

**Universidad de Costa Rica
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Eléctrica**

IE – 0502 Proyecto Eléctrico

**Guía básica de diseño de subestaciones eléctricas
con énfasis en el arreglo de barras colectoras de
interruptor y medio**

Por:

Josué Daniel Hidalgo Quesada

Ciudad Universitaria Rodrigo Facio

Diciembre del 2008

Guía básica de diseño de subestaciones eléctricas con énfasis en el arreglo de barras colectoras de interruptor y medio

Por:

Josué Daniel Hidalgo Quesada

Sometido a la Escuela de Ingeniería Eléctrica
de la Facultad de Ingeniería
de la Universidad de Costa Rica
como requisito parcial para optar por el grado de:

BACHILLER EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Aprobado por el Tribunal:

Ing. M.Sc. José Alberto Salazar Ramírez
Profesor Guía

Ing. M.Sc. Jorge Sancho Chávez
Profesor lector

Ing. Jeffrey Cordero Leitón
Profesor lector

DEDICATORIA

Primero a Dios por ayudarme a salir adelante; a mis padres por todo su apoyo, por creer en mí y sobre todo por su amor, paciencia y sabiduría. A mis amigas y amigos de la Escuela de Ingeniería Eléctrica por los momentos tan inolvidables vividos y por todo lo que aprendí de ellos a lo largo de estos años de estudio, gracias a todos por todo!!

RECONOCIMIENTOS

Al Ing. José Alberto Salazar por darme la idea para este proyecto, al Ing. Jeffrey Cordero por tanta ayuda y porque gracias al curso que imparte en la escuela referente a protecciones del sistema de potencia, he logrado redactar este documento. Al Ing. Álvaro Garita por la información suministrada y por explicarme con paciencia temas que desconocía. A personal del ICE que aunque desconozco sus nombres, dado el momento me ayudaron a conseguir asesoría e información.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS	vii
ÍNDICE DE TABLAS	ix
NOMENCLATURA	x
RESUMEN	xi
CAPÍTULO 1: Introducción	12
1.1 Objetivos.....	13
1.1.1 Objetivo general.....	13
1.1.2 Objetivos específicos	13
1.2 Metodología.....	14
CAPÍTULO 2: Principales equipos de una subestación eléctrica	15
2.1 Principales elementos de la subestación eléctrica.....	15
2.1.1 El Transformador de potencia.....	15
2.1.2 Interruptores.....	16
2.1.3 Seccionadores	18
2.1.3.1 Tipos de seccionador	18
2.1.4 Transformador de potencial y transformador de corriente (TP y TC).....	19
2.1.4.1 Transformadores de potencial (TP)	19
2.1.4.2 Transformadores de corriente (TC)	20
2.1.5 Sistemas de control y medición	22
2.2 Configuración de barras.....	23
2.2.1 Configuración de barras con barra principal y barra de transferencia.....	23
2.2.2 Configuración de barras de interruptor y medio	26
CAPÍTULO 3: Protección en el esquema de subestaciones de doble barra con interruptor y medio	29
3.1 Criterios de colocación de los transformadores de potencial y de corriente (TP y TC).....	29
3.2 Protecciones de una subestación crítica de interruptor y medio	31
3.2.1 Protección Primaria 1 en módulo de línea (P1)	32
3.2.2 Protección Primaria 2 en módulo de línea (P2)	37
3.2.3 Protección de respaldo remoto.....	39
3.2.4 Respaldo Local	41
3.2.5 Protección módulo de transformador.....	42
3.2.6 Protección diferencial de barras (ANSI 87B).....	43

3.3 Esquemas de conexión de las protecciones eléctricas en configuración de interruptor y medio y zonas de protección.....	44
3.4 Arranques de las protecciones	46
3.5 Análisis de respuesta en falla de las protecciones eléctricas	48
3.5.1 Falla en interruptor de barra.....	49
3.5.2 Falla en el interruptor del centro del diámetro.....	57
3.5.3 Falla en módulo	65
3.5.4 Falla en una barra.....	67
3.6 Recierres	68
3.7 Cuadro comparativo entre el sistema de protección del esquema de doble barra con interruptor y medio y del esquema de barra partida con interruptor de enlace	69
CAPÍTULO 4: Control en el esquema de subestaciones de doble barra con interruptor y medio	70
4.1 Unidades de control de bahía (UCB).....	70
4.2 Unidad central de procesamiento.....	71
4.3 Estación de operación central (EOL).....	71
4.4 Servidor de base de datos de la subestación	71
4.5 Panel de información	72
4.6 Niveles de operación.....	72
4.7 Jerarquía de mando	72
4.8 Lógicas de enclavamientos en la subestación de doble barra con interruptor y medio ..	73
4.8.1 Enclavamientos para un módulo de línea	75
4.8.2 Enclavamientos de la sección media del diámetro	79
4.9 Lógica de verificación de sincronismo en subestaciones de doble barra con interruptor y medio	81
4.9.1 Verificación de sincronismo	82
4.10 Cuadro comparativo entre la lógica de enclavamiento y de verificación de sincronismo del esquema de doble barra con interruptor y medio y del esquema de barra partida con interruptor de enlace	85
CAPÍTULO 5: Conclusiones y recomendaciones	86
5.1 Conclusiones	86
5.2 Recomendaciones	87
BIBLIOGRAFÍA.....	89

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Transformador de potencia sumergido en aceite.....	15
Figura 2.2 Interruptor de potencia tripolar [2].....	17
Figura 2.3 Esquema con barra principal y barra de transferencia [2].....	24
Figura 2.4 Esquema de barra partida con interruptor de transferencia [2]	25
Figura 2.5 Esquema de barras de interruptor y medio [3]	27
Figura 3.1 Zonas de protección en el esquema de interruptor y medio [2]	30
Figura 3.2 Esquema de teleprotección permisivo en sub-alcance [2].....	33
Figura 3.3 Esquema de teleprotección permisivo en sobre-alcance [2].....	34
Figura 3.4 Esquema de teleprotección por bloqueo Z1B [2]	36
Figura 3.5 Esquema de redundancia de las protecciones P1 y P2 [2].....	37
Figura 3.6 Protección diferencial de línea 87L [2]	38
Figura 3.7 Ajustes de la protección diferencial de línea 87L [2].....	38
Figura 3.8 Respaldos remotos de la protección de impedancia [2]	40
Figura 3.9 Ajustes de respaldos remotos de la protección de impedancia [2].....	41
Figura 3.10 Funcionamiento de la 50BF [2].....	42
Figura 3.11 Zonas de protección.....	44
Figura 3.12 Esquema de arranque de protecciones eléctricas en el esquema de interruptor y medio [2].....	47
Figura 3.13 Diámetro de una subestación de interruptor y medio con 6 TC's	48
Figura 3.14 Análisis de falla de interruptor de barra	49
Figura 3.15 Análisis de flujo de potencia en subestación de interruptor y medio en condiciones normales.....	51
Figura 3.16 Acción ante la falla en interruptor de barra del sistema de protección diferencial con 4 TC's por diámetro	52
Figura 3.17 Acción ante la falla en interruptor de barra del sistema de protección diferencial con 6 TC's por diámetro	53
Figura 3.18 Análisis de falla de interruptor de medio diámetro	57

Figura 3.19 Disparos transferidos de la 50BF del interruptor del medio diámetro con 2 módulos de línea	61
Figura 3.20 Disparos transferidos de la 50BF del interruptor del medio diámetro con un módulo de línea y uno de transformador (Ilustrativo con 3 TC's)	62
Figura 3.21 Disparos transferidos de la 50BF del interruptor del medio diámetro con un módulo de línea y uno de generación	63
Figura 3.22 Análisis de falla en módulo	65
Figura 3.23 Análisis de falla en módulo	67
Figura 4.1 Diagrama de un diámetro con nomenclatura de seccionadores e interruptores de la subestación de doble barra con interruptor y medio	75
Figura 4.2 Lógica de enclavamiento interruptor 52L	76
Figura 4.3 Lógica de enclavamiento seccionador 89L-4	77
Figura 4.4 Lógica de enclavamiento seccionadores 89L-2, 89L-3 y 89L-5	78
Figura 4.5 Lógica de enclavamiento interruptor 52M	80
Figura 4.6 Lógica de enclavamiento seccionadores 89M-2 y 89M-3.....	81
Figura 4.7 Lógica de verificación de sincronismo para cierre de 52L.....	83
Figura 4.8 Lógica de verificación de sincronismo para cierre de 52M	84

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Precisiones para transformadores de potencial.....	20
Tabla 2.2 Precisiones para transformadores de corriente	21
Tabla 3.1 Comparación del sistema de protección de los esquemas planteados	69
Tabla 4.1 Comparación de la lógica de enclavamientos y de verificación de sincronismo de los esquemas de barras planteados.....	85

NOMENCLATURA

<i>kV</i>	kilovoltio
TC	Transformador de corriente
TP	Transformador de potencial
21	Protección de impedancia
87L	Protección diferencial de línea
87T	Protección diferencial de transformador
87B	Protección diferencial de barras
46	Protección desbalance en el estator
79	Recierre
51V	Protección de sobrecorriente con retención de voltaje
51TN	Protección de sobrecorriente para respaldo de fallas externas a tierra
50BF	Protección falla de interruptor
PUTT	“Permissive Underreaching Transfer Trip” Sistema de Teleprotección permisivo en sub-alcance
POTT	“Permissive Overreaching Transfer Trip” Sistema de Teleprotección permisivo en sobrealcance
Z1	Primera zona de protección del relé 21 (del 0 al 85% de la línea)
Z1B	Primera zona del relé 21 en sobrealcance (del 85 a 120% de la línea)
Z2-Z5	Respectivamente zona 2 a zona 5 del relé 21, zonas de respaldo remoto
P1	Protección con principio primaria 1 o con selectividad relativa
P2	Protección con principio primaria 2 o con selectividad absoluta

Nota: En el caso de transformadores la P1 es de selectividad absoluta y la P2 es de selectividad relativa

RESUMEN

En este proyecto se estudia el esquema de doble barra con interruptor y medio en subestaciones eléctricas; específicamente el sistema de protección y la lógica de enclavamientos y verificación de sincronismo, en el área de control

Se analiza el esquema con 4 transformadores de corriente por diámetro propuesto por el ICE en sus diseños y se dan a conocer las debilidades que se presentan en la detección de fallas al no utilizar el esquema ideal de 6 transformadores de corriente para delimitar adecuadamente las zonas de protección. Se presenta una tabla comparativa entre el esquema de protección de doble barra con interruptor y medio y el de barra partida con interruptor de reserva para evidenciar las ventajas del esquema estudiado.

Se analizan las lógicas de enclavamientos y de verificación de sincronismo de interruptores en el área de control; recomendando un procedimiento para su implementación. Al igual que en el área de protección se presenta una tabla comparativa entre los 2 esquemas.

CAPÍTULO 1: Introducción

Las subestaciones eléctricas son esenciales dentro del sistema de potencia ya que son instalaciones con un conjunto de dispositivos y circuitos que tienen la finalidad de modificar las variables de tensión y corriente y de dar un medio de interconexión y despacho entre las líneas del sistema. Al ser las subestaciones tan importantes se debe analizar la confiabilidad que se tiene al brindar el servicio así como la importancia de la subestación en el sistema, de aquí nacen las distintas configuraciones de barras de la instalación en donde se plantea en un diagrama unifilar la filosofía de funcionamiento de la subestación. Dependiendo de la función que desempeñan las subestaciones se pueden clasificar en:

Subestaciones de centrales eléctricas: elevan la tensión de generación con valores típicos entre los 5 kV y los 25 kV a niveles que rondan los 69 kV, 85 kV, 138 kV, 230 kV, etc, dependiendo del volumen de energía a transportar en líneas de transmisión para disminuir las pérdidas por efecto Joule ya que al elevar el voltaje, disminuye la corriente.

Subestaciones receptoras primarias: reciben directamente una línea de transmisión y bajan el nivel de voltaje a niveles de 138 kV típicamente para sub-transmisión y hasta 69 kV y 34.5 kV para distribución.

Subestaciones receptoras secundarias: reciben líneas de sub-transmisión para alimentar líneas de distribución a niveles típicos de 34.5 kV.

El arreglo de las barras colectoras va a definir la distribución de los componentes de la subestación que van a realizar la función deseada teniendo en cuenta el espacio físico donde se hará la construcción.

En Costa Rica la configuración típica en las subestaciones del Instituto Costarricense de Electricidad (I.C.E) para sistemas críticos es la configuración de barra partida con interruptor de transferencia que ofrece ventajas como bajo costo, pero hay posibilidades de perder la subestación entera por falla en la barra principal, es aquí donde se analizó la idea de hacer una guía de diseño de subestaciones eléctricas con énfasis en el arreglo de barras colectoras de interruptor y medio la cuál ofrece una menor posibilidad de perder el servicio y ofrece maniobras menos complicadas a la hora de mantenimiento.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo general

Elaborar una guía básica útil para el diseño de subestaciones eléctricas con énfasis en el arreglo de barras colectoras de interruptor y medio analizando los esquemas de protección y de control.

1.1.2 Objetivos específicos

- Estudiar los criterios básicos de protección de una subestación con esquema de doble barra con interruptor y medio

- Estudiar los criterios básicos del esquema de control, específicamente la lógica de verificación de sincronismo y de enclavamientos de una subestación con configuración de doble barra con interruptor y medio.
- Comparar las generalidades del sistema de protección y control de una subestación de interruptor y medio con una de barra partida con interruptor de reserva.

1.2 Metodología

Debido a que este proyecto es de carácter investigativo la metodología no incluyó experimentos o pruebas de laboratorio.

Se tomó como referencia documentos considerados como confiables.

CAPÍTULO 2: Principales equipos de una subestación eléctrica

2.1 Principales elementos de la subestación eléctrica

En una subestación eléctrica se encuentran muchos dispositivos, los cuales cumplen funciones distintas. A continuación se mencionarán los equipos más importantes de la subestación.

2.1.1 El Transformador de potencia

Es el elemento más importante de la subestación ya que es el encargado de elevar o disminuir los niveles de tensión. En la siguiente figura se muestra un transformador de potencia.



Figura 2.1 Transformador de potencia sumergido en aceite

Estas máquinas presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, por lo que la potencia que entra a la máquina es mayor a la que sale de ella.

Los transformadores usados en las subestaciones son los sumergidos en aceite mineral; los transformadores secos no son utilizados como transformadores de potencia ya que generalmente se fabrican para tensiones que no exceden los 15 kV.

Los transformadores de potencia son fabricados con capacidades por encima de los 500KVA. Las relaciones de transformación típicas de los transformadores de potencia son de 230 kV/34.5 kV, 138 kV/34.5 kV, etc.

2.1.2 Interruptores

Son de suma importancia en la subestación ya que deben operar para la desconexión de carga, para la interrupción de corrientes de falla, para cierre con corrientes de falla, etc.

Los interruptores constan de muchos elementos como los aisladores terminales donde generalmente se encuentran los transformadores de corriente (TC), válvulas para el llenado, descarga y muestreo del fluido aislante de los dispositivos, conectores a tierra, placa de datos, el gabinete que es donde están los dispositivos mecánicos como el compresor, resortes, bobinas de disparo y los equipos de control, protección y medición.

En la siguiente figura se muestra un interruptor de potencia.

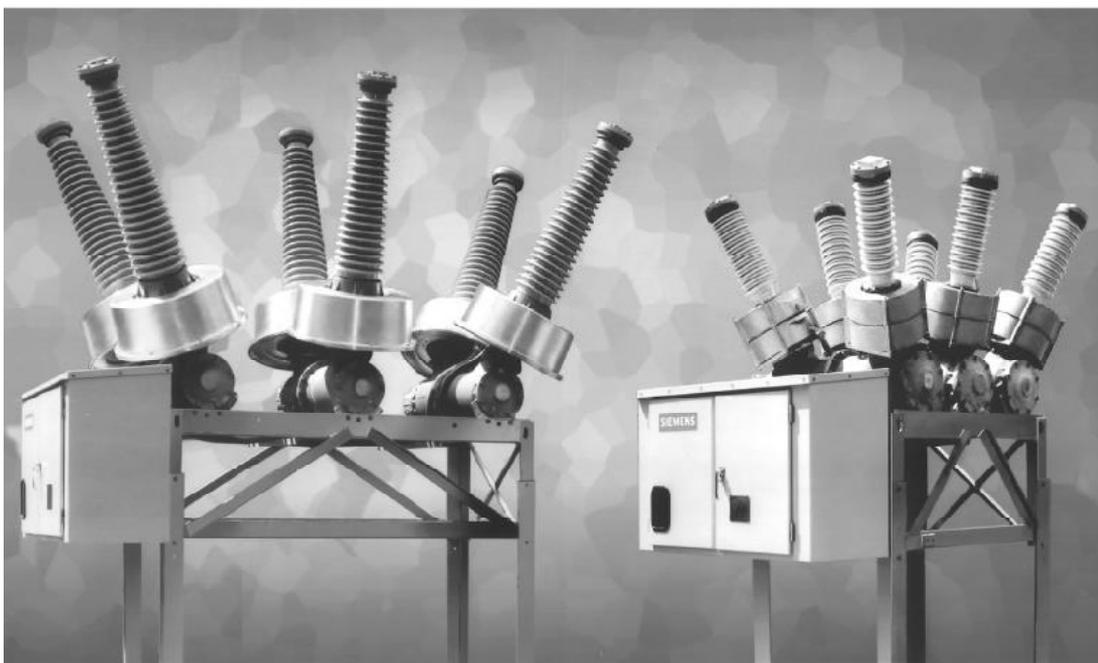


Figura 2.2 Interruptor de potencia tripolar [2]

Su maniobra puede ser local o remota. Por si solo no puede operar, sobre él actúan, por medio de un conjunto de entradas y salidas, las unidades de control y protección.

Ya que operan bajo carga necesitan una cámara de extinción de arco eléctrico; los medios de extinción de arco más utilizados son el aceite y el SF₆ (Hexafluoruro de Azufre) soplado a alta presión.

Si los interruptores están ubicados en un módulo de línea, es común que sean de accionamiento monopolar, esto para permitir apertura y recierre en una sola fase.

2.1.3 Seccionadores

Son usados para maniobra sin carga en la subestación. Poseen una capacidad de interrupción del arco eléctrico casi nula, por lo que se podrían destruir de inmediato con una falla por arco eléctrico.

Su aplicación típica es ubicarlas a ambos lados de un interruptor para aislarlo, una vez que el interruptor esté abierto. Su accionamiento puede ser manual o motorizado.

2.1.3.1 Tipos de seccionador

- **Seccionador de línea:** Se usa para aislar la línea de transmisión de los interruptores para que de esta manera no haya presencia de tensión en la línea. Se le denota con el nombre x89L-3, donde x es el número de módulo de línea del cuál forma parte. Si el módulo es de transformador, en la notación antes mencionada se la cambia la letra L por una T.
- **Seccionador de barra:** Se ubica entre la barra y el interruptor de barra. Aísla eléctricamente al interruptor de la barra, se le denota con el nombre x89L-2' para módulo de línea. Si el módulo es de transformador, en la notación antes mencionada se le cambia la letra L por una T.
- **Seccionador de puesta a tierra:** Se encuentran únicamente en módulos de línea y generalmente forma parte del seccionador de línea. Su función es no permitir que la línea tenga presencia de tensión por inducción una vez que esta está aislada.
- **Seccionador de derivación:** Usado en el esquema de barra partida con interruptor de reserva. Cuando un módulo sale de operación, se utiliza un módulo de reserva

para sustituirlo y así mantener la continuidad del servicio. Como este seccionador es común a todos los módulos de la subestación, la transferencia de disparos de las protecciones se hace a través de este seccionador.

- **Seccionador de medio diámetro:** Utilizados en el esquema de doble barra con interruptor y medio. Se ubican en ambos lados del interruptor de medio diámetro. Se denotan con los nombres de 89M-3 y 89M-2.

2.1.4 Transformador de potencial y transformador de corriente (TP y TC)

2.1.4.1 Transformadores de potencial (TP)

Reduce la tensión de la línea del orden de los kV a niveles bajos de tensión para alimentar equipos de control y medición, este nivel de tensión es generalmente 120V.

