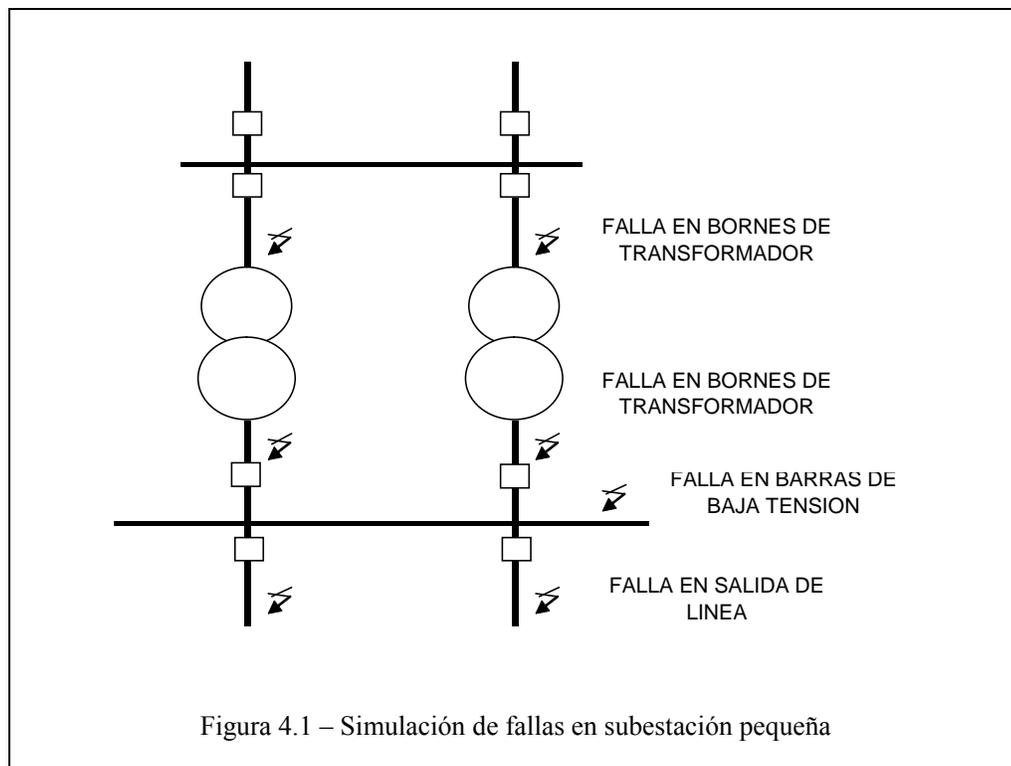
Se debe definir los escenarios que corresponden a las mínimas y máximas corrientes de fallas, las cuales corresponden a los siguientes casos:

Máxima corriente de falla Con máxima demanda en estiaje o avenida, lo que ocasione el mayor nivel de cortocircuito en barras de alta tensión de la subestación.

Mínima corriente de falla Con mínima demanda en estiaje o avenida, lo que ocasione el menor nivel de cortocircuito en barras de alta tensión de la subestación. Para las funciones de protección de fases debe calcularse las fallas bifásicas y para las funciones de protecciones de tierra las fallas monofásicas con resistencia de falla diferente de cero.

II. SIMULACION DE FALLAS

Se debe simular las fallas en las barras de alta y baja tensión de la subestación. Estas fallas deben ser analizadas en cada circuito conectado a estas barras. Una manera práctica es considerar las fallas en el 1% de la impedancia del circuito conectado.



III. CRITERIOS DE AJUSTE

Se debe definir el ajuste de las siguientes protecciones graduadas

| Tabla 4.1 – Protecciones graduadas de las subestaciones pequeñas | | |
|--|--|--|
| Relé de Protección | Mirando fallas hacia la subestación | Mirando fallas hacia el sistema interconectado |
| 50/51 Ubicado en el lado AT del transformador | En el transformador En barras de baja tensión | |
| 50N/51N Ubicado en el lado AT del transformador principal | En el transformador En barras de baja tensión | (⁶) |
| 51/67 Ubicado en el lado BT del transformador | En barras de baja tensión En líneas de salida de BT | En el transformador (⁷) |
| 51N/67N Ubicado en el lado BT del transformador principal | En barras de baja tensión En líneas de salida de BT | En el transformador |

Para el ajuste se debe atender los requerimientos indicados en la tabla 3.9

| Tabla 4.2 – Ajuste de las protecciones graduadas de las subestaciones pequeñas | | |
|--|---|---|
| Relé de Protección | Por la instalación | Por la mínima generación |
| 50/51 Ubicado en el lado AT del transformador | 130% de la corriente nominal del transformador (mayor etapa de refrigeración) | Para detectar fallas en barras BT de la subestación |
| 50N/51N Ubicado en el lado AT del transformador principal | 20% a 40% de la corriente nominal del transformador | |
| 51/67 Ubicado en el lado BT del transformador | 130% de la corriente nominal del transformador (mayor etapa de refrigeración) | Para detectar las fallas al final de las líneas de salida de BT |
| 51N/67N Ubicado en el lado BT del transformador principal | 20% de la corriente nominal del transformador | |

(⁶) Si el transformador es estrella con el neutro a tierra, esta protección será sensible a fallas en las líneas de llegada de alta tensión.

(⁷) El relé direccional es sensible a fallas en el transformador cuando la falla se alimenta a través del transformador no fallado.

IV. CRITERIOS DE COORDINACION

A) Para fallas en bornes de AT del transformador

1. La protección del lado de AT del transformador medirá las corrientes de falla que provienen del sistema y debe actuar en un tiempo máximo de 250 ms.

B) Para fallas en bornes de BT del transformador

1. La protección del lado AT del transformador (51) verá como una falla en barras de BT y debe actuar en un tiempo máximo de 750 ms. Este tiempo es mayor que 500 ms porque se requiere coordinación con la protección del lado de BT del transformador.
2. La protección del lado BT del transformador verá una falla con una corriente en la dirección contraria al flujo de potencia normal. Por tal motivo, el elemento de protección direccional (67) protegerá este evento con un tiempo máximo de 250 ms.

C) Para fallas en barras de BT de la subestación

1. Las protecciones del lado de BT de los transformadores (51) verán la falla y deben actuar en un tiempo máximo de 500 ms.
2. Las protecciones del lado de AT de los transformadores (51) medirán las corrientes de falla que provienen del sistema y deben actuar en un tiempo aproximado de 750 ms. Este tiempo es mayor que 500 ms porque se requiere coordinación con la protección del lado de BT del transformador.

D) Para fallas en las líneas de salida de BT

1. Las protecciones de las líneas de salidas de BT deberán proteger los circuitos con elementos instantáneos (50) y temporizados (51), debiendo eliminar las fallas cercanas a la subestación en un tiempo máximo de 250 ms.
2. Las protecciones del lado de BT de los transformadores (51) verán la falla y deben actuar en un tiempo máximo de 500 ms.
3. La protección del lado AT del transformador (51) verá como una falla en barras de BT y debe actuar en un tiempo máximo de 750 ms.

4.2 Configuración de dos transformadores de tres bobinados en paralelo

I. ESCENARIOS

Se debe definir los escenarios que corresponden a las mínimas y máximas corrientes de fallas, las cuales corresponden a los siguientes casos:

Máxima corriente de falla Con máxima demanda en estiaje o avenida, lo que ocasione el mayor nivel de cortocircuito en barras de alta tensión de la subestación.

Mínima corriente de falla Con mínima demanda en estiaje o avenida, lo que ocasione el menor nivel de cortocircuito en barras de alta tensión de la subestación. Para las funciones de protección de fases debe calcularse las fallas bifásicas y para las funciones de protecciones de tierra las fallas monofásicas con resistencia de falla diferente de cero.

II. SIMULACION DE FALLAS

Se debe simular las fallas en las barras de alta y baja tensión de la subestación. Estas fallas deben ser analizadas en cada circuito conectado a estas barras. Una manera práctica es considerar las fallas en el 1% de la impedancia del circuito conectado.

