

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

CAPACITORES EN MEDIA TENSIÓN. APLICACIÓN EN LA SUBESTACIÓN LOJA.

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

CHRISTIAN ANTONIO FONSECA AMAYA

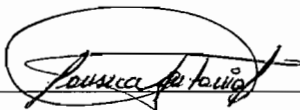
DIRECTOR: ING. PATRICIO GUERRERO

Quito, Enero 2003

DECLARACIÓN

Yo, Christian Antonio Fonseca Amaya, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

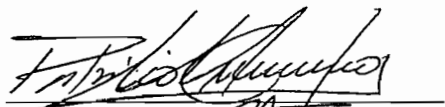
A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



Christian Antonio Fonseca Amaya.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Christian Antonio Fonseca Amaya, bajo mi supervisión.



Ing. Patricio Guerrero M.
DIRÉCTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO.

Un gracias a mis padres, por darme su amor.
Un gracias a mis maestros, por enseñarme a ser útil.
Un gracias a mis amigos, por poder contar con ellos.
Un gracias a Dios por darme a mis padres, maestros
y amigos.....por darme la vida.
Por permitirme ser feliz.

DEDICATORIA.

Para quienes permitieron culminar mi carrera,
por el apoyo que me brindaron ante cualquier
circunstancia y necesidad.

Este trabajo es para mi familia,
para mis padres: César y Yolanda,
y mis hermanos: Henry, Andrés y Leonardo.

AGRADECIMIENTO ESPECIAL.

A los Ingenieros: Patricio Guerrero y
Edmundo Terán excelentes profesionales
y grandes seres humanos.

INDICE.

INDICE.....		1
INTRODUCCIÓN.....		3
RESUMEN.....		4
OBJETIVO.....		4
ALCANCE.....		5
1 IMPORTANCIA Y NECESIDAD DE REACTIVOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA		6
1.1 CONCEPTOS BÁSICOS.....		6
1.2 EFECTO DE LA POTENCIA REACTIVA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS.....		9
1.3 COMPENSACIÓN REACTIVA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS.....		10
2 LOCALIZACIÓN DE LAS FUENTES DE REACTIVOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS.....		13
2.1 CONSIDERACIONES GENERALES.....		13
2.2 UBICACIÓN DE LAS FUENTES DE REACTIVOS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN.....		14
2.2.1 MAGNITUD Y UBICACIÓN DE REACTIVOS.....		14
2.2.2 UBICACIÓN DE LOS BANCOS DE CAPACITORES EN UNA SUBESTACIÓN EXISTENTE.....		15
3 CONFIGURACIÓN Y PROTECCIÓN DE UN BANCO DE CAPACITORES.....		25
3.1 CONFIGURACIÓN Y ESQUEMAS DE CONEXIÓN.....		25
3.1.1 BANCOS CONECTADOS EN DELTA.....		26
3.1.2 BANCOS CONECTADOS EN ESTRELLA.....		27
3.1.3 BANCOS CONECTADOS EN DOBLE ESTRELLA.....		29
3.2 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN.....		30
3.2.1 PROTECCIÓN INTERNA.....		30
3.2.2 PROTECCIÓN EXTERNA.....		40
4 APLICACIÓN EN LA SUBESTACIÓN LOJA.....		42
4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA SUBESTACIÓN LOJA.....		42
4.2 NECESIDAD DE REACTIVOS EN LA SUBESTACIÓN LOJA.....		42
4.2.1 CANTIDAD DE REACTIVOS NECESARIOS.....		43

4.3	CONFIGURACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DEL BANCO DE CAPACITORES.	44
4.3.1	NÚMERO DE BANCOS Y CANTIDAD DE REACTIVOS POR BANCO. ...	44
4.3.2	IMPLEMENTACIÓN DEL BANCO DE CAPACITORES.....	45
4.3.3	IMPLICACIONES DE LA IMPLANTACIÓN DE LOS BANCOS DE CAPACITORES.....	48
4.3.4	PROTECCIÓN DEL BANCO DE CAPACITORES.	68
4.3.5	LISTA DE EQUIPOS PARA LA NUEVA POSICIÓN DE LA SUBESTACIÓN LOJA.....	77
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	78
6	REFERENCIAS.	80
	ANEXOS.....	81

INTRODUCCIÓN.