Hay dos tipos de TP, los inductivos y capacitivos. Los de tipo inductivo responden muy rápidamente a cambios de tensión, esta característica lo hace ideal para ser utilizado en el esquema de protección. El de tipo capacitivo es apto para teleprotección, debido a que permite filtrar y sintonizar determinadas frecuencias, este tipo de TP no es el adecuado para el esquema de protección debido a que no detecta rápidamente los cambios de tensión.

Los parámetros más importantes de los TP son:

- **Tensión Primaria:** Se usa el voltaje estándar inmediato superior al de la línea en que se conectará.

- **Tensión Secundaria:** Generalmente es de 120 V.
- **Carga:** Es la cantidad de dispositivos conectados al TP para ser alimentados en baja tensión.
- **Precisión:**

Tabla 2.1 Precisiones para transformadores de potencial

Precisión (%)	Utilización
0,1	Aparatos de medición y calibraciones de laboratorio
0,2 a 0,3	Mediciones de laboratorio, vatímetros y alimentación de wathorímetros de sistemas de potencia y distribución
0,5 a 0,6	Alimentación de wathorímetros de facturación en circuitos de distribución e industriales
1,2	Alimentación de bobinas de potencial de los aparatos de medición, indicadores o registradores
3 a 5	Alimentación a las bobinas de relevadores de tensión, frecuencímetros y sincronoscpios

2.1.4.2 Transformadores de corriente (TC)

Transforma niveles altos de corriente a valores pequeños para alimentar equipos de medición y control, generalmente el valor para alimentar estos equipos es de 5 A. Se da un pequeño desfase entre la corriente del primario con respecto a la del secundario. Se caracterizan por tener tensión variable, la carga del secundario aumenta cuando aumenta la impedancia en el circuito secundario (mayor cantidad de equipos).

Hay varios tipos:

- **TC para medición:** La precisión para estos efectos debe estar garantizada desde el 10 % de la corriente nominal hasta un 120 % del valor de la misma,

esto debido a que se deben saturar para valores altos de corriente para proteger a los equipos.

- **TC para protección:** Deben tener precisión de hasta 20 veces la corriente nominal, esto debido a que debe operar bajo falla (No debe saturarse en valores altos de corriente)
- **TC para protección y medición:** El diseño es una combinación de los TC para protección y medición, los núcleos son de alta precisión en cuanto a los niveles de saturación.

Algunas características importantes son:

- **Corriente primaria:** Las corrientes del circuito primario están normalizadas con ANSI C 57. Se usa la corriente normalizada superior a la corriente circulante en este circuito.
- **Carga en el secundario:** Suma de la impedancia total en el secundario que será la suma de los dispositivos y alimentadores.
- **Precisión:**

Tabla 2.2 Precisiones para transformadores de corriente

Precisión (%)	Utilización
0,1	Aparatos de medición y calibraciones de laboratorio
0,2 a 0,3	Mediciones de laboratorio y alimentaciones para los wathorímetros de alimentadores de potencia.
0,5 a 0,6	Alimentación de wathorímetros de facturación en circuitos de distribución e industriales
1,2	Alimentación de bobinas de corriente de los aparatos de medición, indicadores o registradores y a los relevadores de las protecciones diferencial, de impedancia y de distancia
3 a 5	Alimentación a las protecciones de sobrecorriente

2.1.5 Sistemas de control y medición

Son utilizados para maniobras automáticas en el sistema de la subestación.

Hay dos tipos de control básicamente:

- **Control local:** Es el control que ejerce el operario manualmente a sistemas automatizados de control y medición.
- **Control remoto:** El control de la subestación se delega, en el caso de Costa Rica al Centro Nacional de Control De Energía. Se tiene control sobre los interruptores, alarmas, medición, etc. Las comunicaciones entre el centro de control y la subestación se puede hacer por microondas, fibra óptica, etc.

El sistema de control se divide de la siguiente manera:

1. Equipos que serán controlados, por ejemplo los interruptores, las cuchillas con interbloqueos para evitar una maniobra bajo carga, cambiadores automáticos de derivación de transformadores bajo carga

Otra clasificación de los circuitos y mecanismos de control son las protecciones, en donde se comprenden los TC y TP, los relevadores de protección y auxiliares y equipos de comunicación.

Cabe mencionar dentro de todas estas clasificaciones, a los equipos de medición como los amperímetros, voltímetros, vatímetros, varímetros, sincronoscopios, además de todos los equipos de alarma, el equipo de registro de eventos secuenciales como disturbios dentro de la subestación o fuera de ella o secuencias de los interruptores o relevadores, el osciloperturbógrafo que registra información valiosa de los disturbios del sistema y los

valores de tensión y corriente en cada momento además de dar información del tiempo de disparo de las protecciones, etc.

2.2 Configuración de barras

Hay muchas configuraciones de barras que se han diseñado para mejorar la operación de los sistemas así como para aumentar la facilidad de mantenimiento, se mencionará con énfasis la configuración de interruptor y medio, la de barra de transferencia sólo será mencionada para efectos de comparación.

2.2.1 Configuración de barras con barra principal y barra de transferencia

Es un esquema que se usa para colocar la subestación cerca de plantas generadoras donde el flujo de potencia es considerable, por lo que la hace ser un esquema usado en subestaciones críticas. Las subestaciones críticas son las que deben liberar las fallas en tiempos muy pequeños, ya que de lo contrario se puede perder sincronismo en el sistema. Las protecciones deben actuar dentro de un tiempo muy corto (menor al tiempo crítico). Si una subestación crítica deja de operar se perderá inminentemente el sistema.

Este esquema consiste de 2 barras totalmente independientes. La barra principal está energizada siempre y todos los circuitos se alimentan de ella, la barra de transferencia es el punto importante de esta configuración porque por medio de ella se puede sustituir cualquier interruptor del sistema para su mantenimiento, usando un interruptor de transferencia.

Para sustituir cualquier interruptor se hace una maniobra, la cual consiste en cerrar los seccionadores del circuito de transferencia, el interruptor de transferencia debe estar abierto. Luego se cierra el interruptor de transferencia para energizar la barra auxiliar, con

esta maniobra se procede a abrir el interruptor que saldrá de operación y después de esto se abren las seccionadoras adjuntas a dicho interruptor. Con esto el circuito donde se hace la maniobra no pierde el servicio y el interruptor que salió de operación queda correctamente aislado.

El esquema típico de una subestación de este tipo se muestra a continuación:

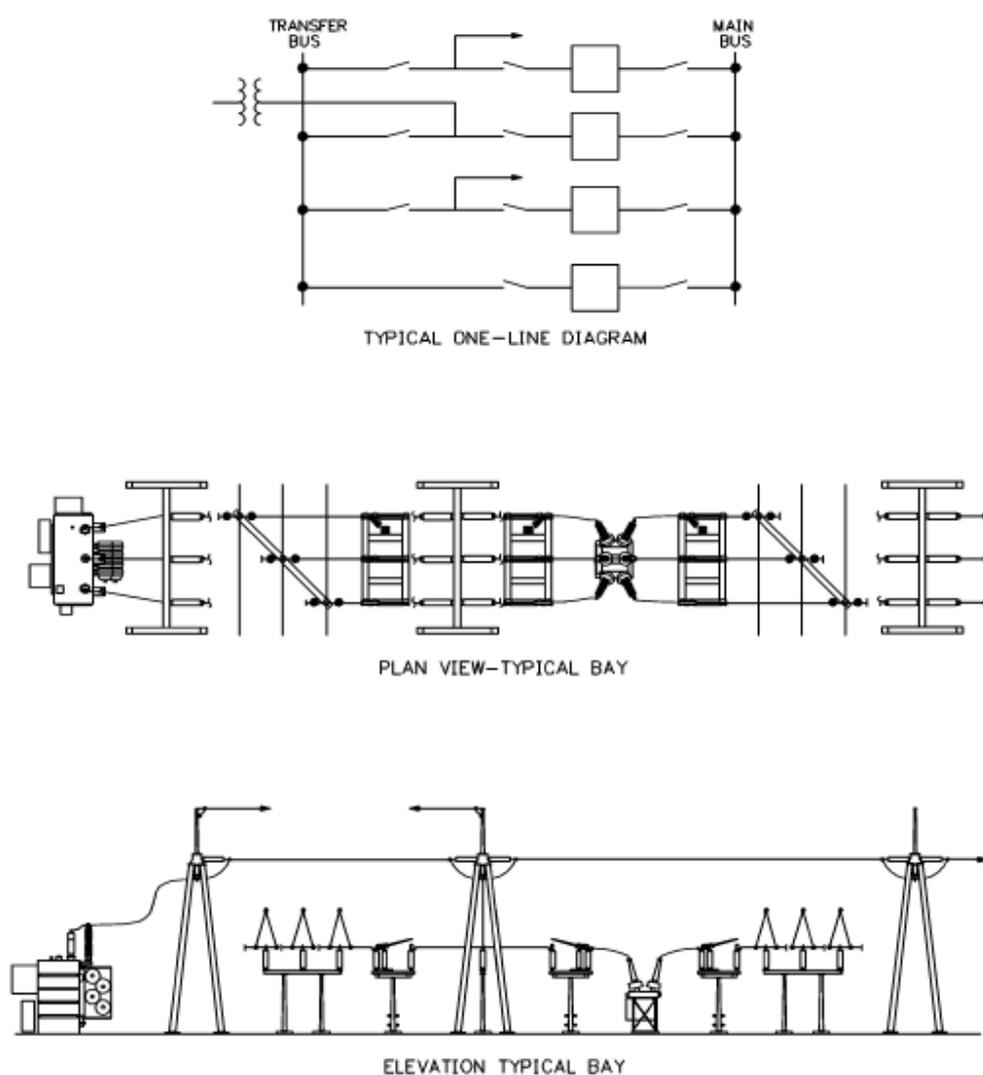


Figura 2.3 Esquema con barra principal y barra de transferencia [2]

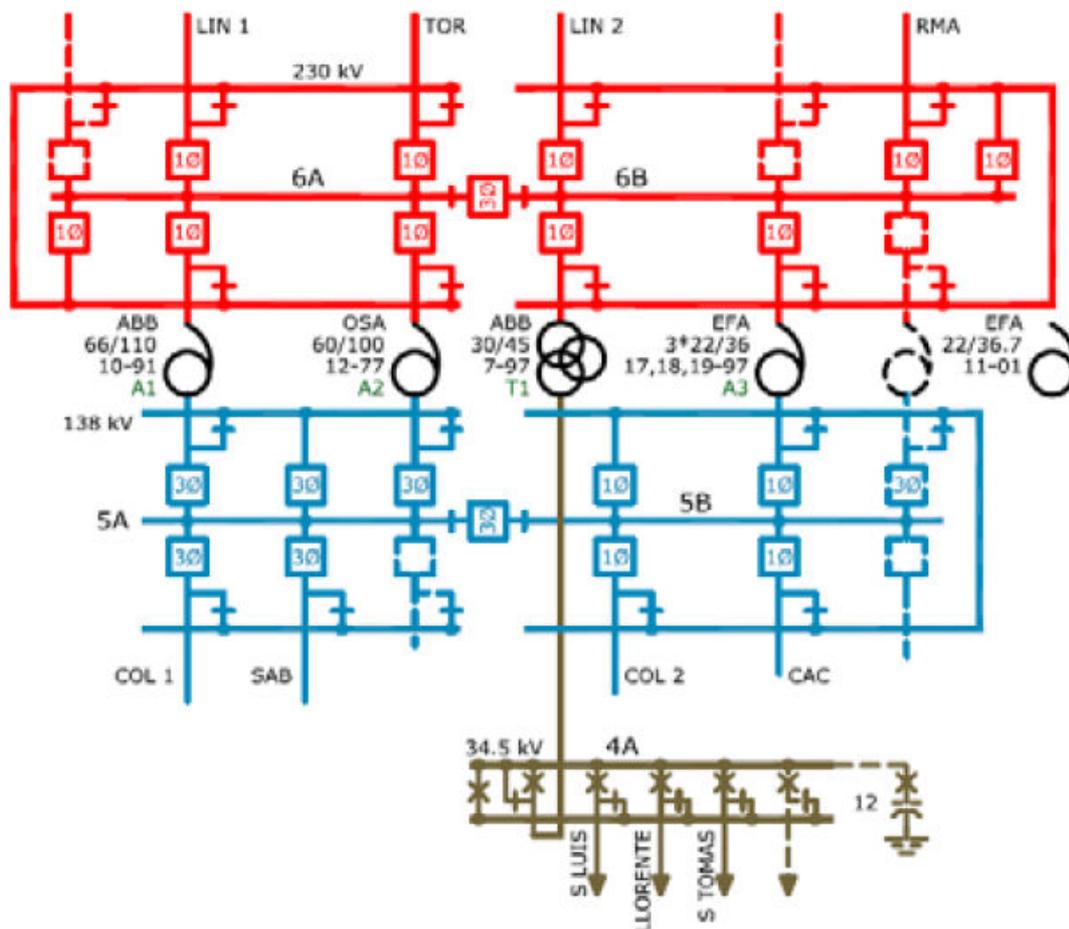


Figura 2.4 Esquema de barra partida con interruptor de transferencia [2]

Cada circuito necesita su propia bahía por lo que una subestación de este tipo abarca mucho terreno. Si no hay suficiente espacio entre bahías las operaciones de mantenimiento se complican bastante.

Entre las principales ventajas de esta configuración esta la de que se pueden sacar interruptores a mantenimiento sin perder la protección de la línea ni el servicio, Su costo es razonable, se puede expandir fácilmente.

Las maniobras son complicadas, una falla en la barra principal causaría la pérdida total de la subestación. Lo que se hace para disminuir ese riesgo es dividir la barra principal en dos secciones por medio de un interruptor, esto lo que provoca es que se pierda sólo la mitad de la subestación. Se forman 2 zonas de protección de barras.

Por las debilidades antes mencionadas, es sumamente superior el sistema de doble barra con interruptor y medio, ya que aunque se pierda una barra, la subestación puede seguir operando, ya que tiene 2 barras energizadas, asegurando así que todos los circuitos conectados a la subestación sigan alimentados.

2.2.2 Configuración de barras de interruptor y medio

Al igual que el esquema anterior se usa para subestaciones críticas.

Este esquema se puede usar para subestaciones de 230 kV. y para subestaciones de 138kV.

Es una configuración con dos barras principales energizadas e independientes. Las barras están conectadas por un circuito de 3 interruptores y entre cada par de interruptores una salida como se muestra en la siguiente figura:

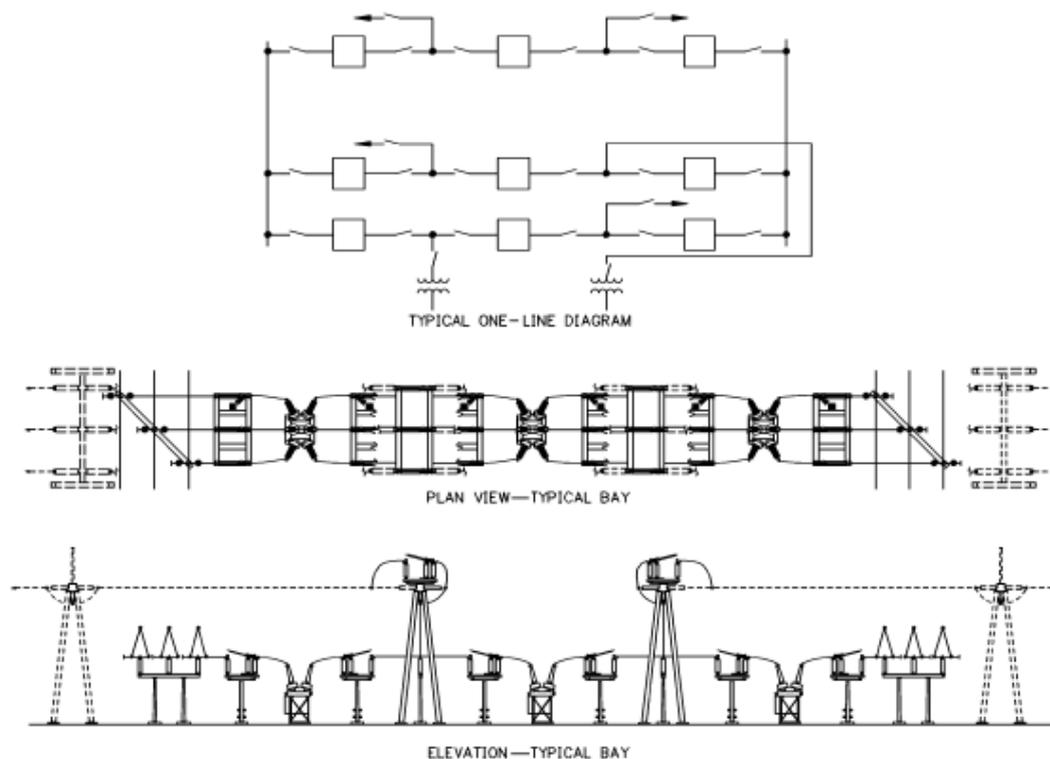


Figura 2.5 Esquema de barras de interruptor y medio [3]

A este circuito con 3 interruptores y 2 salidas se le conoce como diámetro.

En este arreglo se tiene 1.5 interruptores por circuito, de aquí su nombre.

Se puede sacar a mantenimiento cualquier interruptor sin que se pierda el servicio de un circuito, solo uno a la vez. Si una u otra barra falla, no habrá pérdida de servicio en los circuitos ya que cada circuito se puede alimentar por cualquiera de las 2 barras.

Si hay falla en el interruptor de medio diámetro se pierden los dos circuitos conectados a él.

Generalmente si la subestación no es muy grande y para planes futuros está contemplada una expansión generalmente la subestación empezará con una configuración de anillo que luego será ampliada a una de interruptor y medio para así tener la flexibilidad requerida con los circuitos adicionales.

Debe haber un adecuado espaciamiento entre los módulos de línea para no tener problemas de mantenimiento y por seguridad.

Entre sus principales ventajas está la gran flexibilidad de operación, alta confiabilidad, se puede sacar a mantenimiento una u otra barra sin perder el servicio, se puede sacar de operación cualquier interruptor sin perder el suministro de energía, la falla en una barra no provoca la pérdida del suministro, siempre y cuando no falle la otra barra, la operación de este esquema es con las 2 barras energizadas y con todos los interruptores cerrados.

Entre sus principales desventajas está la de que se ocupan 1.5 interruptores por circuito, lo que la hace una configuración bastante elevada en costo. Debe seleccionarse el adecuado sistema de protección porque de lo contrario la confiabilidad de la subestación puede disminuir.

CAPÍTULO 3: Protección en el esquema de subestaciones de doble barra con interruptor y medio

En este esquema se presentan dos barras energizadas alimentando un diámetro de 3 interruptores con dos circuitos conectados; en este capítulo se analizará el sistema de protección de una subestación de este tipo y se darán recomendaciones útiles para su diseño.

3.1 Criterios de colocación de los transformadores de potencial y de corriente (TP y TC).

- Los TP y los TC son los ojos de las protecciones eléctricas, ellos detectan las variables de voltaje y de corriente respectivamente, proporcionando así estos valores a las protecciones para ver reflejada la condición del sistema.
- En la subestación se deben formar zonas de protección las cuáles se deben traslapar en un interruptor. Los TC's deben colocarse en las fronteras de estas zonas de protección, para que así se pueda ver dentro de una zona determinada la falla y opere el elemento de desconexión que a su vez debe estar comprendido en la zona protegida.
- En el esquema de interruptor y medio se forma una zona de protección de barras la cual comprende a la barra junto con los interruptores de barra de los diámetros. Los TC's limitarán la zona protegida y no se incluyen dentro. La protección de los circuitos que se encuentran conectados en los diámetros se hará por medio de 2 zonas de protección (hay 2 circuitos por diámetro) las cuales deben poder

desconectarse por respaldo local y respaldo remoto sin afectar el resto de la subestación. Igual que en la zona de barras, el límite de estas zonas de protección se limitará por la presencia de TC's. La configuración ideal son 6 TC's por diámetro.