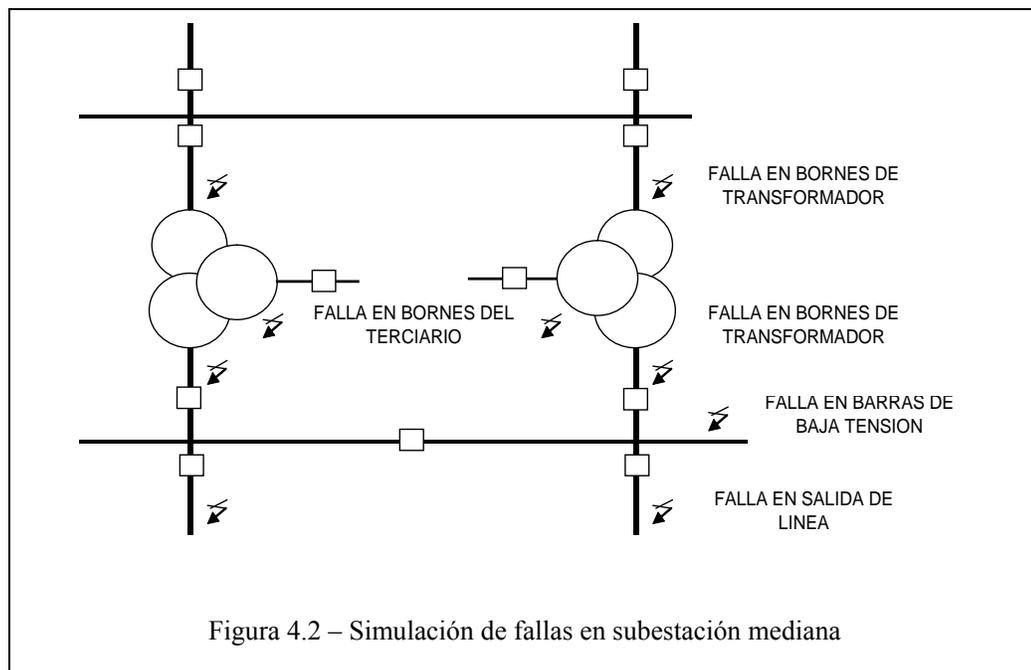


Figura 4.2 – Simulación de fallas en subestación mediana

En la configuración mostrada se debe considerar que los bobinados terciarios no operan en paralelo. Además, es conveniente la operación de los secundarios de los transformadores en barras separadas, tal como se muestra en la figura 4.2, con la finalidad de poder desconectar cargas después de producirse la salida de servicio de uno de ellos, evitando que una sobrecarga en el transformador que permanece en operación produzca la pérdida de toda la carga.

III. CRITERIOS DE AJUSTE

Se debe definir el ajuste de las siguientes protecciones graduadas

| Relé de Protección | Mirando fallas hacia la subestación | Mirando fallas hacia el sistema interconectado |
|--|--|--|
| 50/51 Ubicado en el lado AT del transformador | En el transformador En barras de baja tensión | |
| 50N/51N Ubicado en el lado AT del transformador principal | En el transformador En las barras de baja tensión | (⁸) |
| 51/67 Ubicado en el lado BT del transformador | En las barras de baja tensión En líneas de salida de BT | En el transformador (⁹) |
| 51N/67N Ubicado en el lado BT del transformador principal | En las barras de baja tensión En las líneas de salida de BT | En el transformador |
| 51 Ubicado en el terciario del transformador | En las barras del terciario | |

Para el ajuste se debe atender los requerimientos indicados en la tabla 4.4.

| Relé de Protección | Por la instalación | Por la mínima generación |
|--|---|---|
| 50/51 Ubicado en el lado AT del transformador | 130% de la corriente nominal del transformador (mayor etapa de refrigeración) | Para detectar fallas en barras BT y en el terciario de la subestación |
| 50N/51N Ubicado en el lado AT del transformador principal | 20% a 40% de la corriente nominal del transformador | |
| 51/67 Ubicado en el lado BT del transformador | 130% de la corriente nominal del transformador (mayor etapa de refrigeración) | Para detectar las fallas al final de las líneas de salida de BT |
| 51N/67N Ubicado en el lado BT del transformador principal | 20% de la corriente nominal del transformador | |
| 51 Ubicado en el terciario del transformador | 130% de la corriente nominal del transformador | |

(⁸) Si el transformador es estrella con el neutro a tierra, esta protección será sensible a fallas en las líneas de llegada de alta tensión.

(⁹) El relé direccional es sensible a fallas en el transformador cuando la falla se alimenta a través del transformador no fallado.

IV. CRITERIOS DE COORDINACION

A) Para fallas en bornes de AT del transformador

1. La protecci3n del lado de AT del transformador medir3 las corrientes de falla que provienen del sistema y debe actuar en un tiempo m3ximo de 250 ms.

B) Para fallas en bornes de BT del transformador

1. La protecci3n del lado AT del transformador (51) ver3 como una falla en barras de BT y debe actuar en un tiempo m3ximo de 750 ms. Este tiempo es mayor que 500 ms porque se requiere coordinaci3n con la protecci3n del lado de BT del transformador.
2. La protecci3n del lado BT del transformador ver3 una falla con una corriente en la direcci3n contraria al flujo de potencia normal. Por tal motivo, el elemento de protecci3n direccional (67) proteger3 este evento con un tiempo m3ximo de 250 ms.

C) Para fallas en barras de BT de la subestaci3n

1. Las protecciones del lado de BT de los transformadores (51) ver3n la falla y deben actuar en un tiempo m3ximo de 500 ms.
2. Las protecciones del lado de AT de los transformadores (51) medir3n las corrientes de falla que provienen del sistema y deben actuar en un tiempo aproximado de 750 ms. Este tiempo es mayor que 500 ms porque se requiere coordinaci3n con la protecci3n del lado de BT del transformador.

D) Para fallas en las l3neas de salida de BT

1. Las protecciones de las l3neas de salidas de BT deber3n proteger los circuitos con elementos instant3neos (50) y temporizados (51), debiendo eliminar las fallas cercanas a la subestaci3n en un tiempo m3ximo de 250 ms.
2. Las protecciones del lado de BT de los transformadores (51) ver3n la falla a la salida de la l3nea y deben actuar en un tiempo m3ximo de 500 ms.
3. La protecci3n del lado AT del transformador (51) ver3 la falla a la salida de la l3nea como una falla en barras de BT y debe actuar en un tiempo m3ximo de 750 ms.

E) Para fallas en bornes del terciario del transformador

1. La protecci3n del lado AT del transformador (51) ver3 la corriente de falla proveniente del sistema y debe actuar en un tiempo aproximado de 1000 ms. Este tiempo es mayor que 500 ms porque se tiene otras exigencias de coordinaci3n.
2. La protecci3n del lado BT del transformador ver3 una falla con una corriente en la direcci3n contraria al flujo de potencia normal. Por tal motivo, el elemento de protecci3n direccional (67) debe proteger este evento con un tiempo m3ximo de 500 ms. La actuaci3n de esta protecci3n permitir3 una aceleraci3n de la actuaci3n de la protecci3n del lado AT del transformador.

F) Para fallas en barras del terciario de la subestación

1. La protección del terciario del transformador (51) verá la corriente de falla proveniente del sistema y deben actuar en un tiempo máximo de 500 ms.
2. La protección del lado AT del transformador (51) verá la corriente de falla proveniente del sistema y debe actuar en un tiempo aproximado de 1000 ms. Este tiempo es mayor que 500 ms porque se tiene otras exigencias de coordinación.
3. La protección del lado BT del transformador verá una falla con una corriente en la dirección contraria al flujo de potencia normal. Por tal motivo, el elemento de protección direccional (67) debe proteger este evento con un tiempo máximo de 500 ms. La actuación de esta protección permitirá una aceleración de la actuación de la protección del lado AT del transformador.