Un sistema eléctrico de potencia, en su forma más elemental, se encuentra constituido por generadores de energía eléctrica y carga, que se encuentran conectados por líneas de transmisión. Para la correcta operación y funcionamiento del sistema, existen elementos adicionales que permiten cumplir con las disposiciones impuestas en los reglamentos de Despacho y Operación del sistema de potencia.

La creciente demanda en los sistemas eléctricos de potencia ha provocado una continua disminución de los niveles de voltaje, especialmente en los puntos eléctricamente alejados, por lo que se ha recurrido a la utilización de bancos de capacitores.

Por otro lado, la ubicación de capacitores en paralelo en el Ecuador, se la realiza conectando el banco al terciario de los transformadores de potencia. Esta práctica, si bien ofrece un bajo costo, ha disminuido la vida útil de los transformadores repercutiendo a la larga en costos mayores. Otra alternativa es la ubicación de estos bancos de capacitores conectados directamente a la barra principal de la subestación. Esta alternativa, sin embargo, requiere de algunas consideraciones particulares para la operación de los bancos conectados.

Por tal motivo, el presente trabajo se concreta en establecer los principales criterios que permitan ubicar y operar los futuros bancos de capacitores sin afectar al elemento más importante de una subestación que es el transformador de potencia.

RESUMEN.

El presente trabajo permite establecer una visión clara de las implicaciones que se presentan al operar un banco de capacitores conectado a la barra principal de una subestación existente.

Entre las principales implicaciones se encuentran:

- Energización de bancos de capacitores.- reflejados en corrientes transitorias de gran magnitud y elevada frecuencia que, generalmente, sobrepasan las capacidades de los disyuntores empleados en la operación de los bancos. Además, se desarrollan voltajes en los secundarios de los transformadores de corriente, que pueden superar el nivel de aislamiento de los mismos.
- Descarga de los capacitores al ocurrir una falla en una línea cercana.- al presentarse una falla en una línea conectada a la subestación, los capacitores se descargan produciendo corrientes similares a las generadas en la energización de los bancos, por lo que se requiere elementos adicionales que permitan controlar estas corrientes.
- Descarga de los capacitores al operar los pararrayos ante un sobrevoltaje.- al operar el pararrayos, este no solo soportará la energía producida por el sobrevoltaje, sino también la energía provocada por la descarga de los capacitores. Por lo que la energía total disipada debe ser inferior al indicado en las especificaciones del pararrayos.

Para el desarrollo del presente trabajo se parte de un objetivo y alcance definidos a continuación:

OBJETIVO.

- Desarrollar un estudio en cuanto a las implicaciones que se presentan al instalar un banco de capacitores en una subestación de potencia, a nivel de media tensión, en lo relacionado a: ubicación física y esquema de protección del mismo.

- Realizar una aplicación en la Subestación Loja, perteneciente al S.N.I., ubicando un banco de capacitores a nivel de 69 kV.

ALCANCE.

El presente trabajo comprende:

- a) Estudio general de la importancia y necesidad de bancos de capacitores en un Sistema Eléctrico de Potencia.
- b) Ventajas comparativas de la ubicación de capacitores en la barra de la subestación, sobre la ubicación de los mismos en el terciario del transformador de potencia.
- c) Esquemas de conexión y protección de bancos de capacitores.
- d) Aplicación en la Subestación Loja:
 - Cantidad de reactivos necesarios.
 - Ubicación física del banco de capacitores.
 - Implicaciones de la instalación del banco.
 - Selección de la protección.

1 IMPORTANCIA Y NECESIDAD DE REACTIVOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

1.1 CONCEPTOS BÁSICOS.

La teoría fundamental de la transmisión de energía describe su propagación en términos de la interacción de campos eléctricos y magnéticos, sin embargo, al tratarse de sistemas eléctricos de potencia es de mejor aplicación la razón de cambio de la energía con respecto al tiempo en términos del voltaje y de la corriente, este concepto es la definición de potencia eléctrica [1].

La potencia instantánea que es absorbida o entregada por un elemento, se define como el producto de la caída de voltaje instantáneo a través del elemento y de la corriente instantánea que atraviesa al mismo.