- Si estos circuitos que salen de los diámetros son líneas de transmisión, la protección de las mismas incluirá el interruptor de la subestación del otro extremo de la línea por medio de teleprotección. La siguiente figura muestra el concepto de las zonas protegidas en el esquema de interruptor y medio.

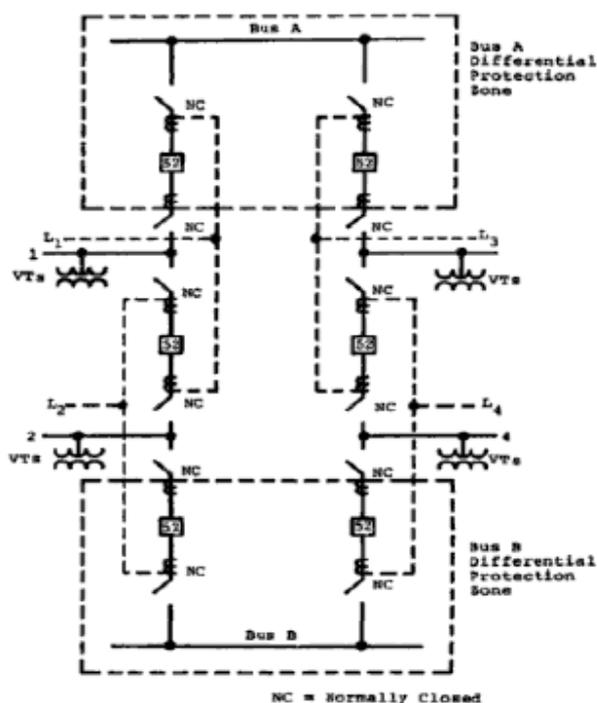


Figura 3.1 Zonas de protección en el esquema de interruptor y medio [2]

- Lo ideal es que las zonas de protección se delimiten correctamente colocando a ambos lados de cada interruptor un TC lo cuál haría que se tuvieran 6 TC's por

diámetro. Es posible colocar 4 TC's en el diámetro, colocando un TC a ambos lados del interruptor del centro para proteger ambas salidas del diámetro con dicho interruptor; y colocar en un extremo de los interruptores de barra un TC, específicamente en el lado contiguo a la salida, esto para que quede bien marcada la zona de barra. Esta configuración con 4 TC's tiene el inconveniente de que se sacrifica la adecuada protección del circuito de salida del diámetro, ya que el interruptor de la barra adjunta a dicha salida queda fuera de la zona de protección del módulo. Lo que se está buscando con los 4 TC's es bajar costos sacrificando la protección adecuada del módulo de salida pero conservando la buena operación de la protección diferencial de barras (ANSI 87B) la cuál teniendo un principio de operación de selectividad absoluta, actuará en un tiempo menor a los 100 ms, desconectando los interruptores involucrados a la zona protegida.

3.2 Protecciones de una subestación crítica de interruptor y medio

Esta configuración de barras se usará para subestaciones críticas. Si una subestación crítica deja de operar, el sistema de potencia podría colapsar, debido a que se puede dar pérdida de sincronismo de los generadores y provocar disparos en cascada hasta colapsar el sistema. Estas subestaciones deben tener hasta el último recurso de protección para actuar ante una falla, ya que si algún principio de protección no opera, se deberá contar siempre con respaldos tanto locales como remotos.

La subestación crítica con enlaces críticos de interruptor y medio se debe proteger de la siguiente manera:

3.2.1 Protección Primaria 1 en módulo de línea (P1)

Debe ser una protección de impedancia (ANSI 21) tanto de fase como de tierra, actuando en primera zona con un tiempo menor a los 100 ms. Esta protección es de selectividad relativa, esto implica que puede actuar para fallas dentro de su zona de protección y para fallas fuera de su zona con un retardo de tiempo.

Además debe tener teleprotección para cubrir las líneas críticas en un 100 % para asegurar un disparo en primera zona (Z1), ya que sin la teleprotección sólo se tendrá certidumbre en los disparos para primera zona en el primer 85 % de la impedancia de la línea, el 15% restante es un margen de error que se da por la suma de imprecisiones debidas a resistencias de falla, fuentes o cargas intermedias en las líneas, oscilaciones de potencia que implican fluctuaciones en la impedancia, impedancias propias de los TC's y TP's, etc.

Básicamente se cuenta con los siguientes esquemas de teleprotección:

1. Esquema por liberación en zona de sobre-alcance Z1B
 - a. PUTT (Permisivo en sub-alcance)
 - b. POTT (Permisivo en sobrealcance)
2. Esquema por bloque de disparo en zona de sobrealcance Z1B
 - c. Bloqueo

a. En el esquema PUTT se tiene lo siguiente:

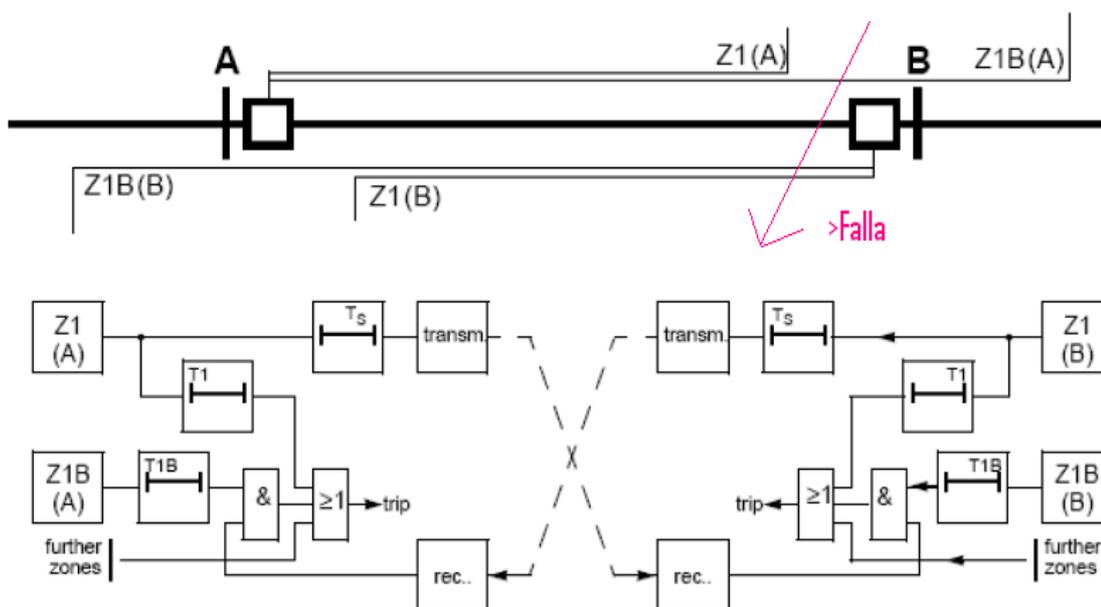


Figura 3.2 Esquema de teleprotección permisivo en sub-alcance [2]

Lo dos extremos de la línea se comunicarán por teleprotección, el extremo A es la subestación con configuración de interruptor y medio. Analizando la lógica del circuito adjunto en el diagrama, sólo hay transmisión de señal de teleprotección si el relé del lado opuesto (lado B por ejemplo) ve la falla en Z1 (el primer 85% de la línea Z1(B)), si esto ocurre el relé en B transmite la señal y a la vez dispara. El relé en A recibe la señal de teleprotección, la falla es vista por el relé en la zona de sobrealcance Z1B(A) (hasta el 120% de la línea), con estas condiciones se mandará un disparo, en este caso por ser una subestación de interruptor y medio, a los 2 interruptores que protegen la línea en el diámetro correspondiente. Generalizando Z1B se libera al recibir señal de teleprotección, señal que sólo se recibe si el extremo opuesto ve la falla en Z1, esto acelera la rapidez de

operación para fallas entre el 85 y 100 % de la línea, en este esquema se recomienda el uso de microondas debido a que no hay transmisión de señales de teleprotección fuera del 100% de la línea; si la falla está en la zona entre el 85 y 100% sólo un extremo transmitirá, evitando interferencias por choque de ondas.

b. En el esquema POTT se tiene lo siguiente:

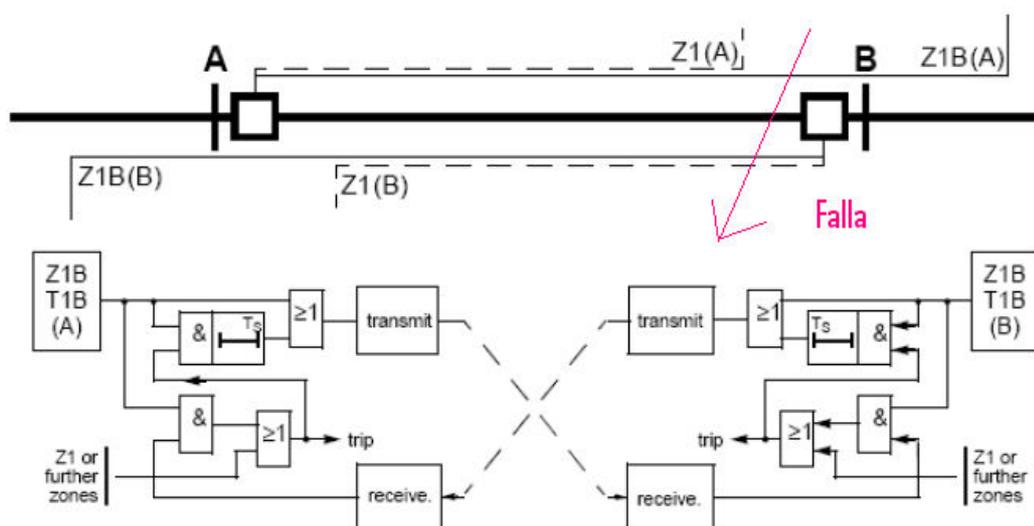


Figura 3.3 Esquema de teleprotección permisivo en sobre-alcance [2]

Analizando la lógica en esta configuración se tiene que la señal de teleprotección se transmite solo si el extremo opuesto ve la falla en zona de sobrealcance Z1B (hasta el 120% de la línea), en el caso de la figura 3.3, el lado opuesto es el lado B. En el lado A se tiene una subestación de interruptor y medio. Como en B se tiene la falla en la zona Z1B(B), se dará envío de la señal de teleprotección hacia el extremo A. Como en A se ve la falla en la zona de sobrealcance Z1B(A), se cumple la condición para el disparo de los 2 interruptores

en el diámetro correspondiente que protegen a la línea en la subestación de interruptor y medio.

En el lado B también se dispara el interruptor porque en el extremo A se transmite la señal de teleprotección.

Generalizando Z1B se libera al recibir señal de teleprotección desde el extremo opuesto, acelerando el disparo para fallas entre el 85 y 100 % de la línea actuando más rápido que la zona 2 (Z2 a 400 ms) de respaldo remoto de la protección de impedancia, actuando tan rápido como la velocidad del medio de comunicación lo permita (aproximadamente 200 ms o menos). Se debe recalcar que el disparo se da para cuando la falla queda situada en las 2 zonas de sobrealcance de los 2 extremos, esto implicaría que también para esta condición, los dos extremos transmitirán al mismo tiempo por el medio de comunicación. El medio de comunicación ideal para esta configuración es la fibra óptica, la cuál permite envío y recepción de información

c. En la esquema de bloqueo se tiene:

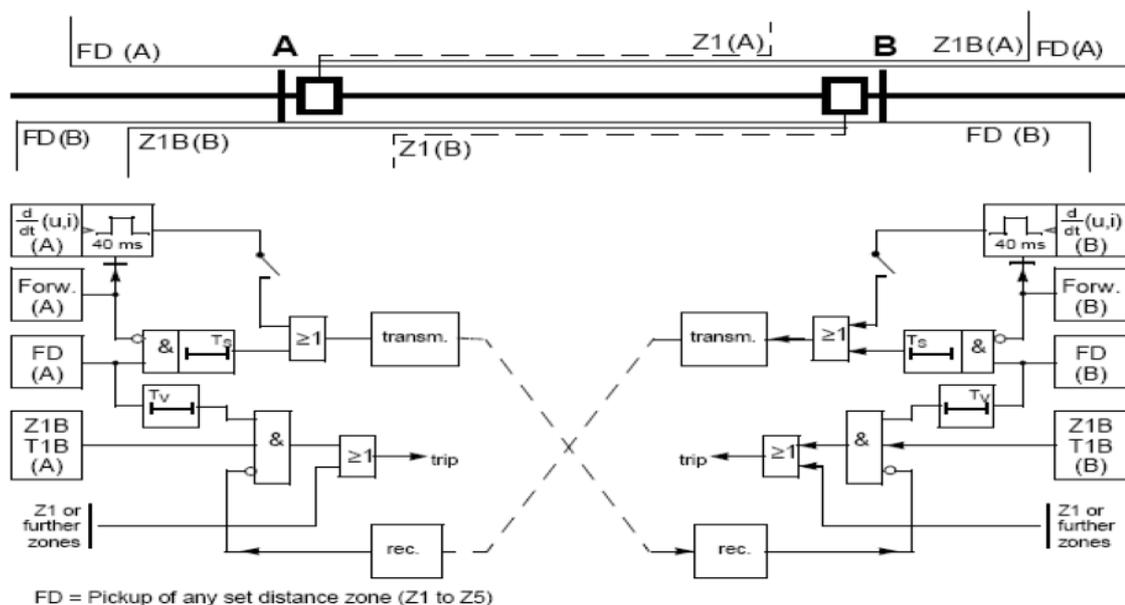


Figura 3.4 Esquema de teleprotección por bloqueo Z1B [2]

Generalizando su funcionamiento Z1B siempre será liberada siempre y cuando **no** se reciba señal de teleprotección, porque de ser así se bloqueará el disparo, esta señal se recibe si el lado opuesto ve la falla en zona inversa. Como el disparo no depende del medio de comunicación se usa OPLAT (Power line carrier), donde se usa onda portadora en la línea de alta tensión, la cuál teniendo la falla en zona inversa, estará en condición óptima para transmitir. La desventaja de esta configuración es que hay que estar vigilando constantemente el canal de comunicación para ver que funciona bien, ya que si hay una falla en la transmisión de datos se puede perder selectividad en la operación adelantándose la Z2.

3.2.2 Protección Primaria 2 en módulo de línea (P2)

Donde haya fibra óptica se debe utilizar protección diferencial de línea (ANSI 87L), dado que esta protección cuenta con convertidores analógicos digitales y deben enviar muchos bits para hacer los cálculos constantemente a diferencia de la protección de impedancia que sólo manda información en falla, enviando un bit.

En sistemas críticos la primaria 2 es redundante, se duplica todo lo referente al sistema de protección como se ve en la siguiente figura:

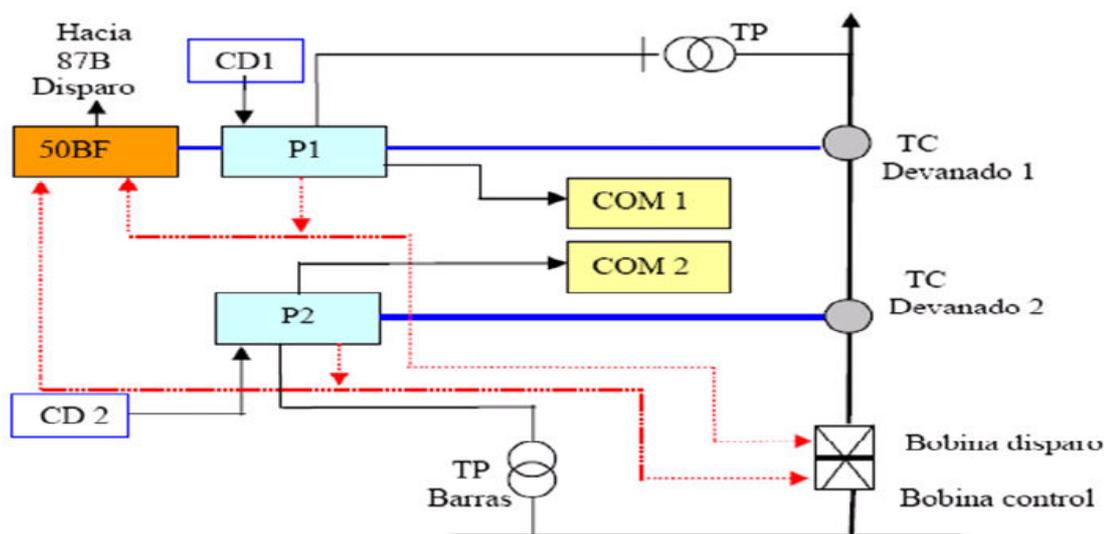


Figura 3.5 Esquema de redundancia de las protecciones P1 y P2 [2]

La 87L es más rápida en el procesamiento que la protección 21 porque debe hacer menos cálculos. Esta protección es de selectiva absoluta, esto implica que sólo opera para fallas dentro de su zona de protección; protege el 100% de la línea pero no ofrece respaldo remoto.

En la siguiente figura se muestra el funcionamiento de la 87L.

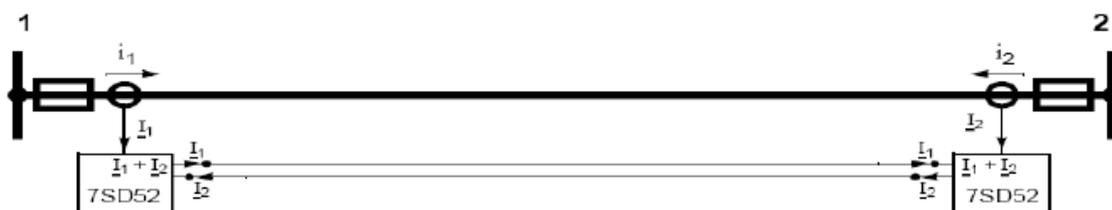


Figura 3.6 Protección diferencial de línea 87L [2]

Esta protección está censando constantemente el valor y dirección de la corriente para así determinar cuando hay un estado de falla. Se le deben hacer ajustes para que logre identificar la zona de falla y la zona de carga, esto se hace de la siguiente manera:

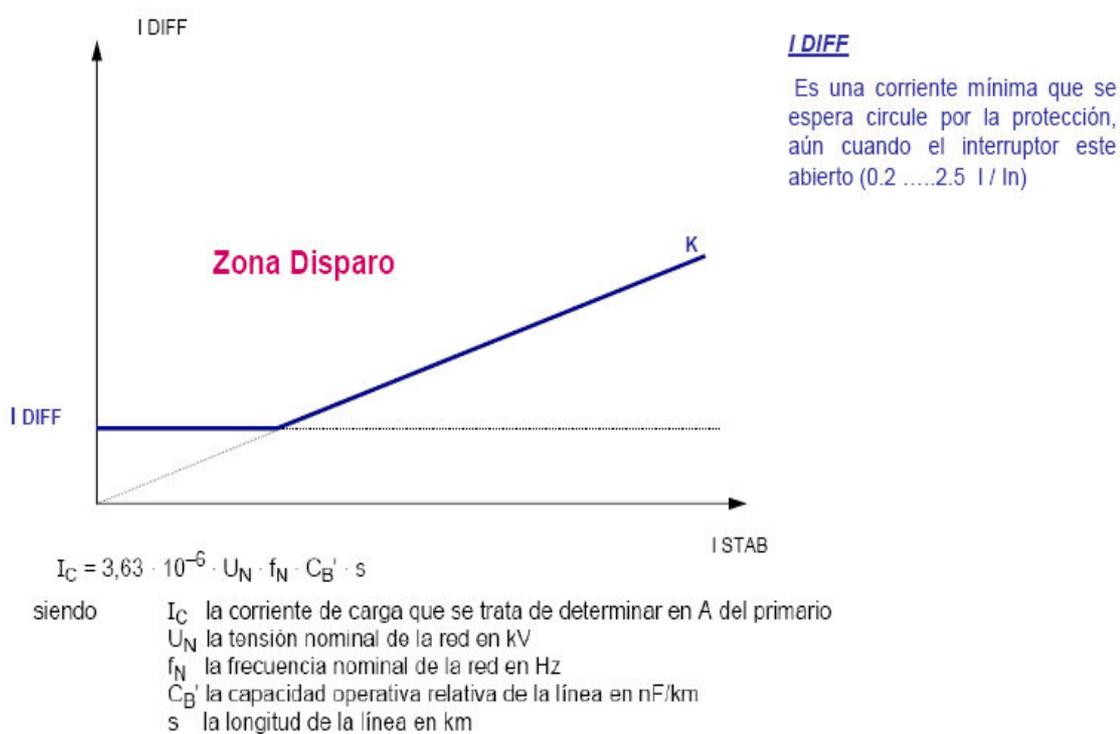


Figura 3.7 Ajustes de la protección diferencial de línea 87L [2]

Se le debe ajustar a la protección 87L que está conectada en un extremo, a la subestación de interruptor y medio una corriente diferencial que siempre tendrá circulando

debido a la característica capacitiva de la línea, para que no interprete está pequeña corriente diferencial como falla. Además se le debe ajustar un factor de estabilización K ($K=I_{diff}/I_s$) el cuál dice que tan grande debe ser la corriente de disparo respecto a la de estabilización para operar.