4.3 Configuración de dos autotransformadores en paralelo

I. ESCENARIOS

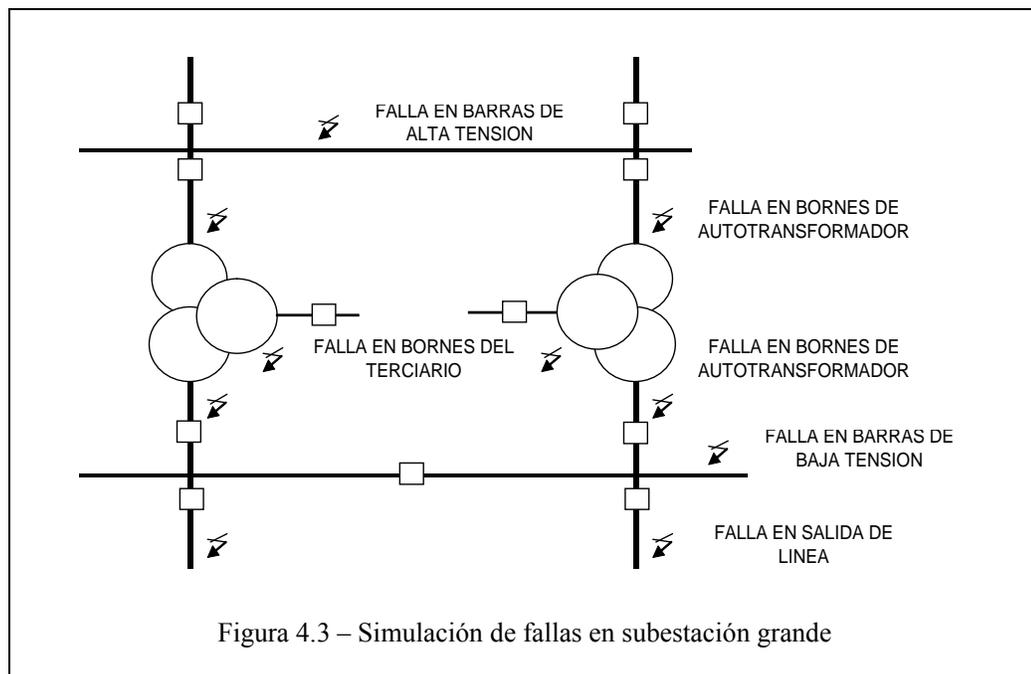
Se debe definir los escenarios que corresponden a las mínimas y máximas corrientes de fallas, las cuales corresponden a los siguientes casos:

Máxima corriente de falla Con máxima demanda en estiaje o avenida, lo que ocasione el mayor nivel de cortocircuito en barras de alta tensión de la subestación.

Mínima corriente de falla Con mínima demanda en estiaje o avenida, lo que ocasione el menor nivel de cortocircuito en barras de alta tensión de la subestación. Para las funciones de protección de fases debe calcularse las fallas bifásicas y para las funciones de protecciones de tierra las fallas monofásicas con resistencia de falla diferente de cero.

II. SIMULACION DE FALLAS

Se debe simular las fallas en las barras de alta y baja tensión de la subestación. Estas fallas deben ser analizadas en cada circuito conectado a estas barras. Una manera práctica es considerar las fallas en el 1% de la impedancia del circuito conectado.



En la configuración mostrada se debe considerar que los bobinados terciarios no operan en paralelo. Además, es conveniente la operación de los secundarios de los autotransformadores en barras separadas, tal como se muestra en la figura 4.3, con la finalidad de poder desconectar cargas después de producirse la salida de servicio de uno de ellos, evitando que una sobrecarga en el autotransformador que permanece en operación produzca la pérdida de toda la carga.

III. CRITERIOS DE AJUSTE

Se debe definir el ajuste de las siguientes protecciones graduadas

| Tabla 4.5 – Protecciones graduadas de las subestaciones grandes | | |
|---|---|--|
| Relé de Protección | Mirando fallas hacia la subestación | Mirando fallas hacia el sistema interconectado |
| 21/21N Ubicado en el lado AT del autotransformador | En el autotransformador En barras de baja tensión En barras del terciario | En las barras de alta tensión |
| 51/67 Ubicado en el lado BT del autotransformador | En las barras de baja tensión | En líneas de salida de BT |
| 51N/67N Ubicado en el lado BT del autotransformador | En las barras de baja tensión | En las líneas de salida de BT |
| 51 Ubicado en el terciario del autotransformador | En las barras del terciario | |

Para el ajuste se debe atender los requerimientos indicados en la tabla 4.6.

| Tabla 4.6 – Ajuste de las protecciones graduadas de las subestaciones grandes | | |
|---|---|---|
| Relé de Protección | Por la instalación | Por la mínima generación |
| 21/21N Ubicado en el lado AT del autotransformador | Zona 1= 85% de la Impedancia del Autotransf. Ko según el Autotransf. Zona 2 = 115% de la Impedancia del Autotransf Ko según Autotransf + Línea Zona 3 = 115% de la Impedancia del Autotransf Primario-terciario | |
| 51/67 Ubicado en el lado BT del transformador | 150% de la corriente nominal del autotransformador | Para detectar las fallas al final de las líneas de salida de BT |
| 51N/67N Ubicado en el lado BT del autotransformador | 20% de la corriente nominal del autotransformador | |
| 50/51 Ubicado en el terciario del autotransformador | 130% de la corriente nominal del autotransformador | |

IV. CRITERIOS DE COORDINACION

A) Para fallas en bornes de AT del autotransformador

1. La primera zona de la protecci3n de distancia del lado de AT del autotransformador debe actuar en un tiempo m1ximo de 250 ms.

B) Para fallas en bornes de BT del autotransformador

1. La segunda zona de la protecci3n de distancia del lado de AT del autotransformador debe ver la falla actuando en un tiempo m1ximo de 750 ms. Este tiempo es mayor que 500 ms porque es necesaria una coordinaci3n con la protecci3n del lado de BT.
2. La protecci3n del lado BT del autotransformador ver1 una falla con una corriente entrando al autotransformador, la cual debe ser detectada por el elemento de protecci3n direccional (67) que proteger1 este evento con un tiempo m1ximo de 250 ms ⁽¹⁰⁾.

C) Para fallas en barras de BT de la subestaci3n

1. Las protecciones del lado de BT de los autotransformadores (51) ver1n la falla y deben actuar en un tiempo m1ximo de 500 ms.
2. La segunda zona de la protecci3n de distancia del lado de AT del autotransformador ver1 la falla como una falla en barras de AT actuando en un tiempo m1ximo de 750 ms.

D) Para fallas en las l1neas de salida de BT

1. Las protecciones de las l1neas de salidas de BT deber1n proteger los circuitos con elementos instant1neos (50) y temporizados (51), debiendo eliminar las fallas cercanas a la subestaci3n en un tiempo m1ximo de 250 ms.
2. Las protecciones del lado de BT de los autotransformadores (51) ver1n la falla a la salida de la l1nea y deben actuar en un tiempo m1ximo de 500 ms.
3. La segunda zona de la protecci3n de distancia del lado de AT del autotransformador ver1 la falla como una falla en barras de AT actuando en un tiempo m1ximo de 750 ms.

E) Para fallas en bornes del terciario del autotransformador

1. La protecci3n de distancia del lado AT del autotransformador ver1 la falla con la alimentaci3n del sistema y debe actuar en un tiempo aproximado de 1000 ms. Este tiempo es mayor que 500 ms porque se tiene otras exigencias de coordinaci3n.
2. La protecci3n del lado BT del autotransformador ver1 una falla con una corriente entrando al autotransformador; por tal motivo, el elemento de protecci3n direccional (67) debe proteger este evento con un tiempo m1ximo de 500 ms. La actuaci3n de esta protecci3n permitir1 una aceleraci3n de la actuaci3n de la protecci3n del lado AT del autotransformador.

⁽¹⁰⁾ Esta protecci3n tiene dos elementos (51) y (67) los cuales deben ser calibrados para las corrientes de fallas en sentidos opuestos, debiendo emplearse el elemento (67) para el umbral m1s bajo.

F) Para fallas en barras del terciario de la subestación

1. La protección del terciario del autotransformador (51) verá la corriente de falla proveniente del sistema y deben actuar en un tiempo máximo de 500 ms.
2. La protección de distancia del lado AT del autotransformador (51) verá la corriente de falla proveniente del sistema y debe actuar en un tiempo aproximado de 1000 ms. Este tiempo es mayor que 500 ms porque se tiene otras exigencias de coordinación.
3. La protección del lado BT del autotransformador verá una falla con una corriente entrando al autotransformador; por tal motivo, el elemento de protección direccional (67) debe proteger este evento con un tiempo máximo de 500 ms. La actuación de esta protección permitirá una aceleración de la actuación de la protección del lado AT del autotransformador.