Si se define a la caída de voltaje y a la corriente como:

$$v_{ab} = V_{\text{máx}} \cos(\omega.t)$$

$$i_{ab} = I_{\text{máx}} \cos(\omega.t - \theta)$$

la potencia instantánea es:

$$p = v_{ab} \cdot i_{ab} = V_{\text{máx}} \cdot I_{\text{máx}} \cdot \cos(\omega.t) \cdot \cos(\omega.t - \theta)$$

En estas ecuaciones, el ángulo θ puede tener algunos valores, en función del elemento o tipo de carga:

- θ es cero cuando la corriente está en fase con el voltaje, es decir cuando se trate de elementos resistivos.
- θ es positiva cuando la corriente atrasa al voltaje, es decir cuando se trate de elementos inductivos.
- θ es negativa cuando la corriente adelanta al voltaje, es decir cuando se trate de elementos capacitivos.

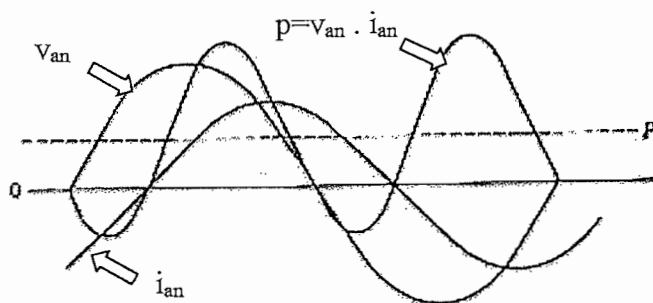


Figura 1.1. Voltaje, corriente y potencia en función del tiempo.

Esta potencia puede ser escrita de otra manera, utilizando identidades trigonométricas, así:

$$p = \frac{V_{\text{máx}} \cdot I_{\text{máx}}}{2} \cdot \cos(\theta) \cdot (1 + \cos(2 \cdot \omega \cdot t)) + \frac{V_{\text{máx}} \cdot I_{\text{máx}}}{2} \cdot \text{sen}(\theta) \cdot \text{sen}(2 \cdot \omega \cdot t)$$

Un análisis de esta última ecuación, permite observar que la onda de potencia posee dos componentes que se diferencian tanto en sus formas como en sus funciones en un sistema eléctrico:

- La primera componente de esta ecuación, que es una onda positiva en el transcurso del tiempo constituye la **POTENCIA ACTIVA** y es la razón de transferencia de energía entre el sistema y el elemento.

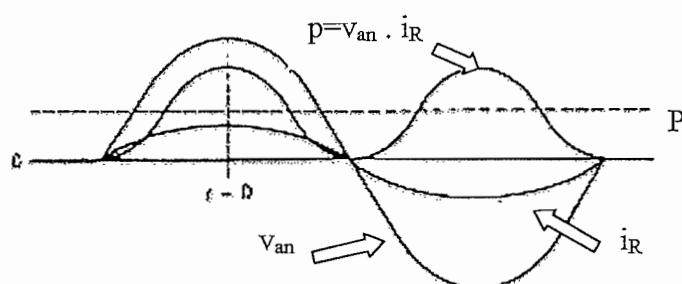


Figura 1.2. Voltaje, corriente en fase y potencia resultante en función del tiempo.

- La segunda componente es una onda que posee medios ciclos positivos y negativos por igual, y su valor promedio siempre será cero. Esta componente recibe el nombre de **POTENCIA REACTIVA** y expresa el flujo de energía, que en forma alternada va hacia el elemento y regresa del mismo.

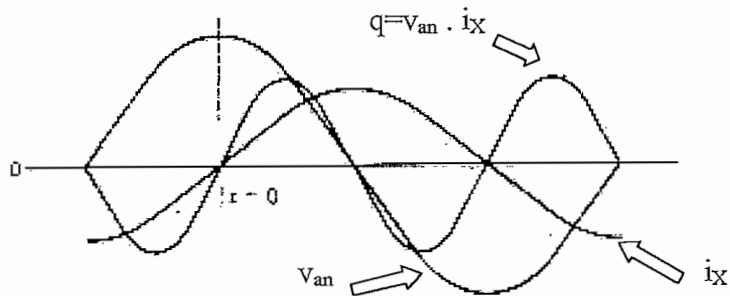


Figura 1.3. Voltaje, corriente atrasando en 90° y potencia resultante en función del tiempo.