La corriente de estabilización y diferencial de la 87L se calculan de la siguiente manera:

$$I_{estabilización} = K(I_1 - I_2) \quad (3.2.2.1)$$

$$I_{DIFF} = I_1 + I_2 \quad (3.2.2.2)$$

Donde I_1 es la corriente que entra en un extremo de la zona protegida e I_2 es la que entra por el otro extremo. Cabe resaltar que los signos indicados en las ecuaciones 3.2.2.1 y 3.2.2.2 son para una condición de falla (2 corrientes entrando a la zona protegida), si la condición es de carga (una corriente entrando y otra saliendo) los signos se invierten en ambas ecuaciones.

3.2.3 Protección de respaldo remoto

Se da con las zonas Z2 a Z5 de la protección de impedancia. Se analizará con el siguiente ejemplo:

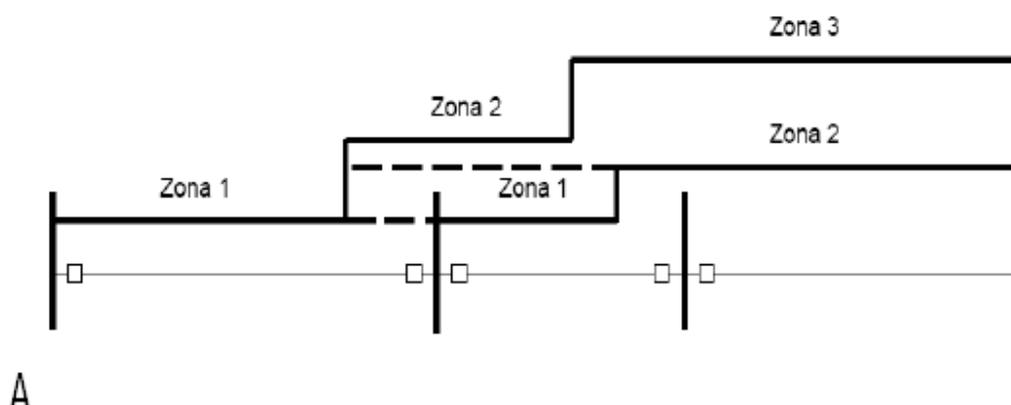


Figura 3.8 Respaldos remotos de la protección de impedancia [2]

En la figura 3.8, la subestación de interruptor y medio A, tiene conectada una línea a uno de sus diámetros, esta línea se protege con una protección 21. Esta protección respalda a las líneas conectadas a subestaciones remotas. Si una línea remota falla, el relé en la subestación A verá la falla en una de sus zonas de respaldo remoto (de Z2 a Z5), estas zonas tienen un retardo de tiempo mayor al de la primera zona para enviar disparo a los interruptores, esto para darle tiempo a las protecciones cercanas a la falla de operar, si no es así operará el respaldo remoto. Se debe procurar que los respaldos remotos no operen para que de esta forma no se pierda selectividad en la liberación de fallas. La siguiente figura muestra un ajuste de las zonas de la protección de impedancia.

SISTEMA PRIMARIA 1 IMPEDANCIA

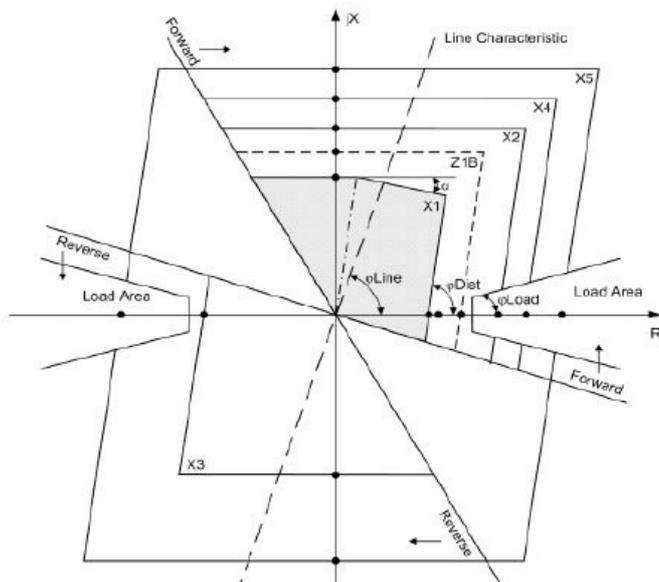


Figure 2-19 Polygonal characteristic (setting values are marked by dots)

Z1

- 85% De la línea protegida
- Disparo instantáneo (menor a 100ms)

Z2

- 70% de la línea electricamente más corta
- Disparo a 400ms

Z3

- 100% de la línea electricamente mas larga
- Disparo a 800ms

Z4 (respaldo no direccional)

- $100\% * Z3 R + 200\% * Z3 X$
- Disparo a 3.5s

Z5 (inversa)

- Igual que Z3 pero hacia atrás
- Disparo a 4s

Figura 3.9 Ajustes de respaldos remotos de la protección de impedancia [2]

3.2.4 Respaldo Local

Se usa la protección de falla de interruptor (50BF). Esta protección inicia su operación con el disparo de las protecciones P1, P2 de la subestación de interruptor y medio.

SISTEMA RESPALDO LOCAL

Inicio de falla

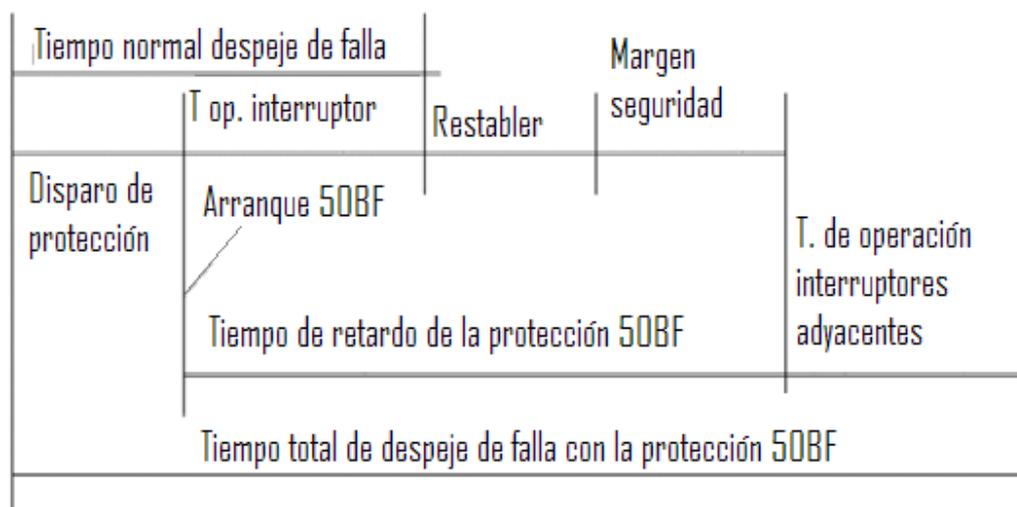


Figura 3.10 Funcionamiento de la 50BF [2]

Una vez dado el disparo de la protección primaria 1 o primaria 2 de los módulos en la subestación de interruptor y medio, la protección de falla de interruptor da un lapso de 200 ms (tiempo de retardo una vez efectuado un disparo de las protecciones primarias), si por el disparo no se abren los interruptores, la 50 BF mandará a abrir todos los posibles alimentadores de la falla para aislarla, una vez que el tiempo de retardo haya transcurrido.

3.2.5 Protección módulo de transformador

Como protección primaria 1 se usará la protección diferencial de transformador (ANSI 87T) la cuál debe ajustarse contemplando la diferencia de relación de los TC's del secundario respecto al primario, la variación en la relación de transformación del transformador de potencia por el cambiador de derivaciones, la corriente de magnetización

y las conexiones del primario y del secundario, si es delta-estrella o estrella-delta, dado que se da un desfase de 30 grados. Además se usarán las protecciones de sobrecorriente de transformador como primaria 2, tomando en cuenta para su ajuste la corriente de magnetización del transformador y las corrientes de segunda armónica para la protección de tiempo inverso de sobrecarga (51T), la protección de tiempo constante para proteger contra corto circuito se ajusta al valor de corto circuito a plena carga del transformador. Se debe hacer la salvedad de que las curvas de estas protecciones deben estar por debajo de la curva de daño del transformador para que así no se llegue nunca a esta condición. También si es un autotransformador debe tener protecciones de sobre corriente de tiempo inverso no direccionales en el lado de alta y baja ya que el transformador tendrá 2 fuentes de potencia tanto en el lado primario como en el secundario (barras de alta tensión, por ejemplo en alta 230 kV y en baja 138 kV), por lo que la dirección del flujo de potencia en el autotransformador dependerá de las condiciones del sistema (Esto se da generalmente en subestaciones de generación críticas, o subestaciones del enlace). En transformadores de potencia convencionales se deben poner las protecciones con direccionalidad (Flujo de potencia sólo en una dirección) ya que estos transformadores enlazan la fuente de potencia con cargas.

3.2.6 Protección diferencial de barras (ANSI 87B)

Opera con el principio de corrientes de Kirchoff, los módulos conectados a ella son trifásicos, esta protección necesita ver una corriente equivalente a las corrientes de las 3 fases de un módulo para así hacer la suma de todos los módulos y operar, por ello necesita transformadores mezcladores y en ocasiones transformadores de acople, ella disparará

cuando vea una corriente de falla, y se bloqueará cuando la corriente de restricción baje de un valor mínimo

3.3 Esquemas de conexión de las protecciones eléctricas en configuración de interruptor y medio y zonas de protección

A continuación se analizará el esquema de protección con 4 TC's en cada diámetro, esto ha sido propuesto por el ICE en sus diseños de subestaciones con configuración de doble barra con interruptor y medio. Se analizará el funcionamiento de las protecciones con 4 TC's y se verán las debilidades que se presentan por no usar la configuración ideal de 6 TC's en este ejemplo. La siguiente figura muestra el esquema con 4 TC's:

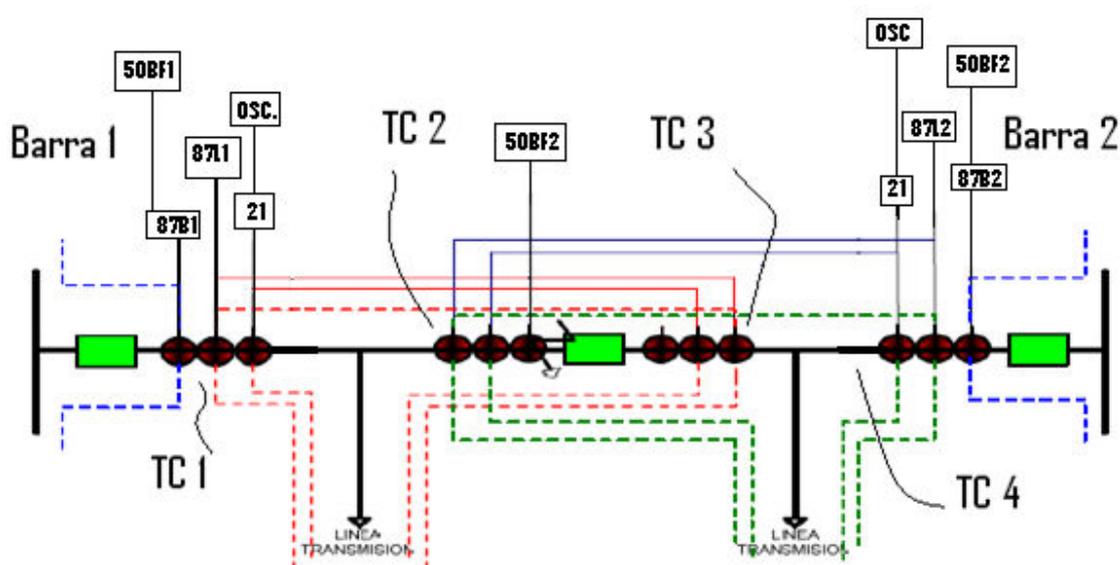


Figura 3.11 Zonas de protección

Dicha subestación contiene un diámetro con 4 TC's; los interruptores de las barras tienen el TC que limita la zona protegida, al lado de los circuitos conectados a los diámetros (TC 1 y TC 4), en este caso son 2 líneas de transmisión, un devanado secundario

de cada TC es tomado para alimentar en un mismo lazo la protección diferencial de barras (ANSI 87B) y la protección de falla de interruptor (50BF).

Otro devanado secundario del TC 1 alimentan para su respectivo módulo de línea la protección 21 (impedancia) junto con la alimentación del TC 3 y el TC 4 lo hace junto con TC 2 para el otro módulo, esto para traslapar las zonas de protección de cada módulo en el interruptor de medio diámetro, también la protección 21 se le conecta la alimentación de tensión de los TP's de la línea respectiva que se está protegiendo (en el caso de la figura 3.11 no se incluye la vista del TP de ningún módulo), ya con esto se tiene la medición de las variables de tensión y corriente para el funcionamiento del principio de impedancia. Además los mismos devanados usados para alimentar la protección 21, son usados para alimentar el osciloperturbógrafo.

Otro devanado de los TC's TC 1 y TC 3 es usado para alimentar la protección 87L (diferencial de línea) junto con la alimentación de tensión del TP conectado a la barra asociada (Barra 1) para darle polaridad a la corriente. La 87L del otro módulo de línea se alimenta con la medición de los TC's TC 2 y TC 4 con el TP de la barra 2.

Se debe tomar en cuenta que tanto el TC 1 y el TC 2 son usados tanto para la protección de barra como de línea.

El interruptor del medio del diámetro está rodeado por 2 TC's, esto con la funcionalidad de traslapar las 2 zonas de protección de líneas en el interruptor, con esto el interruptor quedará compartido por ambas zonas y por ende por los 2 módulos, es aquí

donde entra la complejidad de este esquema. Además del TC 2 se conecta la 50BF para el interruptor de medio diámetro.

Con la configuración de 4 TC's por diámetro, no se cumple lo establecido en la sección 3.1, la cual dice que las zonas de protección deben traslaparse por un interruptor, si vemos en la figura 3.11 los interruptores de barra sólo tienen un TC al lado del módulo de línea; lo que se hace en este caso es alimentar con los secundarios de estos TC's a las protecciones de barra y de línea, esto trae como inconveniente que no se incluye el interruptor de barra en la zona de protección de las líneas. Esto se analizará en las siguientes secciones con posibles fallas en la subestación

3.4 Arranques de las protecciones

Las protecciones primaria 1 y 2 arrancarán el relé 50BF con sus disparos, el cual tiene función de respaldo local, necesario en subestaciones críticas. La siguiente figura muestra el esquema de arranques de las protecciones para que se provoquen consecuentemente los disparos en la configuración de 4 TC's por diámetro.

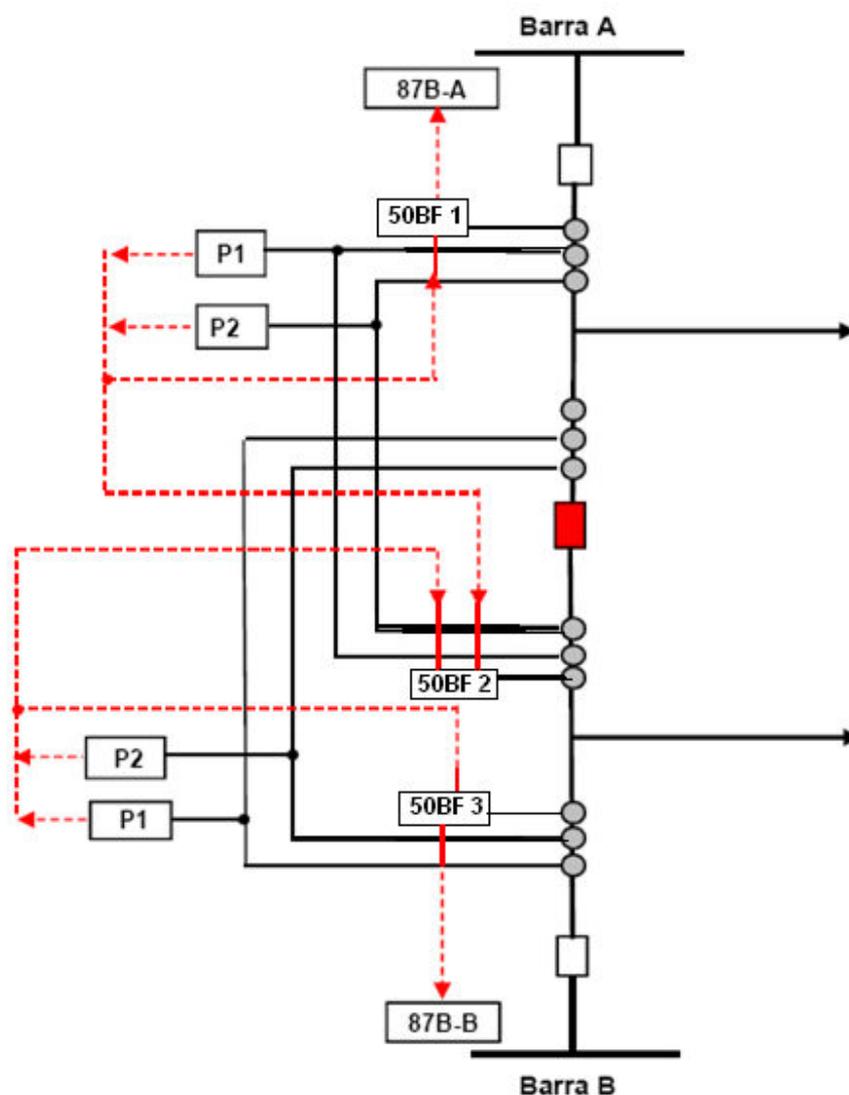


Figura 3.12 Esquema de arranque de protecciones eléctricas en el esquema de interruptor y medio [2]

Se ve de la figura 3.13 que cada interruptor tiene su respaldo local de la 50BF. Los relés 50BF de los interruptores de barra (50BF-1 y 50BF-3) arrancan por las protecciones primarias de cada módulo correspondiente cercano a la barra respectiva.

La 50BF del interruptor del centro arranca producto de las protecciones primarias de ambos módulos (50BF 2).