4.4 Protección barras

4.4.1 Protección diferencial

El ajuste de la protección diferencial de barras debe ser como sigue:

Corriente diferencial

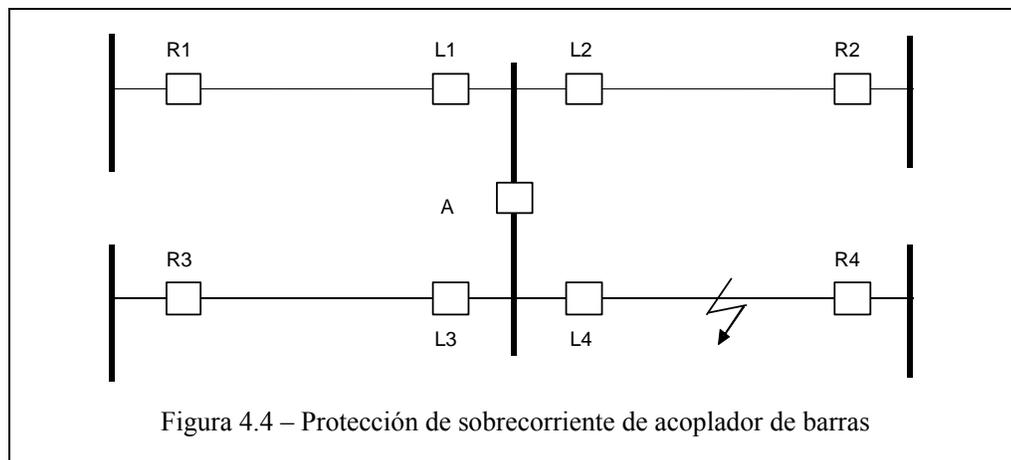
- Menor que la mínima corriente de cortocircuito.
- Mayor que la máxima corriente de carga de cualquiera de los circuitos conectados a la barra.

Estabilidad

La máxima corriente de falla externa en cualquiera de los circuitos no debe provocar la operación del relé, aun en la condición de saturación de los transformadores de corriente.

4.4.2 Protección de sobrecorriente del acoplador de barras

La protección de sobrecorriente del acoplador debe provocar la apertura del acoplamiento antes de la operación de las protecciones de respaldo remoto, tales como las segundas zonas de la protección de distancia.



En la figura 4.4 se muestra que ante una falla en la línea L4-R4, la protección de sobrecorriente del acoplador (A) debe operar antes que la segunda zona de la protección R1 & R3. De esta manera la protección de R3 operará en segunda zona; pero, se evita la salida de la línea R1-L1. Como se puede apreciar, su operación viene a ser similar a la protección de falla de interruptor (Ver figura 2.12); pero, es conveniente que su tiempo de operación sea ligeramente mayor que esta última protección para establecer una secuencia en la actuación de las protecciones.

El ajuste de la protección de sobrecorriente del acoplador debe ser efectuado con una característica de *tiempo definido* de acuerdo a lo siguiente:

Corriente de arranque:

Para detectar las fallas hasta en el 50% de los circuitos conectados a la barra

Ajuste de tiempo:

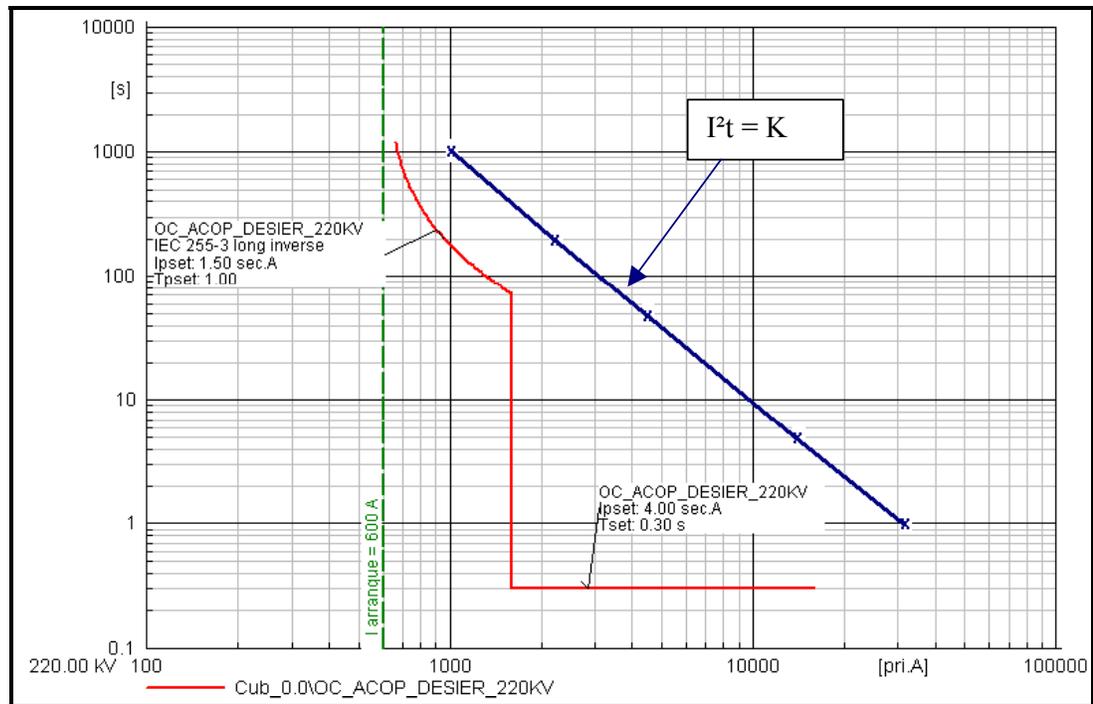
300 ms

Adicionalmente con el fin de proteger los equipos del acoplamiento (TT,TC, Seccionadores, Interruptor), se puede usar una etapa de tiempo inverso con los siguientes ajustes.

Corriente de arranque: Mayor a la corriente máxima por el acoplamiento y menor al 200% de la corriente nominal del TC ó la menor corriente de un equipo del acoplamiento.

Dial: El máximo posible, sin embargo se debe verificar que con este ajuste se este por debajo de la curva de daño de los equipos (Ej. TC)

En la figura se muestra el ajuste de un relé de sobrecorriente del SEIN, con ambas etapas de sobrecorriente.



4.5 Protección de falla de interruptor

4.5.1 Configuraciones de barra simple y doble barra

La protección de falla de interruptor debe operar con dos temporizaciones que son:

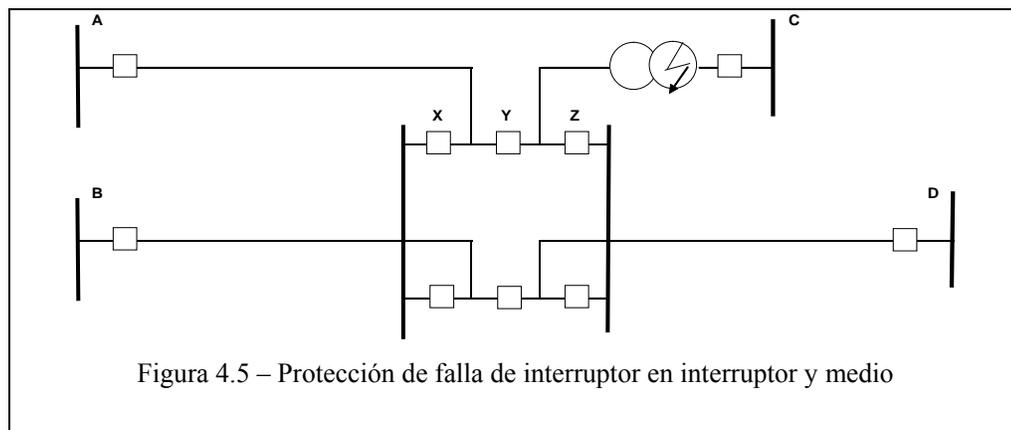
- | | |
|--|--------|
| 1. Para la reiteración del disparo al propio interruptor | 150 ms |
| 2. Para la apertura de los demás interruptores conectados a la barra donde está conectado el interruptor fallado | 250 ms |

El esquema del disparo es similar al empleado por las protecciones de barra; por tal motivo, en la práctica se utiliza esta protección asociada a la protección de barras.

La protección falla de interruptor debe dar orden de apertura a todos los interruptores en la vecindad del interruptor fallado, de manera de eliminar la falla. En consecuencia, si un interruptor fallado está asociado a un transformador, se debe dar orden de apertura al interruptor del otro extremo del transformador con la finalidad de eliminar la posible alimentación a la falla a través del transformador. En caso se tenga un interruptor al otro extremo de una línea de transmisión, no es necesario enviar orden de apertura, ya que la actuación de la protección del extremo remoto efectúa esta función, tal es el caso de la protección de la línea, en primera zona o en segunda zona.