Al tratarse de ondas senoidales, tanto P como Q , es posible trabajar con estas mismas ondas en estado estable, realizando el cálculo en forma compleja. Las definiciones a utilizarse son:

$$S = V \cdot I^* = P + jQ$$

$$P = |V| \cdot |I| \cdot \cos(\theta)$$

$$Q = |V| \cdot |I| \cdot \sin(\theta)$$

Donde:

- S toma el nombre de POTENCIA COMPLEJA medida generalmente en kVA o MVA, y es un vector con módulo $|S| = \sqrt{P^2 + Q^2}$ y ángulo θ .
- P es la POTENCIA ACTIVA, que tiene un valor positivo si se transfiere energía hacia el elemento (p.ej: cargas resistivas) o negativa si el elemento entrega energía al sistema (p.ej: generadores). Se la mide generalmente en kW o MW.
- Q es la POTENCIA REACTIVA, que tiene un valor positivo si el elemento requiere reactivos del sistema (p.ej: cargas inductivas) o negativa si el elemento entrega reactivos al sistema (p.ej: cargas capacitivas). Se la mide generalmente en kvar o Mvar.

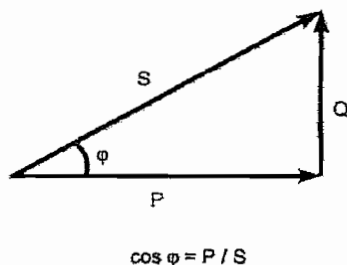


Figura 1.4. Triángulo de Potencias.

1.2 EFECTO DE LA POTENCIA REACTIVA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS.

Como se mencionó en el punto anterior, la potencia aparente S , tiene dos componentes: la potencia activa P , que se convierte en calor, trabajo mecánico, iluminación u otras formas de energía, y la componente reactiva Q que no se convierte en energía útil, pero de cuya existencia se requiere para la transferencia y conversión de potencia activa.

En un sistema eléctrico de potencia, los consumos servidos generalmente requieren tanto de potencia activa como de reactiva. Además, los sistemas de transmisión y distribución están constituidos por elementos predominantemente reactivos inductivos, en consecuencia, a través de las líneas de transmisión circulará una cantidad de potencia reactiva dependiendo del nivel de carga del sistema. Debido a este consumo de reactivos, las líneas experimentan una disminución de su capacidad de transmisión total, las pérdidas a través de las mismas aumentan, y en suma su vida útil disminuye. A nivel de generación, la demanda excesiva de reactivos también disminuye la vida útil de las máquinas.

La calidad del suministro de energía eléctrica al consumidor, se mide entre otros términos, en función de la magnitud de voltaje y de la frecuencia. En un sistema ideal, el voltaje y frecuencia deberían ser constantes en cada punto de entrega, sin embargo, las continuas variaciones de carga dificultan cumplir tal objetivo. Por esta razón, en la operación de un sistema se requiere de la utilización de diversos métodos de control para frecuencia y voltaje.

Para entender los diferentes mecanismos de control se debe recordar las dos principales propiedades del flujo de potencia en un sistema eléctrico de potencia:

- Las variaciones en la magnitud de voltaje en una barra del sistema, es esencialmente función del flujo de potencia reactiva inyectado en esa barra. \Rightarrow CONTROL Q-V.

$$\Delta V_i = f(\Delta Q_i)$$

- Las variaciones angulares del voltaje en una barra, es función principalmente del flujo de potencia activa inyectado en esa barra. \Rightarrow CONTROL P-f

$$\Delta\delta_i = f(\Delta P_i)$$

Estas relaciones se cumplen en sistemas eléctricos bien condicionados, siendo un sistema bien condicionado un sistema que cumpla los principios de desacoplamiento dados a continuación [1]:

- Las resistencias de las líneas "R" son mucho menores que las reactancias de las mismas "X": $X/R > 3$ (como mínimo)
- Las diferencias angulares $(\delta_i - \delta_j)$, entre dos barras del sistema son tan pequeñas que: $\cos(\delta_i - \delta_j) \approx 1$ y $\sin(\delta_i - \delta_j) \approx (\delta_i - \delta_j)$
- La potencia reactiva Q_i que se inyecta en cualquier barra i del sistema, durante la operación normal es mucho menor que la potencia reactiva que fluiría si todas las líneas de la barra estuvieran en cortocircuito con la referencia: $Q_i \ll |V_i|^2 \cdot B_{ii}$. Siendo B_{ii} la susceptancia propia de la barra.