3.5 Análisis de respuesta en falla de las protecciones eléctricas

Para las fallas que se analizarán en esta sección, se consideró que en un diámetro de una subestación de interruptor y medio se conecta en un módulo, una fuente de potencia y en el otro módulo carga, ya que no es conveniente conectar dos fuentes a un solo diámetro ya que si por una falla se pierde dicho diámetro, se perderá toda la fuente de energía para alimentar el lugar de consumo. Se analizará además las deficiencias que muestra el esquema con 4 TC's por diámetro respecto al ideal de 6 TC's que muestra la siguiente figura:

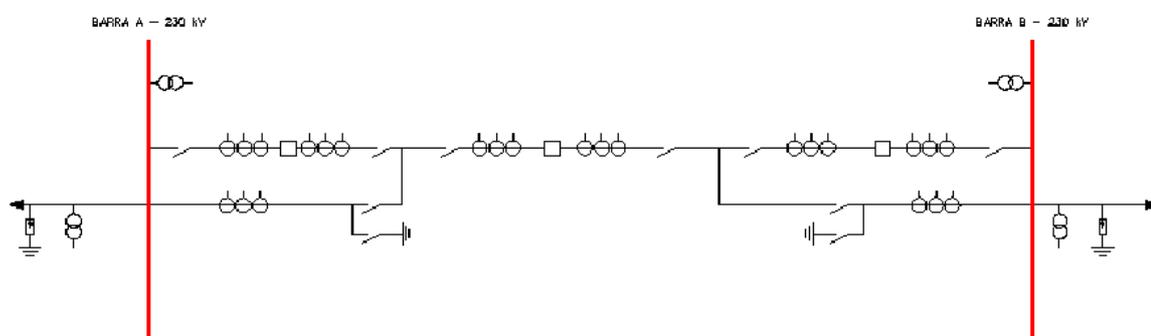


Figura 3.13 Diámetro de una subestación de interruptor y medio con 6 TC's

3.5.1 Falla en interruptor de barra

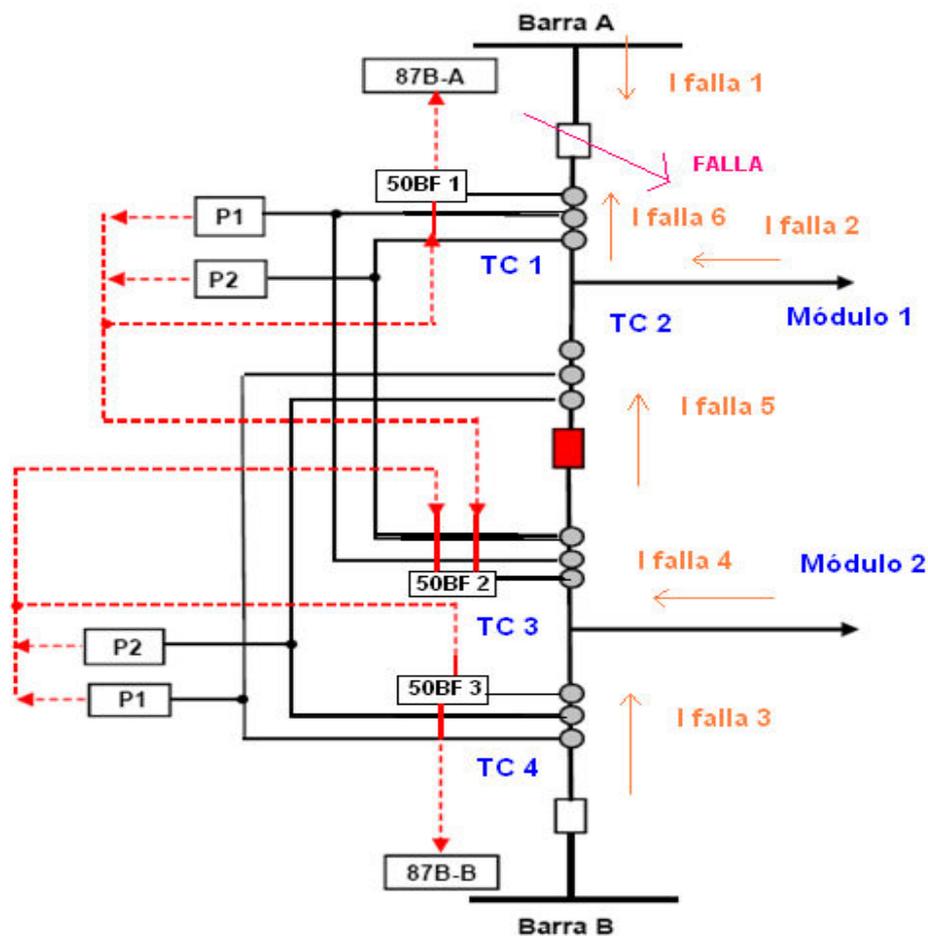


Figura 3.14 Análisis de falla de interruptor de barra

Analizando la figura 3.14 se puede ver que efectivamente la protección 87B (diferencial de barra) puede ver la falla dentro de su zona (hay una corriente de falla entrando a la barra detectada por el TC 1 conectado a un lado del interruptor de la barra A), esto produce un arranque de la 87B para provocar disparo inmediato. Ahora se disparan todos los interruptores de la barra A (suponiendo que hay más diámetros conectados a la

barra) excepto el interruptor de barra del diámetro en análisis. Hay que analizar la respuesta de las protecciones primarias del módulo de línea 1 ante la falla, para así determinar si hay un arranque de la protección 50BF de respaldo local.

Suponiendo que el módulo 1 es una línea de transmisión, la protección de impedancia P1 en la subestación de interruptor y medio verá esta misma falla hacia atrás (zona inversa), ya que la falla está fuera de la zona protegida que limita el TC 1, el relé de impedancia de la subestación en el otro extremo del módulo 1 deberá verla en zona de sobrealcance pero lo que se busca con la teleprotección es proteger el 100% de la línea por lo que se deberán bloquear los disparos, para no perder selectividad. Si se hubieran colocado 6 TC's por diámetro, la falla sería detectada, ya que quedaría dentro de la zona protegida, con 4 TC's la falla quedará sólo respaldada por las zonas de impedancia de respaldo remoto de la subestación en el otro extremo del módulo 1, lo que hay que hacer es poner el TC faltante en el otro extremo del interruptor para así traslapar las zonas de protección en el interruptor de barra (poner 6 TC's por diámetro). Por la protección P1 no habrá disparo en primera zona por lo tanto la 50BF no arrancará, habrá que ver si la P2 provoca un disparo.

Analizando lo que la protección 87L detecta, se debe analizar el flujo direccional de la corriente en la zona protegida. En condiciones de carga en el nodo de conexión de una línea de transmisión crítica al diámetro, se pueden tener las siguientes direcciones de flujo:

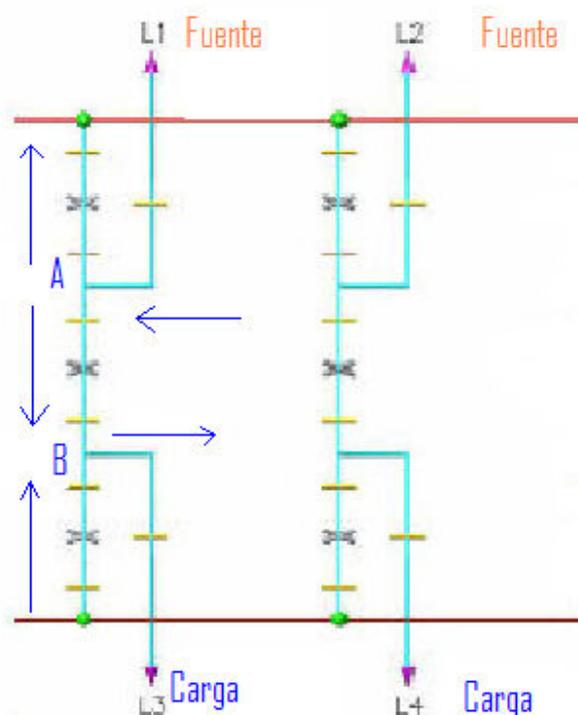


Figura 3.15 Análisis de flujo de potencia en subestación de interruptor y medio en condiciones normales

Cuando en el nodo de conexión del diámetro se conecta una línea que a su vez conecta una fuente de potencia (nodo A), se tiene que la corriente entra en A y sale tomando la dirección hacia las barras, buscando la carga; el nodo con carga (nodo B) debe ver 2 corrientes entrando a él para tomar la dirección hacia el lugar de consumo.

Haciendo énfasis en la figura 3.14, si hay una falla en el interruptor de barra, el módulo con la fuente de energía conectada (se supone módulo 1) sigue inyectando por su nodo de conexión al diámetro una corriente llamada “I falla 2” proveniente de la subestación conectada al otro extremo; la 87L de la subestación del otro extremo ve la corriente saliendo hacia el lugar de consumo por lo tanto ve reflejada una condición de

carga, ahora en la subestación de interruptor y medio, los TC's TC 1 y TC 3 deben ver dos corrientes saliendo del nodo de conexión del módulo 1 hacia las barras, para que así se vea reflejado en el relé 87L de esta subestación una condición de carga. El transformador de corriente TC 3 ve una corriente entrando a la zona protegida llamada "I falla 5" y el transformador de corriente TC 1 ve una corriente saliendo de la zona de protección hacia la falla llamada "I falla 6" que es la suma de "I falla 5" con "I falla 2". Si se analiza bien lo que está pasando en la subestación de interruptor y medio, hay una corriente resultante hacia la barra ya que la magnitud de "I falla 6" es mayor. Los relés 87L de la subestación de interruptor y medio y el de la subestación en el otro extremo del módulo 1 están comunicados y la condición reflejada en el sistema de protección diferencial es la siguiente:

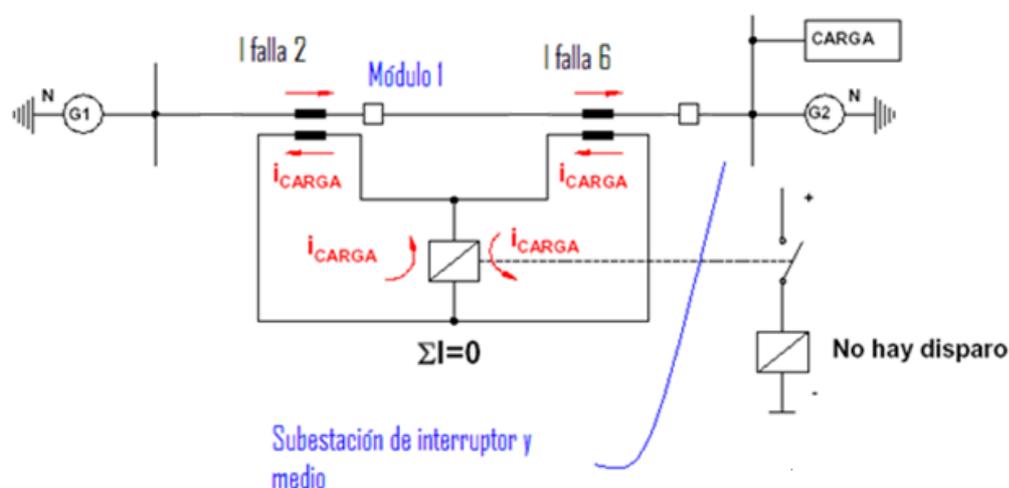


Figura 3.16 Acción ante la falla en interruptor de barra del sistema de protección diferencial con 4 TC's por diámetro

La P2 no manda disparo a los interruptores en su zona protegida, aunque hay falla. Las protecciones diferenciales no logran distinguir la falla por la dirección de las corrientes.

Si estuvieran los 6 TC's en el diámetro, el TC que estaría ubicado en el otro extremo del interruptor de barra podría ver que en realidad hay una corriente de falla entrando a la zona del módulo 1, la cuál es "I falla 1", y que por el otro límite de la zona de protección entra la "I falla 5" por el TC 3, esto da como resultado dos corrientes entrando a la zona por lo que el relé dispara.

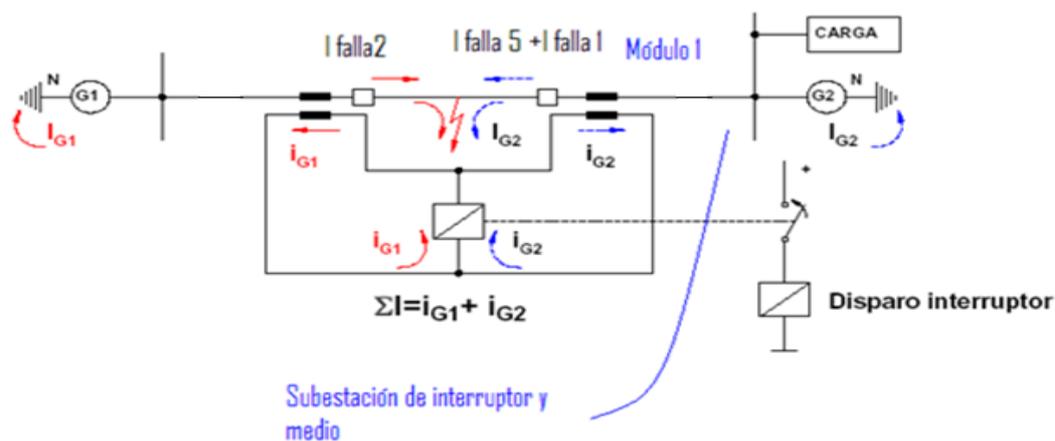


Figura 3.17 Acción ante la falla en interruptor de barra del sistema de protección diferencial con 6 TC's por diámetro

Cabe resaltar que siempre se debe ajustar la 87L con los parámetros indicados en la sección 3.2.2 dependiendo de la condición del sistema.

Con la no acción de las protecciones primarias, habrá que esperar la acción de respaldos remotos lo cuál no es conveniente para subestaciones críticas.

Con 6 TC's, si se logra ver la falla por la 87L, con esto se provocará un disparo por la P2, esta mandará el disparo al interruptor del centro del diámetro y al interruptor en el extremo otro extremo del módulo 1 y además tomando en cuenta que la 87B abrió toda la barra A, se llega a la conclusión de que se despejó la falla.

Cabe resaltar que por el disparo de P2 se da un arranque de la 50BF, esto garantizaría un respaldo local por si se da el caso de que otro interruptor falle.

Ahora se analiza la respuesta de las protecciones del módulo 2 ante la falla. Si es un módulo de línea, la protección de impedancia ve la falla hacia atrás, el relé de impedancia de la subestación en el otro extremo del módulo ve la falla en Z2 por lo que un disparo en Z1 no se dará, por lo que se llega a la conclusión de que la protección de impedancia del módulo 2 ofrece un respaldo remoto, se preserva la selectividad. Ahora para determinar que hacen las protecciones diferenciales se analizará de igual forma si es un módulo de transformador o de línea. Se verá la siguiente condición:

$$I_{DIFF} = I_{falla\ 4} + (I_{falla\ 3} - I_{falla\ 5}) \quad 3.5.1.1$$

$$= I_{falla\ 4} + I_{falla\ 3} - I_{falla\ 5} \quad 3.5.1.2$$

$$= I_{falla\ 4} + I_{falla\ 3} - (I_{falla\ 3} + I_{falla\ 4}) \quad 3.5.1.3$$

$$= 0$$

$$I_{estabilización} = K(I_{falla\ 4} - (I_{falla\ 3} - I_{falla\ 5})) \quad 3.5.1.4$$

$$= K(I_{falla\ 4} - I_{falla\ 3} + I_{falla\ 5}) \quad 3.5.1.5$$

$$= K(I_{falla\ 4} - I_{falla\ 3} + I_{falla\ 3} + I_{falla\ 4}) \quad 3.5.1.6$$

$$= 2KI_{falla\ 4} \quad 3.5.1.7$$

La corriente de estabilización es mayor a la diferencial por lo tanto para un módulo de transformador o módulo de línea la 87G o 87L respectivamente no disparan.

Si en el módulo de transformador se tiene un auto transformador, la protección de sobrecorriente no direccional que funciona como respaldo verá la falla y desconectará al transformador. Si en el módulo está un transformador de potencia la protección de respaldo de sobrecorriente no verá la falla ya que tiene direccionalidad; esta direccionalidad sería hacia la carga.

Si el módulo 2 es de generador, dependiendo del tipo de falla, las distintas protecciones del generador actuarán. Para cortos circuitos externos bifásicos o trifásicos, la 51V desconectará el interruptor principal del generador; para cortos circuitos a tierra, la 51TN verá la falla, y desconectará el interruptor principal, el interruptor de campo y el primotor, dependiendo de que tan crítico sea el generador puede ser que se presenta la protección 46 la cual desconectará el interruptor principal si se da un desbalance del estator.

Consideraciones importantes:

- a. Con la configuración con 4 TC's, una falla en el interruptor de barra no será despejada por la P1 de ninguna línea en la subestación de interruptor y medio a menos de que se espere el respaldo remoto del relé de la subestación que se encuentra en el otro extremo de la línea, caso que no es posible porque para una subestación crítica el tiempo de liberación de falla debe ser mucho menor a la Z2 (400 ms) de la protección de impedancia por ejemplo.

- b.** Ya que no habrá disparo por P1 con 4 TC's, el respaldo local por falla de interruptor 50BF esperará para su arranque el disparo de la 87L, el cual no se dará a menos de que hayan 6 TC's por diámetro.
- c.** Con los 6 TC's se tendría la falla dentro de la zona de línea por lo que actuaría la protección de impedancia en primera zona, por lo que la 50BF podría arrancar no sólo por el disparo de P2 sino también por el de P1. Se debe contar con el adecuado sistema de teleprotección para que no se pierda tiempo en la operación para provocar el disparo, además se debe tomar en cuenta que para la 87L el canal de comunicación es vital, si se pierde la comunicación por fibra óptica se perderá por completo el principio diferencial.
- d.** Si el módulo anexo al interruptor de barra bajo falla es un módulo de línea, una falla en el interruptor de barra se alimentará por el módulo. Si el módulo anexo al interruptor de barra bajo falla es de transformador que conecta a una barra de carga, la corriente de falla a través del módulo será cero. Como se supuso al inicio del análisis, se conectarán a los diámetros una línea de transmisión que conecta la fuente de energía y en el otro módulo se conectarán cargas; otra fuente de energía, etc. Con esta consideración y al existir la posibilidad de que cualquier interruptor de barra falle se recomienda el uso de 6 TC's por diámetro ya que para esa falla puede darse el caso de que a través del módulo de línea se alimente la falla, y por ello se necesita un adecuado funcionamiento del principio diferencial.

3.5.2 Falla en el interruptor del centro del diámetro

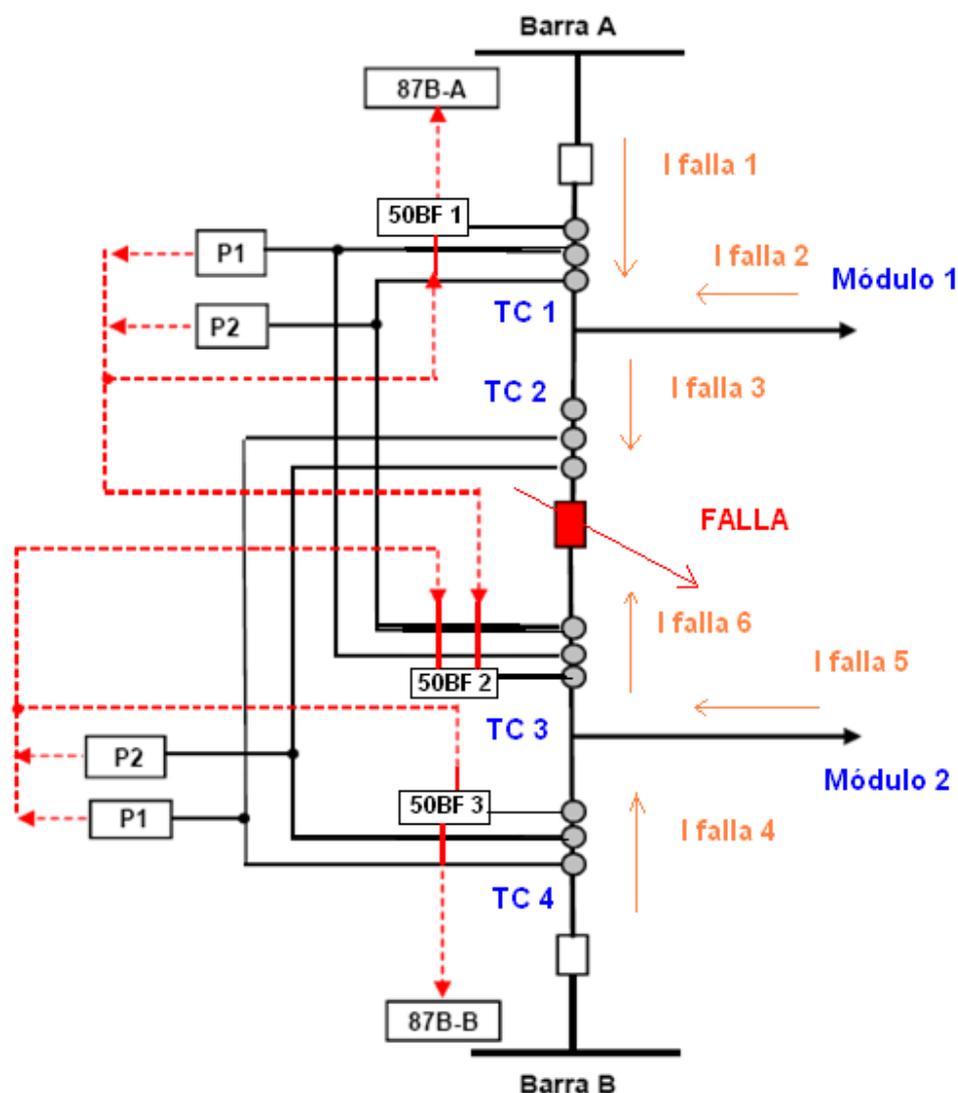


Figura 3.18 Análisis de falla de interruptor de medio diámetro

En este caso se presenta quizás la falla más indeseable en este esquema ya que las 2 zonas de protección de los módulos pueden ver la falla dentro de la zona protegida (ver figura 3.11), ya que las zonas de los módulos comparten el interruptor, el cual hace que las zonas de protección se traslapen.