4.5.2 Configuraciones de anillo e interruptor y medio

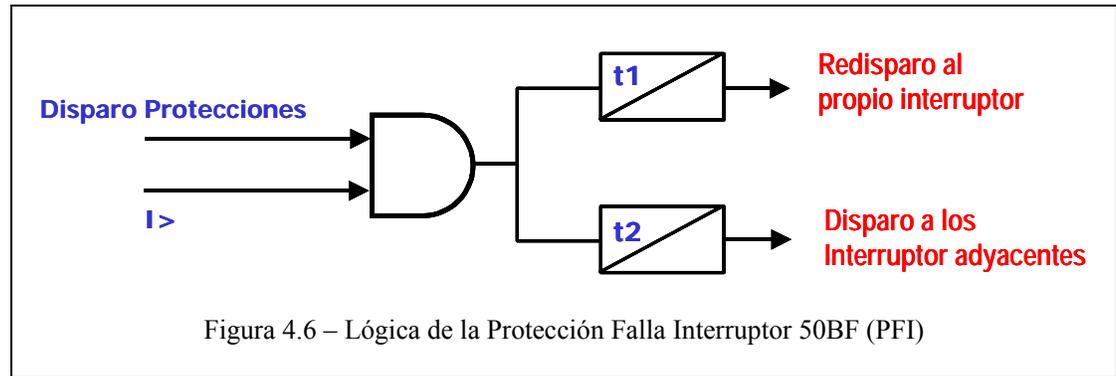
Como se ha mencionado, en general, no es necesario efectuar transferencias de disparo por la protección de falla de interruptor; sin embargo, en las configuraciones de anillo e interruptor y medio se tiene un caso especial, ya que es necesario efectuar la transferencia de disparo al extremo remoto cuando se tiene la configuración línea – transformador.



En la figura 4.5 se puede ver que una falla en el transformador puede no ser detectada por la protección del extremo A o del B, ya que usualmente la protección de distancia no debe alcanzar la barra de baja tensión. No ocurre lo mismo con la línea hacia el extremo D. Por tal motivo, en caso se produzca falla de interruptor del equipo marcado con Y, además de la apertura local de X & Z, es necesario enviar una transferencia de disparo al extremo A.

4.5.3 Lógica de la Protección Falla Interruptor

Se recomienda que la función falla interruptor opere por corriente y por la habilitación de una señal de disparo externa.



Como se indico en el punto 2.9.1, en líneas de Transmisión el nivel de corriente de arranque de la protección falla interruptor debe ajustarse encima de la corriente máxima de carga y menor que la corriente mínima de falla en el extremo remoto.

$$I_{\text{máx carga}} < I_{50BF} < I_{\text{mín falla}}$$

En transformadores, reactores el ajuste del relé 50BF debe ser el valor más pequeño posible para lo cual se puede utilizar un valor entre el 10% a 20% de la corriente nominal del circuito.

Capítulo 5 CRITERIOS PARA EL AJUSTE Y LA COORDINACION DE LA PROTECCION DE LAS LINEAS DE TRANSMISION

Para la definición de los ajustes y la coordinación de la protección de las líneas de transmisión se debe considerar los siguientes aspectos:

1. Su posición en el sistema que puede ser radial o de interconexión.
2. La configuración que puede ser de simple terna o de doble terna.
3. El nivel de tensión de línea que puede ser 66 kV, 132 kV, 220 kV.
4. La longitud eléctrica que depende del SIR, el cual indica si es corta, mediana o larga.

Considerando estos aspectos se plantea los casos típicos de configuraciones de líneas, para los cuales se incluye los criterios de ajuste y coordinación de las protecciones graduadas, conforme al alcance establecido para el presente documento. No se incluyen las protecciones diferenciales de línea por tratarse de protecciones unitarias. Las configuraciones de las líneas que se analizan son las siguientes:

- A. Líneas radiales de 66 kV y 138 kV con uno o dos transformadores al final de la línea. Este esquema puede operar con recierre trifásico.
- B. Líneas radiales de 138 kV y 220 kV con uno o dos transformadores al final de la línea. Este esquema puede operar con recierre monofásico.
- C. Líneas de interconexiones cortas de simple terna o doble terna.
- D. Líneas de interconexiones medianas o largas de simple terna o doble terna.

La metodología que se debe emplear para el ajuste y la coordinación de la protección es asignar unos ajustes a los relés y luego simular fallas dentro y fuera de la zona protegida para determinar si las impedancias vistas por los relés tienen la selectividad apropiada.

En todos los casos se debe definir los escenarios que corresponden a las mínimas y máximas corrientes de fallas, las cuales corresponden a los siguientes casos:

Máxima corriente de falla Con máxima demanda en estiaje o avenida, lo que ocasione el mayor nivel de cortocircuito en las barras de alta tensión a la cual se conecta la línea. Para las funciones de protección de fases debe calcularse las fallas trifásicas y para las funciones de protecciones de tierra las fallas monofásicas con resistencia de falla igual a cero.

Mínima corriente de falla Con mínima demanda en estiaje o avenida, lo que ocasione el menor nivel de cortocircuito en barras de alta tensión de la subestación a la cual se conecta la línea. Para las funciones de protección de fases debe calcularse las fallas bifásicas y para las funciones de protecciones de tierra las fallas monofásicas con resistencia de falla diferente de cero.

También se debe verificar que se tiene el escenario de máximo flujo de potencia en la línea, el cual debe servir para verificar la detección de fallas monofásicas con alta resistencia de puesta a tierra.

5.1 Líneas radiales con transformador al final de la línea y recierre trifásico

En el SEIN solo se permiten recierres trifásicos ante fallas monofásicas, las fallas bifásicas y trifásicas no deberán tener recierre.

I. SIMULACION DE FALLAS

Para determinar los ajustes de las protecciones de una línea, se debe simular las fallas en las barras de ambos extremos de la línea, que se denominan local (close-in) y remota (far-end).

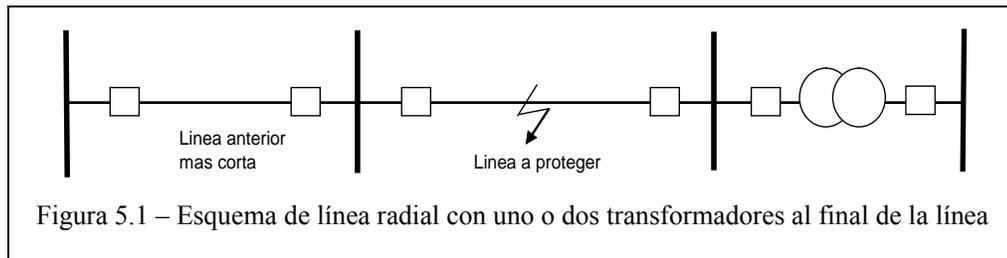


Figura 5.1 – Esquema de línea radial con uno o dos transformadores al final de la línea

II. CRITERIOS DE AJUSTE

Se debe definir el ajuste de las siguientes protecciones graduadas

Tabla 5.1 – Protecciones graduadas de las líneas de las líneas radiales con recierre trifásico

| Relé de Protección | Mirando fallas en la línea | Mirando en los circuitos siguientes |
|---|------------------------------------|---|
| 21/21N Protección de distancia | En la línea En el transformador | En las líneas siguientes En el transformador |
| 67N Protección de sobrecorriente direccional homopolar | En la línea En el transformador | En las líneas siguientes En el transformador |
| 50/51 Protección de sobrecorriente | En la línea En el transformador | En las líneas siguientes En el transformador |
| 50/51N Protección de sobrecorriente homopolar | En la línea En el transformador | En las líneas siguientes En el transformador |

Para el ajuste se debe atender los requerimientos indicados en la tabla 5.2. Se considera las siguientes definiciones:

Impedancia de la línea = (R_L, X_L)

Impedancia del transformador siguiente = (R_T, X_T)