En cuanto al control de voltaje, existe la facilidad de generar y/o controlar la potencia reactiva mediante generadores, transformadores con cambiador de taps y capacitores, siendo estos últimos los de mayor utilización para este control debido a su menor costo y relativa fácil instalación, operación y mantenimiento.

1.3 COMPENSACIÓN REACTIVA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS.

La forma de suministrar y/o controlar reactivos en sistemas eléctricos puede ser realizada de diferentes maneras:

- **Compensación sincrónica:** este método de suministro de reactivos utiliza máquinas sincrónicas trabajando a factores de potencia capacitivos, esto se logra aumentando el valor del voltaje interno E_f , mediante el incremento de la corriente de campo I_f , de modo que se cumpla que:

$$E_f \cdot \cos(\delta) > V_t$$

Donde: E_f : voltaje interno de la máquina sincrónica.

V_t : voltaje en los terminales de la máquina.

δ : ángulo de desfase entre los voltajes E_f y V_t .

Este método es beneficioso si se desea abastecer potencia activa y reactiva a la vez. Para el suministro solo de reactivos resulta económica y operativamente inconveniente.

- **Transformadores con intercambiador de taps:** los transformadores con intercambiador de taps, permiten modificar la relación de transformación con lo cual es posible tener ajustes en la magnitud de voltaje de las barras. En sí la utilización de los taps permite redistribuir los flujos de potencia reactiva, mas no generarlos; por esta razón, si bien esta práctica es muy utilizada tiene un límite de aplicación, especialmente cuando las líneas que se conectan al transformador se encuentran cercanas a sus límites operativos (carga transmitida superior a 1SIL).
- **Compensación serie y shunt:** este método de compensación reactiva se basa en la ubicación de bancos de capacitores en serie o en paralelo con la carga a servirse. Su aplicación se la realiza cuando se desea incrementar los límites de transferencia de potencia por una línea de transmisión. Para compensar una línea se puede utilizar capacitores en serie o en paralelo indiferentemente, ya que mediante cualquiera de estas conexiones se requiere de una misma cantidad de capacidad reactiva, para obtener un igual incremento en la capacidad de transferencia de potencia de la línea. Sin embargo, la compensación serie presenta la ventaja adicional de mejorar el límite de estabilidad del sistema, cabe señalar que la potencia transferida por una línea de reactancia X_L que conecta dos barras m y n , en un sistema viene definida por:

$$P_{mn} = \frac{V_m \cdot V_n}{X_L} \cdot \text{sen}(\delta_m - \delta_n) = P_{\text{máx1}} \cdot \text{sen}(\delta)$$

Al compensar mediante capacitores serie, con reactancia X_C , el valor de X_L disminuye y la potencia transferida es:

$$P_{mn} = \frac{V_m \cdot V_n}{X_L - X_C} \cdot \text{sen}(\delta_m - \delta_n) = P_{\text{máx}2} \cdot \text{sen}(\delta).$$

Se observa claramente que $P_{\text{máx}2} > P_{\text{máx}1}$. Para compensación shunt, este límite es prácticamente invariante.

La compensación serie, sin embargo, presenta ciertas dificultades en cuanto a su operación y mantenimiento, ya que requiere de seccionadores adicionales para realizar mantenimiento a todo el banco y permitir transferir potencia por las líneas. La compensación shunt, por lo contrario es muy flexible y permite dar mantenimiento al banco manteniendo la transferencia de potencia sin tener que adicionarse equipos de seccionamiento.

De todo lo anterior se puede concluir que la compensación shunt se utilizará en los casos en que el limitante sea la caída de tensión, mientras que se utilizará compensación serie en los casos en que el limitante sea la estabilidad del sistema [2].