Las protecciones P1 y P2 de los módulos deben actuar sobre el interruptor compartido por las zonas protegidas y los interruptores de barra, pero las protecciones no podrán operar el interruptor de medio diámetro ya que está bajo falla. Si se supone que el módulo 1 es una línea que transmite la energía hacia la subestación, la protección de impedancia arranca por ver la falla dentro de su zona de protección, puede ver la falla en Z1, el relé de impedancia de la subestación del extremo opuesto de la línea puede ver la falla en zona de sobrealcance Z1B. Si hay una adecuada acción por teleprotección el relé de impedancia de la subestación de interruptor y medio deberá mandar una señal para provocar el disparo en el otro extremo de la línea y disparar tanto el interruptor de la barra asociada y el interruptor de medio diámetro el cuál no abre por estar en falla.

La P2 87L, es complementaria a la protección P1 de impedancia, puede ver una condición de falla ya que hay dos corrientes entrando a su zona de protección, la corriente "I falla 1" por el TC 1 y la "I falla 6" por el TC 3, además el relé 87L de la subestación del otro extremo también ve la corriente "I falla 2" entrando a la zona protegida, por lo que la protección diferencial dispara los interruptores y abre el módulo de línea 1 y a su vez el interruptor de la barra A. Tanto la P1 como la P2 del módulo 1 dan la orden de disparo a los interruptores de la zona protegida. Se debe recordar que la P1 y la P2 son redundantes por lo que las dos son de acción inmediata (100 ms o menos) pero la P1 es de selectividad relativa y la P2 de selectividad absoluta, el disparo se provocará por la señal que se propague más rápido.

Dado que se da un disparo instantáneo ya sea por la P1 o la P2 del módulo de línea 1, se dará un arranque de la protección 50BF de falla de interruptor para así mandar un disparo al interruptor de la otra barra (barra B) y al interruptor del módulo 2, que puede ser el interruptor de un transformador o un interruptor que se encuentra en el otro extremo de una línea de transmisión, el disparo de la 50BF se dará en 200 ms, después del disparo de las P1 y P2 de las zonas de protección de los módulos, por lo que hay que ver como actúan las protecciones P1 y P2 del módulo 2 para así determinar si el interruptor de la barra B y el interruptor del módulo 2 abren antes por acción inmediata.

Si el módulo 2 es una línea de transmisión que conecta a otra subestación que conecta a cargas y fuentes, la falla se alimentará por esta línea, en el caso de la figura 3.19 la corriente es “I falla 5”, la cuál se suma con la corriente de falla proveniente de la barra B “I falla 4” dando como resultado la “I falla 6” dirigida hacia el lugar de la falla.

La P1 del módulo 2 ve la falla en Z1, por lo tanto manda la orden de disparo al interruptor de la barra B y al interruptor en el otro extremo del módulo 2 de línea, el interruptor de medio diámetro no se podrá operar.

La P2 ve la condición de falla, la corriente “I falla 4” entra a la zona de protección por el TC 4 y la “I falla 3” entrando por el TC 2, por lo cuál se da la orden de disparo al interruptor de la barra B y al interruptor en el otro extremo del módulo 2 de línea.

Los disparos son provocados en los interruptores por la señal más rápida en propagarse.

Para la falla en el interruptor de medio diámetro los dos módulos podrán ver la falla tanto por la P1 como por la P2, se dará la apertura de los dos módulos y de las dos barras, por lo que se da la pérdida del diámetro completo. Por los disparos provocados por la P1 y la P2 de ambos módulos hay un arranque de la 50BF del interruptor de medio diámetro, por lo que se contará con el respaldo local de la subestación si alguna de las protecciones primarias falla en su operación o si un interruptor no abre. Esta falla es la que más daño produce, ya que inhabilita todo el diámetro, perdiéndose así dos circuitos.

Si el módulo 2 es de transformador se tiene lo siguiente para la 87G:

$$I_{DIFF} = I_{falla\ 5} + (I_{falla\ 3} + I_{falla\ 4}) \quad 3.5.2.1$$

$$= I_{falla\ 5} + I_{falla\ 3} + I_{falla\ 4} \quad 3.5.2.2$$

$$I_{estabilización} = K(I_{falla\ 5} - (I_{falla\ 4} + I_{falla\ 3})) \quad 3.5.1.4$$

$$= K(I_{falla\ 5} - I_{falla\ 4} - I_{falla\ 3})$$

La corriente de estabilización es menor a la diferencial por lo tanto no disparo de la 87G.

Si en el módulo de transformador se tiene un auto transformador, la protección de sobrecorriente no direccional que funciona como respaldo verá la falla y desconectará al transformador. Si en el módulo está un transformador de potencia la protección de respaldo de sobrecorriente no verá la falla ya que tiene direccionalidad,; esta direccionalidad sería hacia la carga.

Si el módulo 2 es de generador, dependiendo del tipo de falla, las distintas protecciones del generador actuarán. Para cortos circuitos externos bifásicos o trifásicos, la

51V desconectará el interruptor principal del generador; para cortos circuitos a tierra, la 51TN verá la falla, y desconectará el interruptor principal, el interruptor de campo y el primotor, dependiendo de que tan crítico sea el generador puede ser que se presenta la protección 46 la cual desconectará el interruptor principal si se da un desbalance del estator.

La transferencia de disparo de la 50 BF por falla en el interruptor de medio diámetro se muestra en las siguientes figuras:

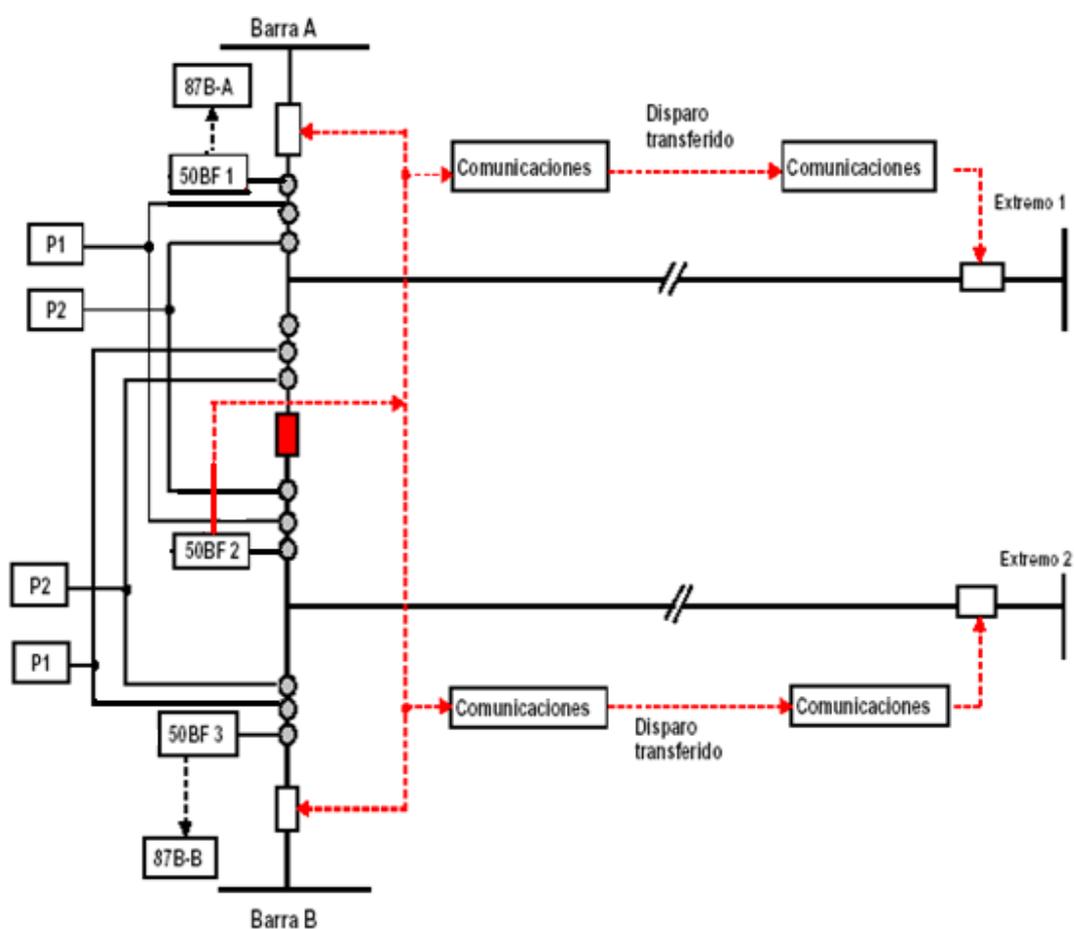


Figura 3.19 Disparos transferidos de la 50BF del interruptor del medio diámetro con 2 módulos de línea

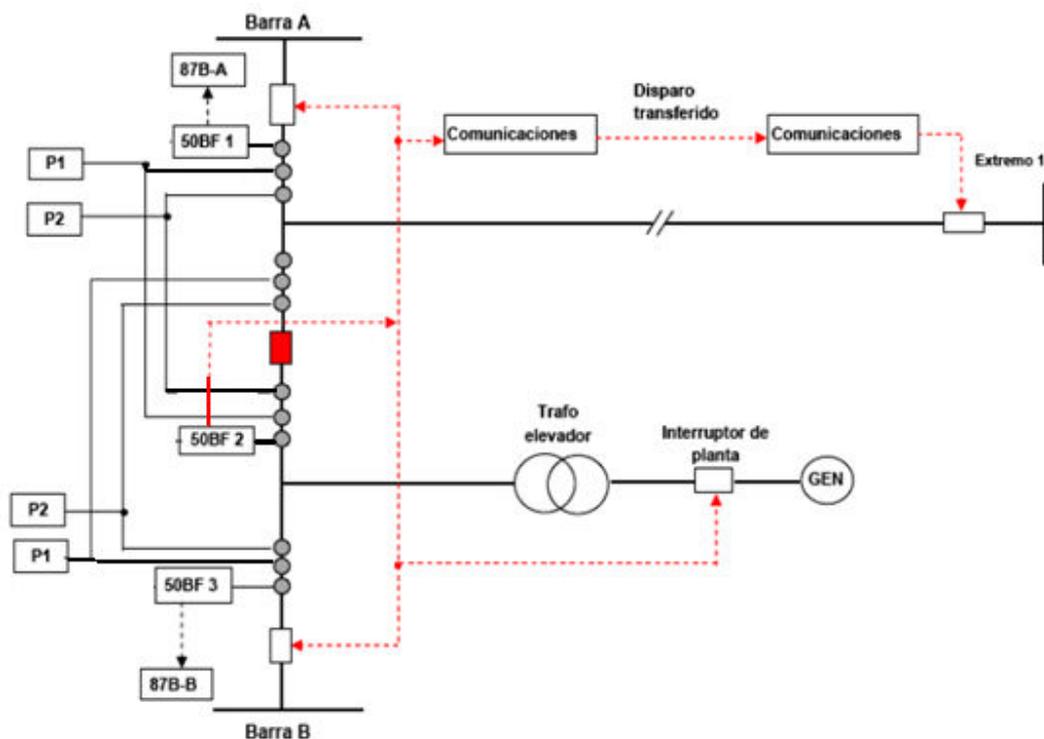


Figura 3.21 Disparos transferidos de la 50BF del interruptor del medio diámetro con un módulo de línea y uno de generación

El disparo se debe transferir por medio de un sistema de comunicación el cuál debe dar la señal para que los interruptores de las subestaciones alejadas operen. Además la 50BF debe abrir todos los interruptores dentro de la subestación que sean alimentadores de la falla.

Consideraciones importantes

- a. Para esta falla siempre se dará arranque de la 50BF ya sea por disparo de la P1 o de la P2 por lo que se contará con el respaldo local, ya sea con 4 o 6 TC's, ya que la falla siempre quedará en Z1 para la protección de impedancia y la 87L

por direccionalidad de las corrientes ve una condición de falla, estas condiciones provocarán disparo para P1 y P2 por lo que se dará un arranque de la 50BF.

- b. Si se cae la comunicación entre los relés 87L se pierde el principio diferencial pero la 50BF podrá arrancar por un disparo en Z1 de P1 de línea, por lo que el respaldo local actuará por la falla de un interruptor si el disparo de la 21 no produce apertura de los interruptores, eliminando todos los posibles alimentadores de la falla.
- c. Si se pierde la comunicación entre los relés de impedancia sólo se pierde la certeza de la protección de la línea en un 100%, lo que puede provocar tardanza en la operación de disparo, lo cual en subestaciones críticas no es conveniente ya que se puede sobrepasar el tiempo crítico de liberación de falla y provocar así un colapso del sistema.
- d. Se debe tener certeza que la configuración de teleprotección de la subestación de interruptor y medio y la subestación que esta conectada a ella por medio de un línea de transmisión, tengan las mismas configuraciones de teleprotección para que así se tenga un adecuado procesamiento de la información transmitida y así no perder selectividad ni rapidez de operación.

3.5.3 Falla en módulo

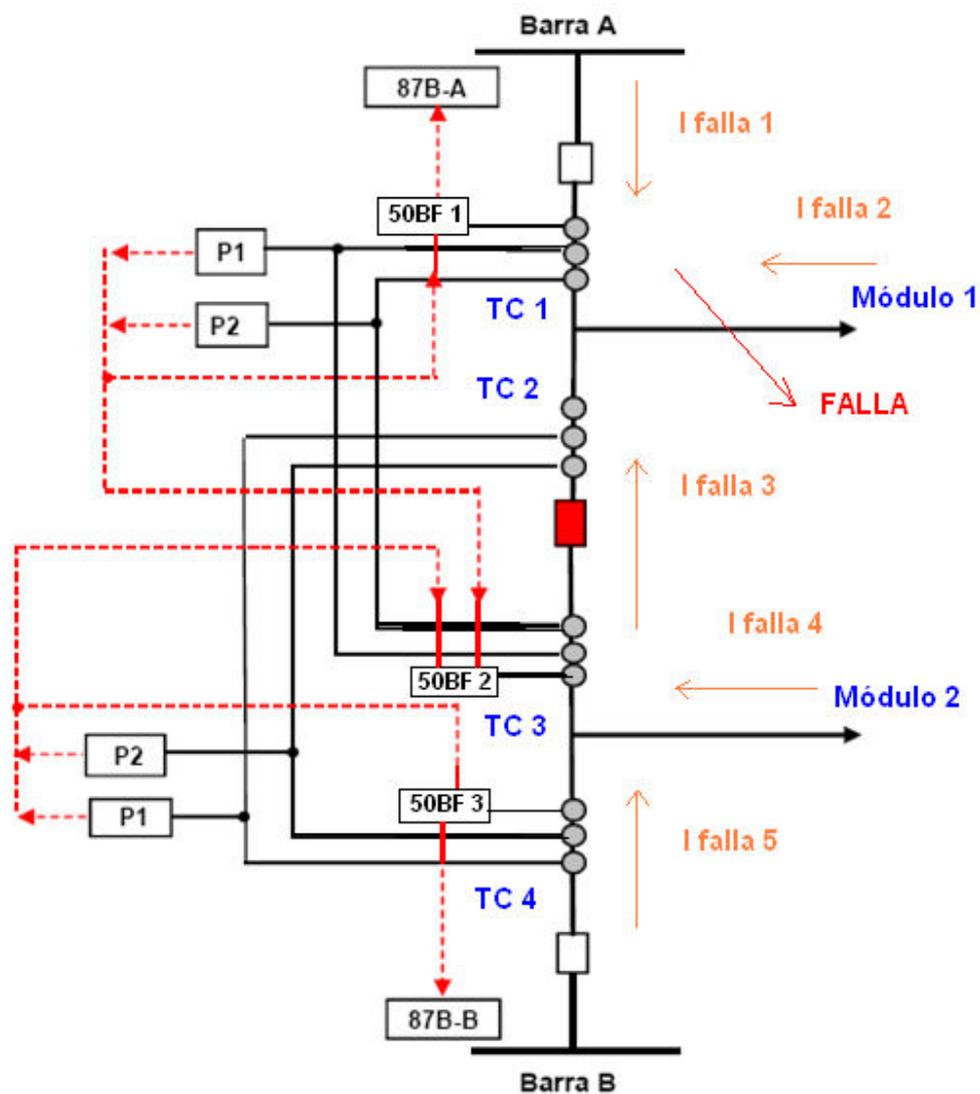


Figura 3.22 Análisis de falla en módulo

Aquí las protecciones primaria 1 y 2 de la subestación de interruptor y medio deberán actuar para abrir el interruptor de la barra asociada y el interruptor de medio diámetro. Si alguno de los interruptores de la zona protegida falla se cae en los casos estudiados en las secciones anteriores. Aquí el relé diferencial 87L no tiene error y debe

disparar ya que ve 2 corrientes entrando a la zona protegida, la protección 21 ve la falla en Z1, debe usar la teleprotección para proteger el 100% de la línea, esto en el caso de un módulo de línea, en un módulo de transformador, el disparo se hará de inmediato ya que el interruptor de este módulo se encontrará en la misma subestación como ya se había mencionado con la protección 87T o con las protecciones de sobrecorriente del transformador, etc., dependerá del tipo de falla en la máquina. Se vuelve a recalcar que la subestación de interruptor y medio y la subestación conectada a ella por medio de una línea de transmisión deben tener el mismo sistema de teleprotección por las mismas razones apuntadas en la sección anterior. Los sistemas de teleprotección dependerán del medio de comunicación con el que se contará para la subestación. Para esta falla no hay problemas con la configuración de 4 TC's por diámetro.