Resistencia de falla a tierra = R_{F1}

Resistencia de falla entre fases = R_{F2}

Tabla 5.2 – Ajuste de las protecciones graduadas de las líneas de las líneas radiales con recierre trifásico

| Relé de Protección | Por la instalación | Por el sistema |
|---|---|---|
| 21/21N Protección de distancia | <p>Zona 1 $X1 = 85\% X_L$ $R1 = R_F$ $K0 = \text{según } X_L$</p> <p>Zona 2 $X2 = X_L + 50\% X_T$ $K0 = \text{según } X_L \text{ \& } X_T$</p> <p>Zona 3 $X3 = X_L + 80\% X_T$ $K0 = \text{según } X_L \text{ \& } X_T$</p> | <p>Las impedancias ajustadas deben ser menores que las impedancias vistas en las fases sanas después de un cortocircuito monofásico</p> <p>Los ajustes de las Resistencias deben ser menores que el 50% de la Impedancia de Carga</p> |
| 67N Protección de sobrecorriente direccional homopolar | 20% de la corriente de la nominal de la línea | Se debe detectar una falla a tierra con 100 Ohm en el extremo de la línea protegida en mínima generación |
| 50/51 Protección de sobrecorriente | 150% de la corriente nominal de la línea protegida. | Se debe detectar una falla a tierra en la barra de baja tensión del transformador |
| 50/51N Protección de sobrecorriente homopolar | 40% de la corriente de la nominal de la línea | Se debe detectar una falla a tierra con 50 Ohm en el extremo de la línea protegida en mínima generación |

Se debe verificar el ajuste considerando lo siguiente:

1. Una falla trifásica en el extremo remoto de la línea (far-end) no debe ser vista en la primera zona del Relé de Distancia
2. Una falla bifásica en el extremo remoto de la línea (far-end) no debe ser vista en la primera zona del Relé de Distancia
3. Una falla monofásica con diferentes resistencias de falla en el extremo remoto de la línea (far-end) no debe ser vista en la primera zona del Relé de Distancia
4. Una falla trifásica, bifásica o monofásica (dependiendo de la conexión del transformador de potencia), en la barra del secundario del transformador no debe ser vista por el Relé de Distancia. Esta verificación es importante sobretodo cuando se tiene operando dos transformadores en paralelo, para el cual con una falla en el lado de baja tensión, las impedancias de los transformadores vistas por el relé de distancia son el 50%.

III. CRITERIOS DE COORDINACION

Se debe definir los tiempos de operaci3n de la siguiente manera:

| Tabla 5.3 – Coordinaci3n de las protecciones graduadas de las lneas radiales con recierre trifasico | | |
|---|--|--|
| Rel3 de Protecci3n | En la lnea | En el circuito siguiente |
| 21/21N Protecci3n de distancia | Zona 1 = Instant3neo Zona 2 = 250 ms – 500 ms | Zona 2 = 250 ms – 500 ms Zona 3 = 500 ms – 750 ms |
| 67N Protecci3n de sobrecorriente direccional homopolar | Idem a Zona 2 | Idem a Zona 2 |
| 50/51 Protecci3n de sobrecorriente | Tiempo para extremo local igual a Zona 1 (Ver Nota) Tiempo para extremo remoto igual a Zona 2 | Tiempo mayor a Zona 2 |
| 50/51N Protecci3n de sobrecorriente homopolar | Tiempo para extremo local igual a Zona 1 Tiempo para extremo remoto igual a Zona 2 | Tiempo mayor a Zona 2 |

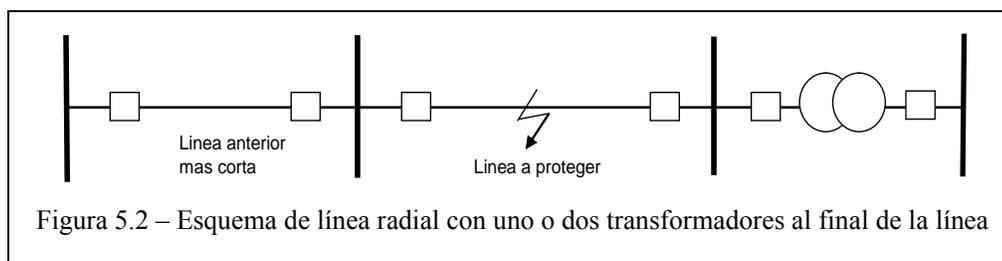
NOTAS

1. Es necesario emplear una protecci3n de m3nima tensi3n en el transformador para evitar la posibilidad de recierre con el transformador. El ajuste de esta protecci3n debe calcularse en base a simulaciones de falla en los niveles de media y baja tensi3n del transformador.

5.2 Líneas radiales con transformador al final de la línea y recierre monofásico

I. SIMULACION DE FALLAS

Para determinar los ajustes de las protecciones de una línea, se debe simular las fallas en las barras de ambos extremos de la línea, que se denominan local (close-in) y remoto (far-end).



II. CRITERIOS DE AJUSTE

Se debe definir el ajuste de las siguientes protecciones graduadas

Tabla 5.4 – Protecciones graduadas de las líneas radiales con recierre monofásico

| Relé de Protección | Mirando fallas en la línea | Mirando en los circuitos siguientes |
|---|------------------------------------|---|
| 21/21N Protección de distancia | En la línea En el transformador | En las líneas siguientes En el transformador |
| 67N Protección de sobrecorriente direccional homopolar | En la línea En el transformador | En las líneas siguientes En el transformador |
| 50/51 Protección de sobrecorriente | En la línea En el transformador | En las líneas siguientes En el transformador |
| 50/51N Protección de sobrecorriente homopolar | En la línea En el transformador | En las líneas siguientes En el transformador |

Para el ajuste se debe atender los requerimientos indicados en la tabla 5.5. Se considera las siguientes definiciones:

$$\text{Impedancia de la línea} = (R_L, X_L)$$

$$\text{Impedancia del transformador siguiente} = (R_T, X_T)$$

$$\text{Resistencia de falla a tierra} = R_{F1}$$

$$\text{Resistencia de falla entre fases} = R_{F2}$$

Tabla 5.5 – Ajuste de las protecciones graduadas de las líneas con recierre monofásico

| Relé de Protección | Por la instalación | Por el sistema |
|---|---|---|
| 21/21N Protección de distancia | <p>Zona 1 $X1 = 85 X_L$ $R1 = R_F$ $K0 = \text{según } X_L$</p> <p>Zona 2 $X2 = X_L + 50\% X_T$ $K0 = \text{según } X_L \text{ \& } X_T$</p> <p>Zona 3 $X3 = X_L + 80\% X_T$ $K0 = \text{según } X_L \text{ \& } X_T$</p> | <p>Las impedancias ajustadas deben ser menores que las impedancias vistas en las fases sanas después de un cortocircuito monofásico</p> <p>Los ajustes de las Resistencias deben ser menores que el 50% de la Impedancia de Carga</p> |
| 67N Protección de sobrecorriente direccional homopolar | 20% de la corriente de la nominal de la línea | Se debe detectar una falla a tierra con 100 Ohm en el extremo de la línea protegida en mínima generación |
| 50/51 Protección de sobrecorriente | 150% de la corriente nominal de la línea protegida. | Se debe detectar una falla a tierra en la barra de baja tensión del transformador |
| 50/51N Protección de sobrecorriente homopolar | 40% de la corriente de la nominal de la línea | Se debe detectar una falla a tierra con 50 Ohm en el extremo de la línea protegida en mínima generación |

Se debe verificar el ajuste considerando lo siguiente:

1. Una falla trifásica en el extremo remoto de la línea (far-end) no debe ser vista en la primera zona del Relé de Distancia.
2. Una falla bifásica en el extremo remoto de la línea (far-end) no debe ser vista en la primera zona del Relé de Distancia
3. Una falla monofásica con diferentes resistencias de falla en el extremo remoto de la línea (far-end) no debe ser vista en la primera zona del Relé de Distancia
4. Una falla trifásica, bifásica o monofásica (dependiendo de la conexión del transformador de potencia), en la barra del secundario del transformador no debe ser vista por el Relé de Distancia. Esta verificación es importante sobretodo cuando se tiene operando dos transformadores en paralelo, para el cual con una falla en el lado de baja tensión, las impedancias de los transformadores vistas por el relé de distancia son el 50%.