En la actualidad la compensación reactiva, con fines de mejorar los niveles de voltaje, generalmente se realiza mediante bancos de capacitores en derivación, debido a su relativa fácil aplicación y operación además de su menor costo.

2 LOCALIZACIÓN DE LAS FUENTES DE REACTIVOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS.

2.1 CONSIDERACIONES GENERALES.

La localización de la compensación reactiva en sistemas eléctricos difiere cuando se trata sistemas de transmisión o sistemas de distribución; los principales aspectos que conllevan a esta distinción son:

- La casi continua evolución de los sistemas de distribución, obliga a que el análisis de las necesidades de la potencia reactiva se realice periódicamente y en forma global con todo el sistema.
- En los sistemas de transmisión el análisis de las necesidades de potencia reactiva se realiza con bastante antelación a su instalación y no requieren del grado de detalle de los sistemas de distribución, especialmente en lo relacionado a la cantidad de reactivos. Además en un sistema de transmisión la localización de los compensadores reactivos se basa fundamentalmente en suposiciones relativas a ubicación y magnitud, tanto de las fuentes de generación como de los consumos. Esto se realiza mediante estimaciones y extrapolación de los datos históricos existentes.

Para los sistemas de distribución la magnitud y ubicación de las fuentes de potencia reactiva considera la combinación óptima en base a los siguientes factores:

- Ahorro de pérdida de potencia y energía.
- Liberación de capacidad de las instalaciones.
- Ahorro en equipos de regulación.
- Inversión requerida para la instalación de las fuentes de reactivos.

En los sistemas de transmisión, la magnitud de las fuentes de potencia reactiva se determina en base a estudios de flujos de potencia y de regulación de tensión para diversas condiciones de demanda. Mientras que la ubicación de tales fuentes se determina de manera relativamente sencilla procurando ubicar los bancos lo más cercano a los centros de carga, que es donde generalmente se

presentan grandes demandas de reactivos, o en sitios donde la regulación de tensión sea muy grande, esto ocurre en los sitios más alejados de la red [3].

2.2 UBICACIÓN DE LAS FUENTES DE REACTIVOS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN.

A continuación, se presenta ciertos criterios válidos para la ubicación de fuentes de reactivos referidas al área de transmisión.

Debido a las ventajas que ofrecen los bancos de capacitores por sobre las demás fuentes de reactivos, se especifica los principales aspectos relacionados con su ubicación en las subestaciones de potencia de un sistema existente.

2.2.1 MAGNITUD Y UBICACIÓN DE REACTIVOS.

La magnitud y los puntos de ubicación de fuentes de reactivos en sistemas eléctricos pueden ser determinados con cierta facilidad, siguiendo la siguiente metodología:

- Obtener los datos del sistema existente.
- Realizar una corrida de flujos de potencia, para diversas situaciones de demanda, generalmente demanda máxima y media.
- Obtener los voltajes y flujos de potencia activa y reactiva inyectadas en cada barra.
- Conocidos los voltajes en cada barra del sistema, determinar en cuáles de esas barras las magnitudes de voltaje se encuentran fuera de los límites permitidos.
- La ubicación de las fuentes de reactivos se realizará en la / las barras que presenten la mayor diferencia entre su voltaje y el límite permitido, generalmente establecido en el reglamento de operación del sistema.
- La cantidad de reactivos necesarios puede ser considerada como la totalidad de la carga reactiva existente en dichas barras.
- Ubicar los bancos de capacitores en las barras determinadas y realizar una corrida de flujos de potencia para demanda máxima y media.

[3] Germán Guerrero, Arnoldo Saavedra, Igor Rodríguez. Influencia de la potencia Reactiva en el diseño de un Sistema Eléctrico. Tomo IV CIER. Santiago, Chile. 1970.

Si el sistema es radial, la ubicación de capacitores se realiza ubicándolos lo más cerca de la carga, de esta manera se logra mejorar el perfil de voltaje a lo largo de la red. En cambio si el sistema es en anillo lo más conveniente es ubicar los capacitores en los puntos donde a mas de tener problemas de voltaje se tenga gran demanda de potencia reactiva.

2.2.2 UBICACIÓN DE LOS BANCOS DE CAPACITORES EN UNA SUBESTACIÓN EXISTENTE.

Las principales consideraciones en cuanto a la ubicación de los bancos de capacitores en una subestación existente son las relacionadas con:

- Distancias de seguridad.
- Punto de conexión del banco de capacitores.