3.5.4 Falla en una barra

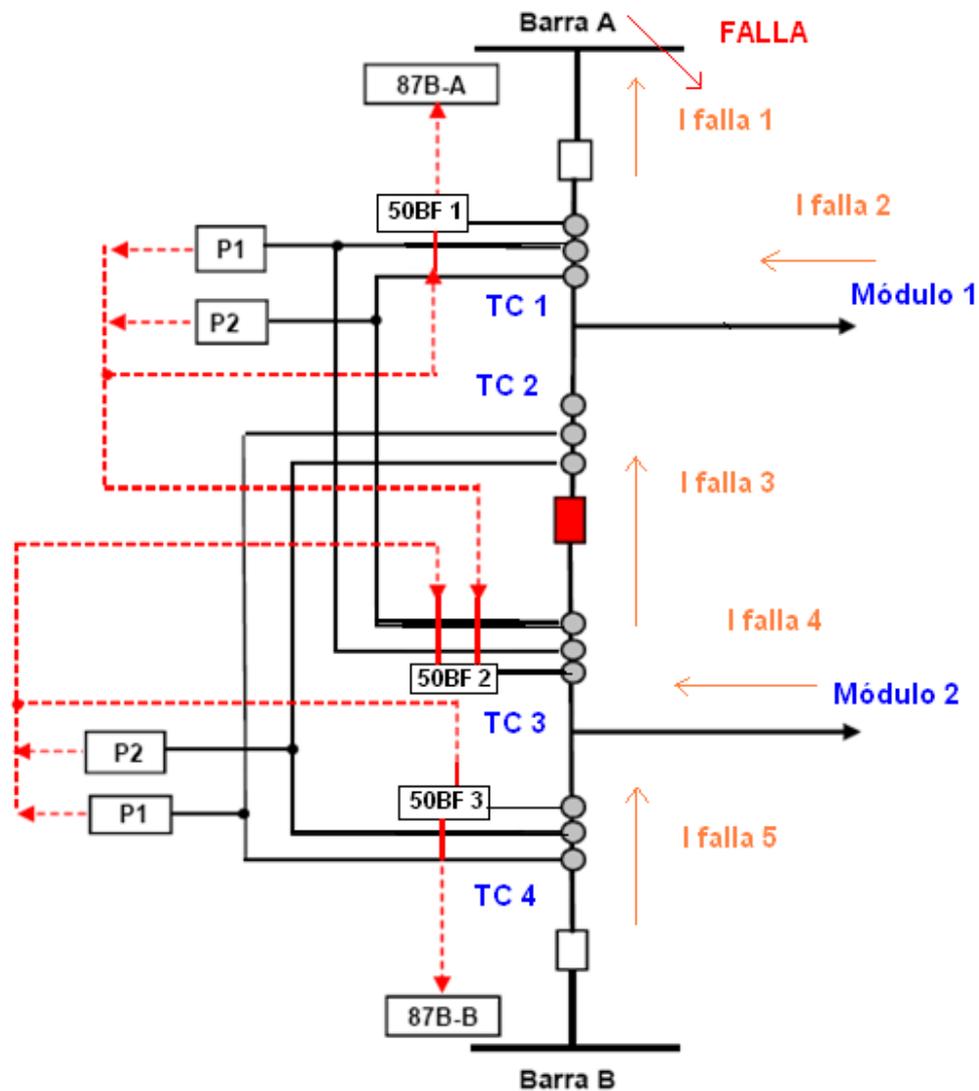


Figura 3.23 Análisis de falla en módulo

Para esta falla actuará sin lugar a dudas la 87B de la barra, mandará la señal de apertura a todos los interruptores de barra. Para esta falla no hay problemas con la configuración de 4 TC's por diámetro.

3.6 Recierres

Los interruptores que abren por una falla son los más cercanos a la misma (principio de selectividad). Si una falla se da en un módulo de línea de unos de los diámetros de una subestación de interruptor y medio, se permitirá un solo intento de recierre monopolar después de 400 ms, de lo contrario se puede perder sincronismo. Por esta condición se requieren interruptores monopolares en las líneas, para que así se puedan abrir independientemente las fases ante fallas monofásicas. Para módulos de transformador sólo se permiten disparos por falla tripolares, porque si se dispara una sola fase, se presentaría un gran desbalance en el transformador, esto provocaría calentamiento excesivo en la máquina. Para transformadores no se permiten los recierres luego de la apertura por falla, ya que los transformadores necesitan altas corrientes de magnetización en el arranque.

La función de recierre es la ANSI 79.

3.7 Cuadro comparativo entre el sistema de protección del esquema de doble barra con interruptor y medio y del esquema de barra partida con interruptor de enlace

Tabla 3.1 Comparación del sistema de protección de los esquemas planteados

Comparación del sistema de protección	
Esquema de barra partida con interruptor de enlace	Esquema de doble barra con interruptor y medio
1. Cuando se usa el interruptor de transferencia para sacar a mantenimiento algún interruptor de módulo, se debe tomar en cuenta que cada módulo alimenta distintos tipos de circuito, por lo que el disparo a este interruptor se debe adecuar a las protecciones del módulo que sustituirá. La transferencia de disparo se da por medio del seccionador de derivación	1. En este esquema se puede sacar cualquier interruptor a mantenimiento sin modificar el automatismo de las protecciones
2. Al tener la barra principal dividida por un interruptor se forman 2 zonas de protección de barras las cuales dispararán los interruptores de barra y el interruptor que divide la barra, si se usa el interruptor de transferencia para sustituir algún interruptor el disparo será transferido. Si una diferencial de barras actúa se perderá la mitad de la subestación.	2. Al tener dos barras principales, se forma para cada barra una zona de protección, las barras son totalmente independientes y las protecciones de barra disparan por falla a los interruptores de asociados a ella, se aísla la barra por todos los circuitos seguirán alimentados por la otra barra.
3. La protección de respaldo local 50BF sólo mandará disparos a los interruptores locales, ya que si falla algún interruptor de barra las protecciones primarias de un módulo de línea verán la falla y desconectarán el interruptor en el extremo opuesto. Esto provocará un arranque de la 50BF. Si la 87B actúa se asilará la falla, sino la que abrirá los interruptores será la 50BF.	3. La protección 50 BF de los distintos interruptores deben mandar disparos a interruptores locales de la subestación y a los remotos que se encuentran en otras subestaciones por teleprotección, ya que al haber dos barras energizadas y 2 circuitos por diámetro se tendrán muchos alimentadores de falla que deben desconectarse.
4. Aún con el adecuado esquema de protección dependiendo del tipo de falla se puede perder hasta el 50 de la subestación	4. Con un adecuado esquema de protección y con las zonas de protección debidamente delimitadas por la presencia de TC's, se tendrá alta confiabilidad del servicio de energía. Lo más grave sería la pérdida de un diámetro completo (2 circuitos).
5. No se permiten recierres en el interruptor de transferencia, ya que como puede sustituir cualquier interruptor de módulo, por ejemplo, uno de transformador, el recierre no es permitido.	5. Cuando se abren los interruptores que protegen un módulo línea, los recierres monopolares sólo son permitidos en los interruptores de barra, el interruptor de medio diámetro cierra después por sincrochequeo.

CAPÍTULO 4: Control en el esquema de subestaciones de doble barra con interruptor y medio

En las subestaciones eléctricas se manejan niveles altos de tensión, lo cuál hace peligroso cualquier trabajo en la instalación. En la actualidad se han desarrollado sistemas de control automático que han hecho más flexible la operación de los equipos de potencia sin arriesgar la vida de operarios.

Se explicará a continuación algunos sistemas de control utilizados.

4.1 Unidades de control de bahía (UCB)

Son sistemas electrónicos de alta tecnología en los cuáles se pueden integrar muchas funciones de control. Estos equipos reciben señales de los equipos de medición y así procesan la información.

Entre sus funciones están la de supervisar el estado de los interruptores y seccionadores, para poder controlar por medio de un conjunto de entradas y salidas, el cierre y apertura de los mismos.

También recibe alarmas por si hubo mal funcionamiento de los equipos de potencia.

Entre muchas funciones destacan la de verificación de sincronismo para el mando de cierre de interruptores, se puede implementar funciones lógicas de enclavamientos para la generación de los mandos, comunicación entre los relés para reducir cableado y entradas binarias y además comunicación con la unidad central de procesamiento.

4.2 Unidad central de procesamiento

Esta unidad se encarga de integrar todas las unidades de control y supervisar el adecuado funcionamiento de ellas. Se comunica con las unidades de bahía por fibra óptica. Tiene centros de control local o remoto.

De esta unidad depende la robustez del sistema de automatización por lo cual usa componentes de hardware muy robustos.

Entre sus principales funciones están la de controlar y regular el procesamiento de datos de todos los dispositivos de la subestación, es importante para la visualización de la interfaz Hombre-Máquina que da al operador facilidad de operación, etc.

4.3 Estación de operación central (EOL)

Es una interfaz Hombre-Máquina en donde se ejecutará todo el control y monitoreo de la subestación, en ella se permite la adquisición de oscilografía de las protecciones y datos de medición. El diseño de la EOL debe optimizar los pasos a seguir para ejecutar una operación para minimizar errores.

4.4 Servidor de base de datos de la subestación

Tiene las mismas características de la EOL pero se usa para almacenar información.

Tiene acceso a todos los subsistemas de nivel 1 (Unidades de control de bahía y protecciones con protocolo de comunicación IEC 61850) a través de una interfaz de comunicación de la unidad central de procesamiento utilizando como medio de comunicación la fibra óptica.

Almacena información de oscilografía de las protecciones, alarmas y datos de medición. La información que almacena puede ser consultada por centros de monitoreo remoto.

4.5 Panel de información

Es una interfaz Hombre-Máquina. Cumple con todo lo referente a la EOL a excepción de que no puede ejecutar mandos.

4.6 Niveles de operación

En las subestaciones se tienen diferentes niveles de operación:

1. Nivel 0 o nivel de patio, se refiere al control desde el propio equipo en la subestación.
2. Nivel 1 o nivel de bahía, se refiere al control local de las bahías por medio de la UCB correspondiente.
3. Nivel 2 o nivel de la subestación, se refiere al control desde la EOL en sala de control.
4. Nivel 3 o nivel de control remoto, se refiere al control que se realiza remotamente, en el caso de Costa Rica es el Centro Nacional de Control de Energía.

4.7 Jerarquía de mando

El nivel 0 tiene la mayor jerarquía de mando, mientras el nivel 3 tiene la menor.

Desde el nivel 0 hasta el nivel 2 se dispondrá de algún medio para conmutar la operación de local a remoto. Se debe aclarar lo del nivel de jerarquía de la siguiente forma, si hay varios

niveles de operación con su conmutador en local, sólo el de mayor jerarquía podrá dar mandos sobre el equipo a operar.

En el nivel 0 hay conmutadores de operación local/remoto en cada interruptor de potencia y en todos los seccionadores motorizados.

En el nivel 1 hay un conmutador local/remoto por cada UCB, el cual puede ser un elemento físico o un elemento del panel de operación de la UCB. En la UCB además se indica el estado de jerarquía con alguno de estos comentarios: Patio, bahía, remoto.

En el nivel 2 hay un conmutador local/remoto en la interfaz Hombre-Máquina de la EOL. Se indica la jerarquía de mando con uno de los siguientes comentarios: Subestación o Remoto. En la pantalla de detalle de bahía por uno de estos comentarios: Patio, bahía, subestación o remoto.

La unidad central de procesamiento envía al nivel 3 todas las variables de la jerarquía de mando. Todo este sistema debe ser capaz de pasar el mando al nivel 3 automáticamente si hay pérdida de comunicación entre la unidad central de procesamiento y la EOL, o cada vez que se reinicien estos equipos.

4.8 Lógicas de enclavamientos en la subestación de doble barra con interruptor y medio

Los enclavamientos son un sistema para restringir ante determinadas condiciones la operación de un equipo para evitar fallas por maniobra.

Los enclavamientos pueden ser mecánicos, eléctricos o por software.

El enclavamiento mecánico es el que impide la operación de un equipo por restricción física. Un ejemplo claro es el enclavamiento que se da con el seccionador de

línea y de puesta a tierra, ya que por su diseño físico es imposible que operen al mismo tiempo.

El enclavamiento eléctrico es el que se da por relés y contactos eléctricos de los equipos. La operación es muy sencilla y se basa principalmente en que si se energiza una bobina se permite la operación del equipo, si las condiciones del enclavamiento no se dan, la bobina no se energiza y por lo tanto los controles de apertura y cierre se bloquean por un bloqueo mecánico, lo que impide la operación del equipo.

El enclavamiento por software mejoró el enclavamiento eléctrico, ya que no es necesario el uso de contactos auxiliares de los elementos que intervienen en una lógica de enclavamiento; esto se logró con el protocolo de IEC 61850 que permite el intercambio de información entre los equipos y con las UCB con la capacidad de implementar lógicas de enclavamiento.

A continuación se analizarán las lógicas de enclavamientos en el esquema de doble barra con interruptor y medio. La siguiente figura muestra un diámetro de una subestación con este esquema y la nomenclatura de los equipos.

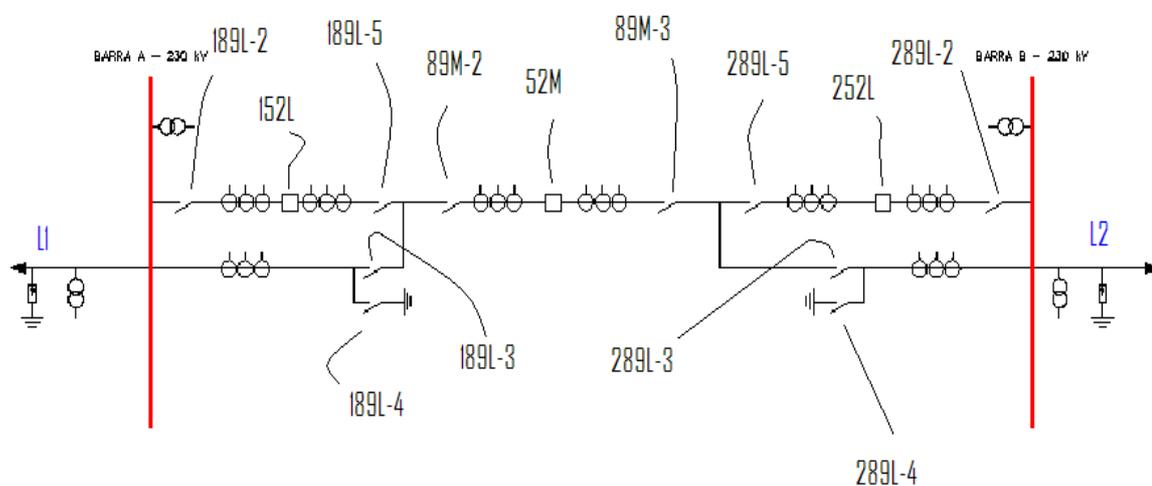


Figura 4.1 Diagrama de un diámetro con nomenclatura de seccionadores e interruptores de la subestación de doble barra con interruptor y medio

4.8.1 Enclavamientos para un módulo de línea

El módulo de línea consta del seccionador de barra 89L-2, el interruptor llamado 52L, el seccionador medio 89L-5, el seccionador de línea 89L-3 y el seccionador de puesta a tierra 89L-4.

Como se sabe el interruptor es el elemento que se abre de primero en una maniobra y es el último en cerrarse, esto se justifica porque las seccionadoras no pueden operar bajo carga.

A. Enclavamiento del interruptor de barra 52L

El enclavamiento consiste en un orden lógico de verificación de la condición de los seccionadores para ver si se puede cerrar el interruptor, el cual se establece así:

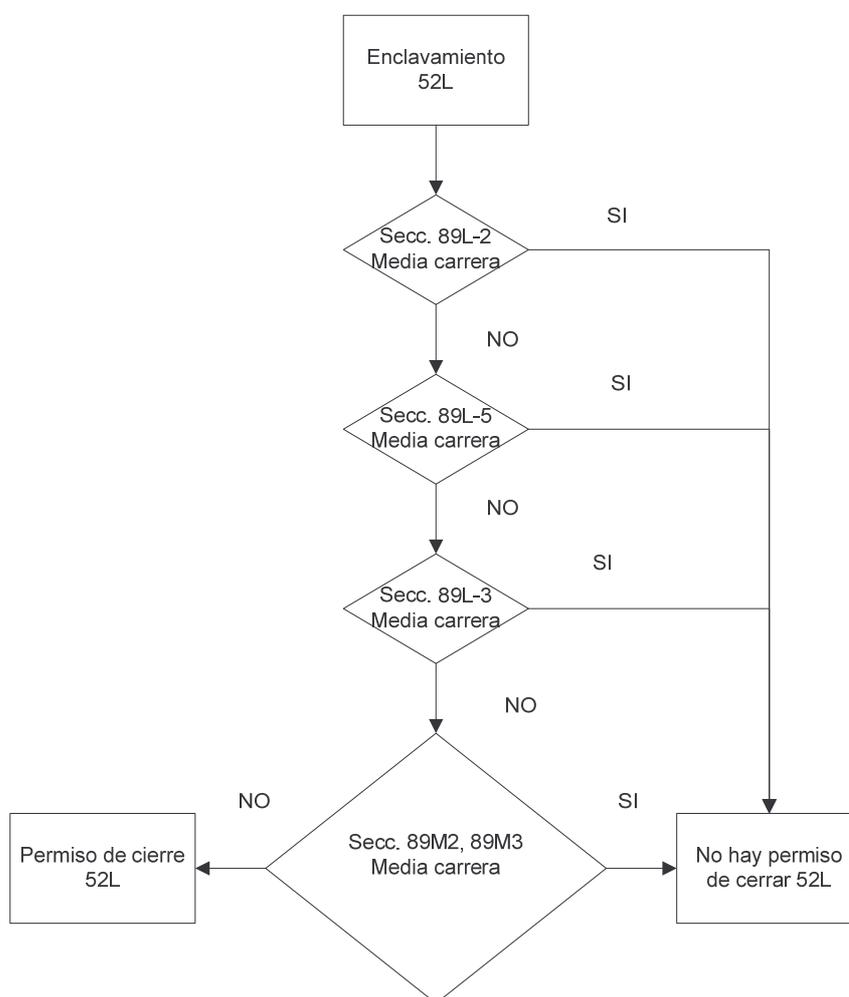


Figura 4.2 Lógica de enclavamiento interruptor 52L

B. Enclavamiento del seccionador de puesta a tierra 89L-4

El estado de este seccionador depende del estado del seccionador de línea 189L-3.

La lógica de enclavamiento es la siguiente:

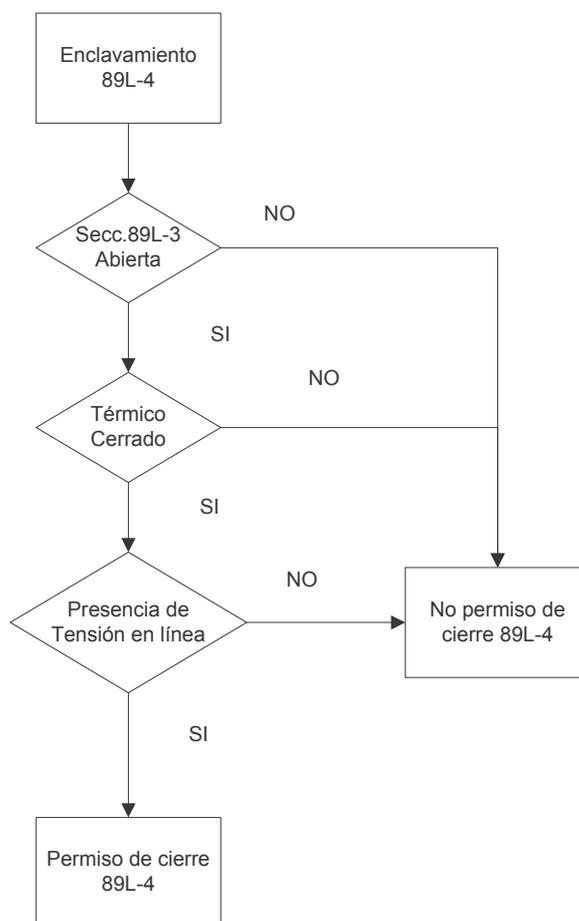


Figura 4.3 Lógica de enclavamiento seccionador 89L-4

Este dispositivo cierra para dar mantenimiento a la línea y proteger de voltajes inducidos a los operarios.

Cabe resaltar que si el módulo es de transformador los enclavamientos son idénticos, lo único que cambia es que no se debe tomar en cuenta la restricción que tiene el seccionador de línea (ahora seccionador de transformador) con respecto a

que no puede cerrarse si el seccionador de puesta a tierra está cerrado ya que este no está presente.

C. Enclavamientos de los seccionadores 89L-2, 89L-3 y 89L-5

Se debe analizar el interruptor de barra y el interruptor de sección media.