III. CRITERIOS DE COORDINACION

Se debe definir los tiempos de operaci3n de la siguiente manera:

Tabla 5.6 – Coordinaci3n de las protecciones graduadas de la lneas

| Rel3 de Protecci3n | En la lnea | En el circuito siguiente |
|---|--|--|
| 21/21N Protecci3n de distancia | Zona 1 = Instant3neo Zona 2 = 250 ms – 500 ms | Zona 2 = 250 ms – 500 ms Zona 3 = 500 ms – 750 ms |
| 67N Protecci3n de sobrecorriente direccional homopolar | Idem a Zona 2 | Idem a Zona 2 |
| 50/51 Protecci3n de sobrecorriente | Tiempo para extremo local igual a Zona 1 (Ver Nota) Tiempo para extremo remoto igual a Zona 2 | Tiempo mayor a Zona 2 |
| 50/51N Protecci3n de sobrecorriente homopolar | Tiempo para extremo local igual a Zona 1 Tiempo para extremo remoto igual a Zona 2 | Tiempo mayor a Zona 2 |

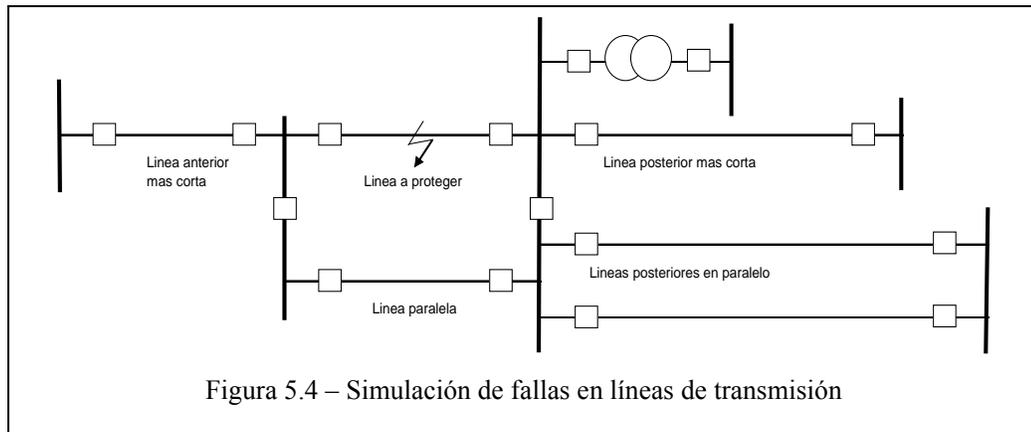
NOTAS

1. El recierre debe ser efectuado en secuencia lder – seguidor. En tal sentido, debe cerrar primero el extremo que alimenta la lnea (lder) y luego el extremo del lado del transformador.
2. Se requiere emplear una l3gica de “weak infeed” con un esquema de m3nima tensi3n en la fase fallada, de manera de permitir la selecci3n de fase, la apertura y el recierre en ambos extremos. La apertura trif3sica debe conducir a un disparo definitivo.

5.3 Líneas de interconexiones medianas o largas de simple y doble terna

I. SIMULACION DE FALLAS

Para determinar los ajustes de las protecciones de una línea, se debe simular las fallas en las barras de ambos extremos de la línea, que se denominan local (close-in) y remota (far-end).



Para el ajuste de la protección es necesario considerar que las protecciones se aplican a la propia línea y a las siguientes.

II. CRITERIOS DE AJUSTE

Se debe definir el ajuste de las siguientes protecciones graduadas

| Tabla 5.7 – Protecciones graduadas de las líneas de interconexión | | |
|---|----------------------------|--|
| Relé de Protección | Mirando fallas en la línea | Mirando en los circuitos siguientes |
| 21/21N Protección de distancia | En la línea | En la línea paralela En las líneas siguientes En las líneas paralelas siguientes En el transformador |
| 67N Protección de sobrecorriente direccional homopolar | En la línea | En la línea paralela En las líneas siguientes En las líneas paralelas siguientes En el transformador |
| 50/51 Protección de sobrecorriente | En la línea | En la línea paralela En las líneas siguientes En las líneas paralelas siguientes En el transformado |
| 50/51N Protección de sobrecorriente homopolar | En la línea | En las línea paralela En las líneas siguientes En las líneas paralelas siguientes En el transformador |

Para el ajuste se debe atender los requerimientos indicados en la tabla 5.2. Se considera las siguientes definiciones:

Impedancia de la línea = (R_L, X_L)

Impedancia de la línea siguiente más corta = (R_S, X_S)

Impedancia equivalente de la línea paralela siguiente = (R_P, X_P)

Impedancia del Transformador = (R_T, X_T)

Tabla 5.8 – Ajuste de las protecciones graduadas de la líneas de interconexión

| Relé de Protección | Por la instalación | Por el sistema |
|---|--|---|
| 21/21N Protección de distancia | <p>Zona 1 $X1 = 85\% X_L$ (simple terna) $X1 = 65-85\% X_L$ (doble terna) $R1 = R_{F1}$</p> <p>Zona 2 $X2 = 115\% X_L \text{ ó } X_L + 50\% X_S$ $X2 < X_L + 20\% X_T$ $X2 < 85\%(X_L + X_P)$ $R2 = R_{F1}$</p> <p>Zona 3 $X3 = 120\% (X_L + X_S)$ $R3 = R_{F1}$</p> | <p>Las impedancias ajustadas deben ser menores que las impedancias vistas en las fases sanas después de un cortocircuito monofásico</p> <p>Los ajustes de las Resistencias deben ser menores que el 50% de la Impedancia de Carga</p> |
| 67N Protección de sobrecorriente direccional homopolar | 20% de la corriente de la nominal de la línea | Se debe detectar una falla a tierra con 50 Ohm en el extremo de la línea protegida |
| 50/51 Protección de sobrecorriente | 150% de la corriente nominal de la línea protegida. | Se debe detectar una falla a tierra en el extremo de la línea siguiente |
| 50/51N Protección de sobrecorriente homopolar | 40% de la corriente de la nominal de la línea | Se debe detectar una falla a tierra con 50 Ohm en el extremo de la línea siguiente |

Se debe verificar el ajuste considerando lo siguiente:

1. Una falla trifásica en el extremo remoto de la línea (far-end) no debe ser vista en la primera zona del Relé de Distancia.
2. Una falla bifásica en el extremo remoto de la línea (far-end) no debe ser vista en la primera zona del Relé de Distancia

3. Una falla monof3sica con diferentes resistencias de falla en el extremo remoto de la lnea (far-end) no debe ser vista en la primera zona del Rel3 de Distancia
4. Una falla trif3sica, bif3sica o monof3sica (dependiendo de la conexi3n del transformador de potencia), en la barra del secundario del transformador no debe ser vista por el Rel3 de Distancia. Esta verificaci3n es importante sobretodo cuando se tiene operando dos transformadores en paralelo, para el cual con una falla en el lado de baja tensi3n, las impedancias de los transformadores vistas por el rel3 de distancia son el 50%.

III. CRITERIOS DE COORDINACION

Se debe definir los tiempos de operaci3n de la siguiente manera:

Tabla 5.9 – Coordinaci3n de las protecciones graduadas de la lneas de interconexi3n

| Rel3 de Protecci3n | En la lnea | En el circuito siguiente |
|---|---|--|
| 21/21N Protecci3n de distancia | Zona 1 = Instant3neo Zona 2 = 250 ms – 500 ms | Zona 2 = 250 ms – 500 ms Zona 3 = 500 ms – 750 ms |
| 67N Protecci3n de sobrecorriente direccional homopolar | Idem a Zona 2 | Idem a Zona 2 |
| 50/51 Protecci3n de sobrecorriente | Tiempo para extremo cercano igual a Zona 1 (Ver Nota) Tiempo para extremo alejado igual a Zona 2 | Tiempo mayor a Zona 2 |
| 50/51N Protecci3n de sobrecorriente homopolar | Tiempo para extremo cercano igual a Zona 1 Tiempo para extremo alejado igual a Zona 2 | Tiempo mayor a Zona 2 |

NOTAS

1. Si en la lnea se utiliza recierre resulta recomendable modificar los ajustes de tiempo de la protecci3n de sobrecorriente para que opere en la lnea con tiempos de Zona 2 y Zona 3
2. El recierre debe ser efectuado solo ante fallas monof3sicas. Las fallas bif3sicas y trif3sicas ser3n con disparo definitivo.

5.4 Líneas de interconexiones cortas de simple y doble terna

Para el ajuste y coordinación de las protecciones de estas líneas se requiere considerar necesariamente una protección diferencial. En caso se aplique una protección graduada, tipo distancia, se requiere considerar un esquema de teleprotección con sobrealcance.

5.4 Recierre en las líneas del SEIN

En el SEIN solo se aplicará recierre monofásico ante fallas monofásicas, las fallas bifásicas y trifásicas serán despejadas con disparo definitivo. El COES evaluará los casos especiales en los que se podrá aplicar el recierre trifásico.