2.2.2.1 DISTANCIAS DE SEGURIDAD.

Las distancias de seguridad tienen como objetivo permitir la operación y el mantenimiento de la subestación, salvaguardando la integridad del personal que labora en la misma y evitando posibles interrupciones entre fases o entre una fase y tierra. La separación mínima entre una fase y tierra se establece en la Publicación IEC 71-1 en base al voltaje nominal tolerable de impulso por rayos. Para la separación entre fases la norma IEC 71-A recomienda que esta distancia sea al menos 15% mayor que la distancia fase tierra. Los valores de las separaciones se establecen en la tabla 2.1.

Voltaje nominal tolerable de impulso por rayos [kV]	Separación mínima fase-tierra en aire [mm]	Separación mínima fase-fase en aire [mm]
40	60	69
60	90	104
75	120	138
95	160	184
125	220	253
145	270	311
170	320	368
250	480	552
325	630	1035

Tabla 2.1. Separaciones mínimas fase-tierra y fase-fase.

Estos valores son válidos para alturas que no excedan los 1000 m.s.n.m., para alturas superiores se debe compensar en 1.25% por cada 100 metros de altura adicional.

Las distancias de seguridad adoptadas finalmente se consideran como la suma de las separaciones mínimas alteradas por un margen de seguridad (generalmente 1.1) mas una distancia que corresponde a la de una persona estándar portando una herramienta metálica de 30 cm [4].

En las subestaciones existentes en el País las distancias de seguridad cumplen con estos requerimientos, por lo que en la ampliación o instalación de nuevos equipos se consideran las distancias ya establecidas en la subestación en estudio.

2.2.2.2 PUNTO DE CONEXIÓN DEL BANCO DE CAPACITORES.

Los bancos de capacitores pueden conectarse al terciario de los transformadores de poder o directamente a la barra principal de la subestación. Las ventajas y desventajas del punto de conexión escogido se explican a continuación.

2.2.2.2.1 Bancos conectados al terciario del transformador de potencia.

La conexión de bancos de capacitores al terciario del transformador de potencia, es la práctica usualmente establecida en el País.

Un transformador de potencia instalado en una subestación presenta generalmente tres devanados: primario, secundario y terciario. Los dos primeros permiten el enlace directo entre dos niveles de tensión, generación-transmisión por ejemplo, mientras que el tercero es utilizado para proveer de energía a todos los servicios auxiliares propios de una subestación. Por tal motivo, el devanado terciario presenta un nivel de voltaje inferior, con respecto a los devanados: primario y secundario, consecuentemente su nivel de aislamiento (BIL) es también menor.

De esta manera, los equipos requeridos: seccionadores, disyuntores, aisladores y

[4] Ayora Paúl. Disposición de equipo en estaciones y subestaciones de potencia. EPN. Quito, Ecuador. 1995.

los propios bancos de capacitores, exigen un menor nivel de aislamiento que el necesario para conectarlos a la barra principal. Considerando que el costo de equipos en alta tensión crece con el nivel de aislamiento, este esquema presenta un bajo costo por kvar instalado.

Los bancos de capacitores están constituidos por un grupo de unidades capacitivas, generalmente desde 50 hasta 250 kvar, que en su conjunto conforman la capacidad total del banco.

Las unidades capacitivas, a la vez, están constituidas por unidades elementales, cada una de ellas consistente en arrollamientos de folios de aluminio de alta pureza y películas de polipropileno. Las láminas son soldadas entre sí y con las bobinas vecinas mediante aleaciones especiales de gran adherencia y de bajo punto de fusión, como se observa en la figura 2.1.