La lógica de enclavamientos es la siguiente:

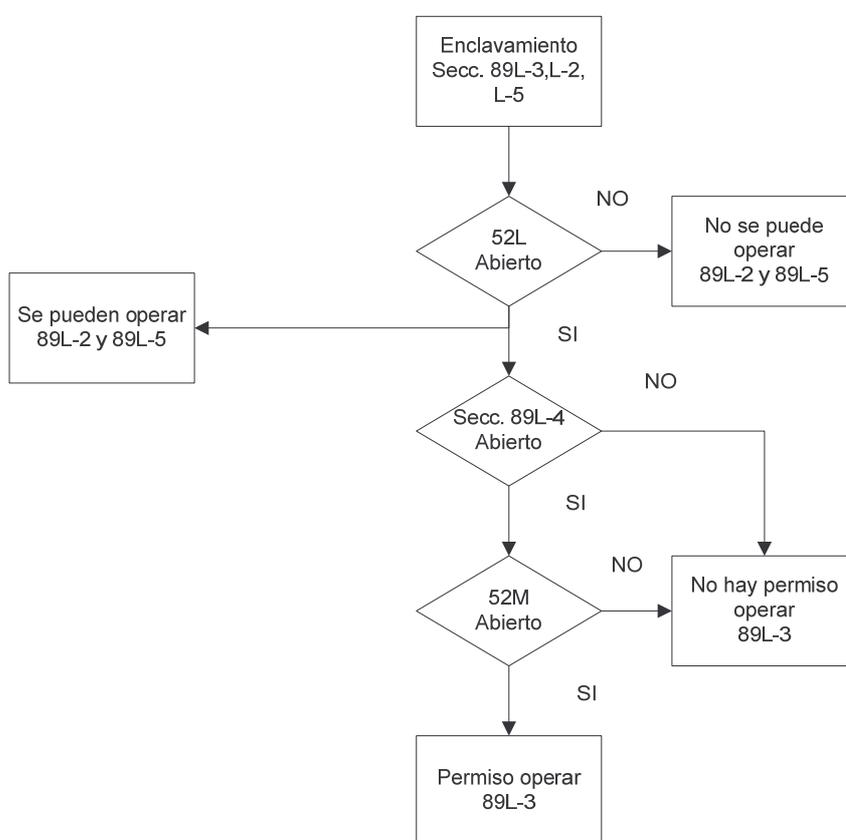


Figura 4.4 Lógica de enclavamiento seccionadores 89L-2, 89L-3 y 89L-5

Se aclara que si el módulo es de transformador se debe ignorar el estado del seccionador 89L-4 ya que en un módulo de transformador no se utiliza. Se usará la misma lógica de enclavamiento ignorando el punto 3.

4.8.2 Enclavamientos de la sección media del diámetro

A. Enclavamiento del interruptor de medio diámetro 52M

La lógica de enclavamientos de este dispositivo se debe hacer con los elementos adyacentes a él y los elementos anexos a las barras de la siguiente manera:

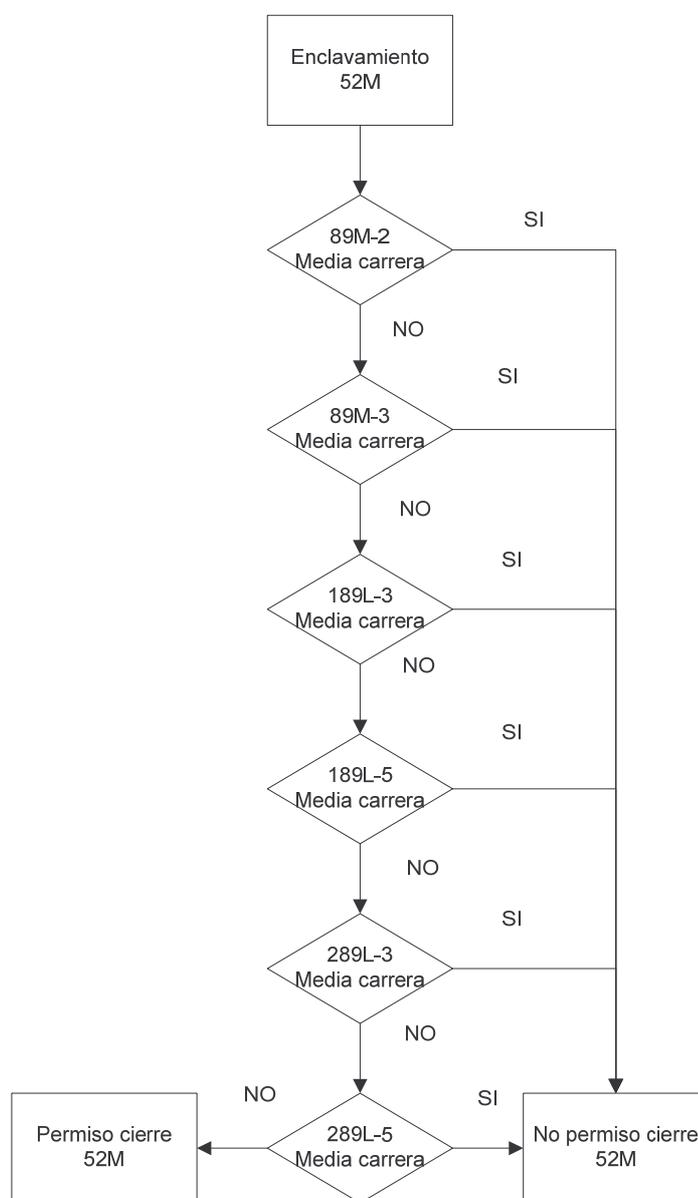


Figura 4.5 Lógica de enclavamiento interruptor 52M

B. Enclavamientos de los seccionadores de medio diámetro 189M-2 y 189M-3

La lógica de enclavamientos de estos equipos es la siguiente:

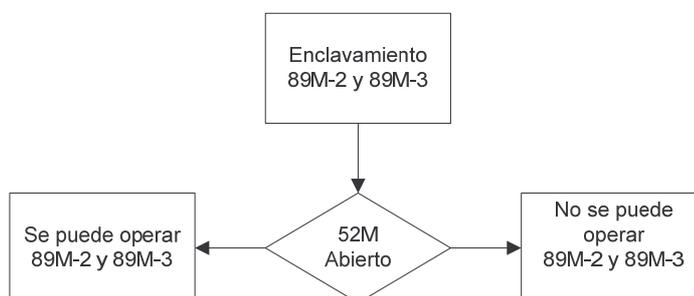


Figura 4.6 Lógica de enclavamiento seccionadores 89M-2 y 89M-3

4.9 Lógica de verificación de sincronismo en subestaciones de doble barra con interruptor y medio

Como se estudió en el capítulo 3, al ocurrir una falla, se da la apertura de interruptores para aislarla; estos interruptores interconectan sistemas de generación propia, en el caso de subestaciones críticas, esto provoca que para cerrar dichos interruptores se deba seguir un procedimiento de verificación de sincronismo de voltajes, su operación se basa en la comparación tensión, ángulo de fase y frecuencia.

Para poder hacer la interconexión de dos sistemas con generación propia, se debe contar con equipos que verifiquen la condición de los voltajes de los sistemas que se van a interconectar. Se debe verificar que los voltajes estén en un rango mínimo de tolerancia, lo que se hace es comparar las tensiones dentro de un rango llamado rango de sincronización.

Este rango se establece con valores máximos y mínimos de tensión y frecuencia, dentro de este rango se puede decir que los sistemas están sincronizados y se pueden cerrar los interruptores; fuera de este, se dice que los sistemas no están sincronizados y por ende no se pueden cerrar los interruptores para la interconexión.

4.9.1 Verificación de sincronismo

A. Verificación de sincronismo: Cierre interruptor de barra 52L

Para el diagrama lógico que a continuación se plantea, se debe hacer la salvedad de que ya se tiene como referencia la tensión de la barra A, se busca entonces conmutar potenciales para que de esta forma se inicie la verificación de sincronismo. Si se llegara a conmutar a la tensión de la barra B, esta sería el caso de la conexión del primer diámetro de la subestación.

Se debe entender módulo del centro listo como la condición en que el interruptor 52M y los seccionadores 89M-2 y 89M-3 están cerrados.

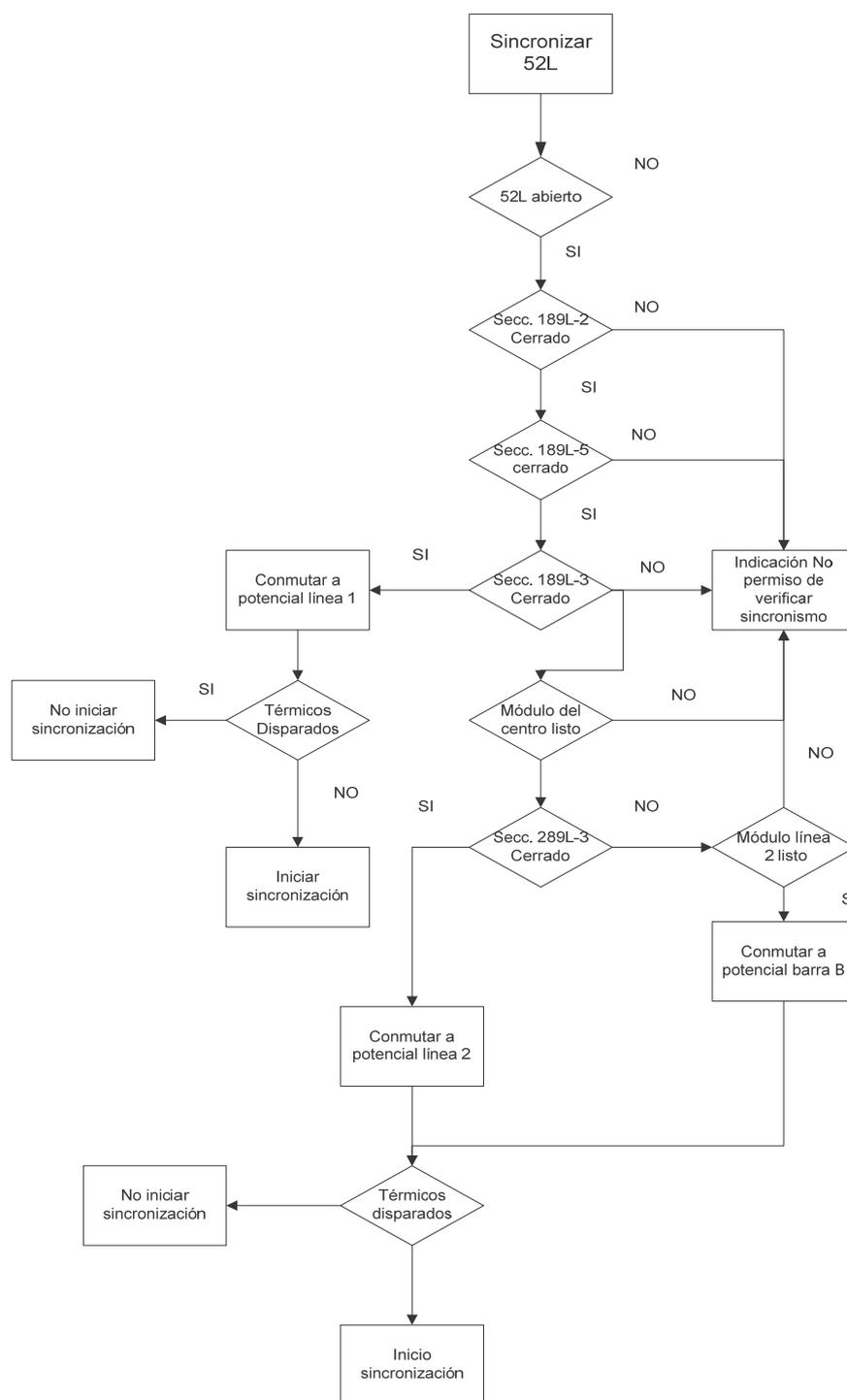


Figura 4.7 Lógica de verificación de sincronismo para cierre de 52L

B. Verificación de sincronismo: Cierre interruptor de medio diámetro

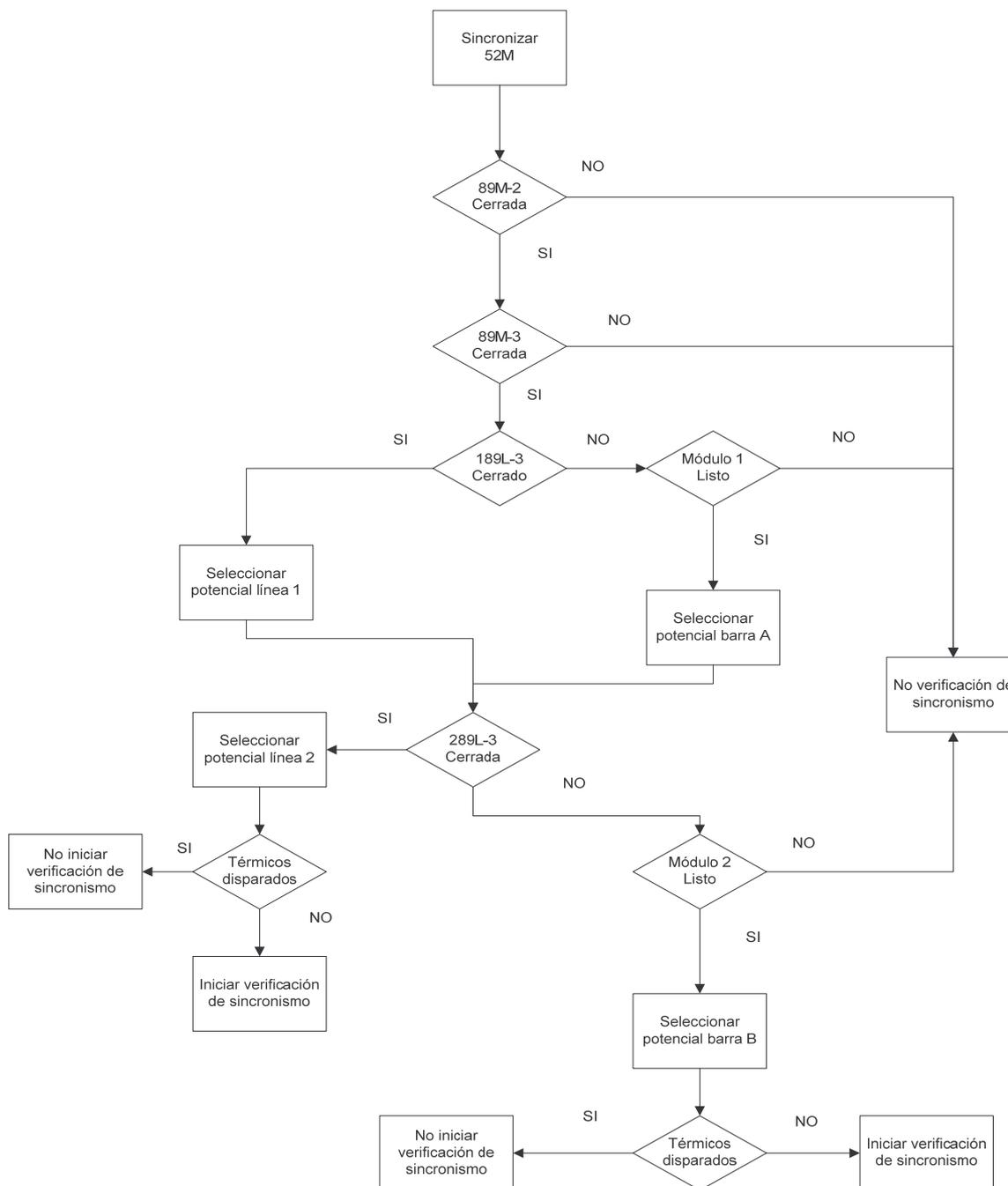


Figura 4.8 Lógica de verificación de sincronismo para cierre de 52M

Se debe entender como módulo 1 listo como la condición de tener al interruptor 152L y los seccionadores 189L-2 y 189L-5 cerrados. Además se debe entender módulo 2 listo como la condición de tener al interruptor 252L y los seccionadores 289L-2 y 289L-5 cerrados.

4.10 Cuadro comparativo entre la lógica de enclavamiento y de verificación de sincronismo del esquema de doble barra con interruptor y medio y del esquema de barra partida con interruptor de enlace

Tabla 4.1 Comparación de la lógica de enclavamientos y de verificación de sincronismo de los esquemas de barras planteados

Comparación de lógicas de enclavamientos y sincronización	
Subestación de barra partida con interruptor de enlace	Subestación de doble barra con interruptor y medio
1. Los enclavamientos de los equipos en este esquema se basa en el estado de los equipos adyacentes.	1. En este esquema la lógica de enclavamientos debe tomar en cuenta, en algunos casos, el estado de los elementos de barra y los elementos de medio diámetro.
2. La verificación de sincronismo se hace si se tiene la barra energizada y el módulo energizado para cerrar un interruptor de módulo, si alguno de los elementos no está energizado no es necesario la verificación de sincronismo. En este esquema no se hace transferencia de potenciales.	2. En este esquema se debe hacer transferencia de potenciales para luego determinar cuales potenciales serán utilizados para verificar sincronismo.

CAPÍTULO 5: Conclusiones y recomendaciones

5.1 Conclusiones

1. Se demostró las limitantes que ofrece el esquema de protección con 4 TC's por diámetro respecto al de 6 TC's.
2. Las fallas en un interruptor de barra con la configuración de 4 TC's no serán vistas por las protecciones primarias de una línea de transmisión, lo cuál provocará la no acción de la protección de respaldo local, esta provocará tardanza de la operación debido a que se deben esperar las acciones de respaldos remotos.
3. La falla en el interruptor de medio diámetro provocará la pérdida inminente del diámetro completo ya sea por la acción de las protecciones primarias de los módulos o por acción de respaldo local.
4. Al buscar bajar costos a la hora de diseñar una subestación de doble barra con interruptor y medio, colocando 4 TC's por diámetro, se sacrifica selectividad en la acción de las protecciones disminuyendo así la confiabilidad de la subestación.
5. Se determinó que con un adecuado esquema de protección en la subestación de doble barra con interruptor y medio, se obtiene mayor confiabilidad en la continuidad del servicio con respecto a las subestaciones con esquema de barra partida con interruptor de enlace ya que la falla más grave sería perder un diámetro completo, mientras que en el esquema de barra partida con interruptor con interruptor de enlace se pierde el 50% de la subestación para la falla más grave.

6. La lógica de enclavamientos en el esquema de doble barra con interruptor y medio toma en algunos casos, no solo el estado de los equipos adyacentes, sino también verifica el estado de los equipos de la sección media del diámetro; caso contrario al esquema de barra partida con interruptor de enlace que sólo se verifica el estado de los equipos adyacentes al equipo a enclavar.
7. En el esquema de interruptor y medio se permite, siempre y cuando se cumplan las condiciones, el recierre de cualquier interruptor a excepción del interruptor de medio diámetro. En el esquema de barra partida con interruptor de enlace se permite en todos los interruptores a excepción del interruptor de transferencia.

5.2 Recomendaciones

1. Se recomienda para subestaciones críticas el esquema de doble barra con interruptor y medio, con 6 TC's por diámetro, ya que la respuesta de las protecciones primarias será inmediata para el despeje de fallas y actuará siempre el respaldo local si por los disparos de las protecciones primarias no opera un interruptor. Se gana así tiempo de operación.
2. Se recomienda para el sistema de teleprotección la fibra óptica, para que así se pueda usar protecciones 87L como primaria 2 en módulos de línea, esto debido a que en subestaciones críticas con líneas de transmisión críticas los principios P1 y P2 deben ser complementarios, con principios de operación distintos.

3. Se recomienda a los lectores de este documento tomar todas las consideraciones planteadas, no como un lineamiento a seguir, sino como una ayuda para tener un mejor criterio en sus diseños.
4. Se recomienda el estudio de estabilidad transitoria de la subestación de doble barra con interruptor y medio para así determinar los tiempos críticos de liberación de fallas.

BIBLIOGRAFÍA

Artículos:

1. Jara, J.M. “Tiempos críticos de liberación de fallas en las subestaciones del SEN. Años 2004 y 2008”. Costa Rica, 2008.
2. Cordero, J. “Apuntes del curso: Protecciones del Sistema Eléctrico de Potencia”. Costa Rica, 2008

Libros:

3. Enríquez Harper, G, **“Elementos de diseño de subestaciones eléctricas”**, Pre-edicción, Editorial LIMUSA, México, 1982.
4. United States: Department of Agriculture, **“Design guide for rural substations”**, June 2001
5. Castro Barrantes, M. **“Elementos para el diseño de sistemas de control y distribución física en subestaciones”**, Costa Rica. 2004