El tiempo muerto de recierre se debe determinar en base al resultado de los siguientes análisis:

- El tiempo máximo permisible del recierre, debe ser el resultado de simulaciones de estabilidad transitoria
- El tiempo mínimo necesario para ejecutar el recierre, debe ser un tiempo que resulte de un estudio de extinción de arco secundario.

El tiempo muerto de recierre debe estar en el rango siguiente:

$$t_{\text{arco secundario}} < t_{\text{recierre}} < t_{\text{estabilidad}}$$

Capítulo 6. CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES SISTEMICAS

6.1 Pérdida de sincronismo

Estas protecciones se aplican en generadores y en puntos especiales de la red para desacoplar los sistemas y permitir la operación de islas. Su aplicación debe ser consecuencia de un estudio especial.

6.2 Rechazo de carga por baja tensión

Estas protecciones se aplican en puntos especiales de la red para desconectar cargas con la finalidad de evitar un colapso de tensión. Su aplicación debe ser consecuencia de un estudio especial de estabilidad de tensión.

6.3 Rechazo de carga por baja frecuencia

Estas protecciones se aplican para permitir el adecuado balance de potencia. Su aplicación debe ser efectuada en etapas, las cuales deben ser determinadas en un estudio especial. Generalmente en estos esquemas se utilizan ajustes de frecuencias fijas y derivadas de frecuencias.

El COES define anualmente los ajustes de los relés de sub frecuencia, de acuerdo a estudios.

6.4 Protección de sobrefrecuencia

Estas protecciones se aplican para permitir el adecuado balance de potencia. Su aplicación debe ser efectuada en etapas, para efectuar un rechazo de generación. Los ajustes deben ser determinados en un estudio especial.

El COES define anualmente los ajustes de los relés de sobre frecuencia, de acuerdo a estudios.

6.5 Protecciones de sobretensión y de mínima tensión

Cuando se tiene niveles de tensión elevados en el sistema se puede afectar a los equipos por superar la tensión máxima de servicio para la cual están diseñados. Las sobretensiones permanentes que se aplican a los equipos son causa de una disminución de su vida útil, de manera que es necesario limitar el tiempo de duración de las sobretensiones, considerando que cuanto mayor sea la sobretensión, su duración permisible es menor.

Por otro lado, se debe considerar que las sobretensiones son consecuencia de un exceso de potencia reactiva en la red; por tanto, se debe tener cuidado de no tomar acciones conducentes a agravar la situación: por ejemplo, después de la desconexión de un reactor se provoca sobretensiones mayores que las que se tenía antes de su desconexión.

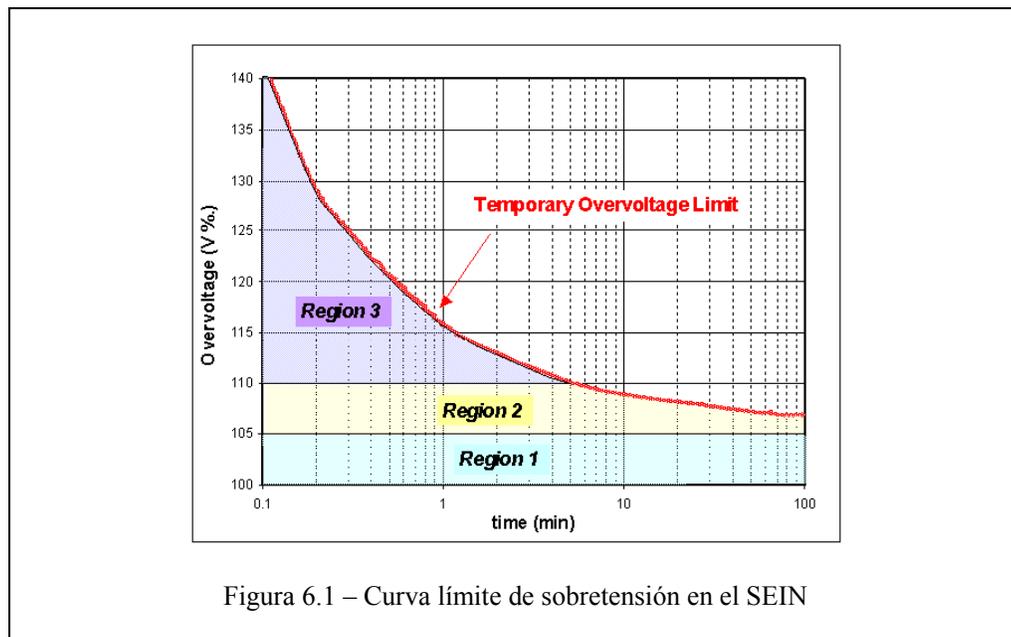
Al producirse una sobretensión se requiere efectuar las siguientes acciones:

- Nivel Máximo que corresponde a la situación más crítica para la cual se debe efectuar la desconexión de los equipos.
- Nivel Mayor para el cual se debe efectuar acciones de control que incluyen la desconexión de los Capacitores que se puedan tener en la Subestación.
- Nivel Muy Alto para el cual se debe efectuar acciones de control que incluyen la conexión de Reactores que se pueda tener en la Subestación.
- Nivel Alto para el cual sólo se debe dar alarma y no disparo, de manera que el responsable de la operación tome las acciones pertinentes.

Al producirse una disminución de la tensión se requiere efectuar las siguientes acciones:

- Nivel Menor para el cual se debe efectuar acciones de control que incluyen la conexión de los Capacitores que se pueda tener en la Subestación.
- Nivel Bajo para el cual se debe efectuar acciones de control que incluyen la desconexión de Reactores que se pueda tener en la Subestación.
- Nivel Mínimo para el cual sólo se debe dar alarma y no disparo, de manera que el responsable de la operación tome las acciones pertinentes.

En el caso de desconexión de equipos, en el SEIN se recomienda usar por lo menos dos etapas de sobretensión, ajustadas de tal forma de no llegar a la curva de sobreexcitación de los transformadores de potencia.



- *Primera Etapa de Disparo por Sobretensión.*
La primera etapa de disparo por sobretensión debe ajustarse entre 1,15 a 1,20 p.u, la temporización de esta etapa debe estar entre 1 a 30 segundos. La temporización de esta etapa debe definirla el COES.

$$U > 1.15 - 1.20 \text{ pu}$$

$t > 1 - 30$ segundos

- *Segunda Etapa de Disparo por Sobretensión.*
La segunda etapa de disparo por sobretensión debe ajustarse entre 1,20 a 1,30 p.u, la temporización de esta etapa debe estar entre 0,1 a 10 segundos. La temporización de esta etapa debe definirla el COES.
 $U >> 1.20 - 1.30$ pu
 $t >> 0.1 - 10$ segundos

6.6 Función de Sincronismo

La función de Sincronismo se aplica en generadores y líneas de transmisión. Los ajustes para estas funciones son los siguientes:

Sincronismo en Generadores

- Diferencia de tensión: La diferencia de tensión para el sincronismo en generadores debe ser de 0 a 5%
- Diferencia de Frecuencia: La diferencia de frecuencia para el sincronismo de generadores debe de ser de 0.067 Hz
- Diferencia de Angulo: La diferencia de ángulo para el sincronismo de generadores debe de ser de 10° ó menos.

Sincronismo en Líneas de Transmisión

- Diferencia de tensión: La diferencia de tensión para el sincronismo en el caso de líneas de transmisión debe ser de 10% U_{nom}
- Diferencia de Frecuencia: La diferencia de frecuencia para el sincronismo en líneas de transmisión será de 0.10 Hz
- Diferencia de Angulo: La diferencia de ángulo para el sincronismo en líneas de transmisión puede variar de 10° a 30° . Los valores de ángulo deben ser determinados en base a estudios.

REFERENCIAS

- [1] Red Eléctrica. España.
Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español
- [2] GRTN. Gestore Rete Trasmissione Nazionale. Italia
Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV
- [3] Transener – CESI. COES
Estudio de Coordinación de las Protecciones del SEIN
Criterios de Ajuste
- [4] Westinghouse Electric Corporation
Applied Protective Relaying.
- [5] Siemens. Power Guide. Power System Protection.
Protection Coordination. Pag. 6/62 – 6/70
- [6] Siemens. Gerhard Ziegler
Numerical Differential Protection. Principles and Application
- [7] Siemens. Gerhard Ziegler
Numerical Distance Protection. Principles and Application
- [8] NERC. System Protection and Control Task Force
Presented to the Edison Electric Institute. Minneapolis, MN. October 11, 2004