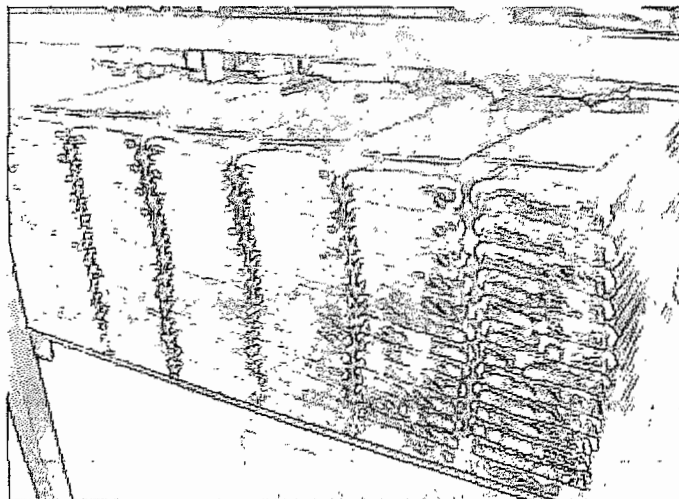


Figura 2.1. Unidad capacitiva típica.

A pesar de su constitución física las capas de polipropileno al soportar continuamente solicitaciones eléctricas se degradan ocasionando, en algún momento, la falla de la unidad. Ante esta situación, las unidades capacitivas existentes en el mercado vienen provistas de fusibles internos que permiten aislar dicha unidad del conjunto. Además, el banco debe poseer una protección de desbalance que permita detectar que una unidad ha fallado.

Aunque poco factible, puede suceder que mas de un capacitor falle o que el sistema de protecciones no responda, con lo que la falla de una unidad capacitiva podría generar una falla directamente aplicada al bushing del terciario del transformador de poder. Esta corriente de falla estará limitada únicamente por la reactancia del devanado terciario. El valor de esta reactancia, para transformadores de potencia, está en el orden de 2 a 3 veces la reactancia del devanado primario sobre las bases de este último.

Valores típicos de reactancias de transformadores de poder se enlistan en la tabla 2.2. [5]

TENSIÓN EN EL DEVANADO DE ALTA [kV]		REACTANCIAS DE CORTOCIRCUITO [%]				CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EN EL TERCARIO (en veces la corriente nominal)	
		PRIMARIO		TERCIARIO			
De	A	De	A	De	A	De	A
2	15	4.5	7.0	11.25	17.50	5.71	8.89
15	25	5.5	8.0	13.75	20.00	5.00	7.27
25	37	6.0	8.0	15.00	20.00	5.00	6.67
37	50	6.5	9.0	16.25	22.50	4.44	6.15
50	73	7.0	10.0	17.50	25.00	4.00	5.71
73	92	7.5	10.5	18.75	26.25	3.81	5.33
92	115	8.0	12.0	20.00	30.00	3.33	5.00
115	138	8.5	13.0	21.25	32.50	3.08	4.71
138	161	9.0	14.0	22.50	35.00	2.86	4.44
161	196	10.0	15.0	25.00	37.50	2.67	4.00
196	230	10.0	16.0	25.00	40.00	2.50	4.00

Tabla 2.2. Valores de las reactancias de cortocircuito de transformadores. [5]

Las corrientes de cortocircuito se determinan en base a las siguientes consideraciones:

- En operación normal:

$$P_n = \sqrt{3} \cdot V_L \cdot I_n \longrightarrow I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot V_L}$$

- En falla:

$$I_{cc} \approx \frac{V_L}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{X}$$

Con lo que:

$$\frac{I_{cc}}{I_n} \approx \frac{V_L^2}{X \cdot P_n}$$

En por unidad:

$$\frac{I_{cc}}{I_n} \approx \frac{1}{X_{pu}}$$

Donde: P_n : potencia nominal de la instalación.

V_L : voltaje de fase de la instalación.

I_n : corriente nominal de línea de la instalación.

I_{cc} : corriente de cortocircuito.

X : reactancia existente entre el punto de falla y tierra, para el caso, la reactancia del devanado al cual se conecta el banco.

Los valores de corrientes de cortocircuito que se producen en el terciario, por una falla del banco de capacitores, y sus esfuerzos mecánicos correspondientes pueden ser tolerados por el transformador de potencia, siempre y cuando su duración sea inferior a 1 segundo (Punto ANSI).

Sin embargo, la ubicación de capacitores en el terciario conlleva una situación adicional, debido a que en la energización del banco se produce un transitorio. La inserción de un banco de capacitores corresponde a la carga de un capacitor en un circuito R-L-C y su respuesta es similar a un cortocircuito. La magnitud de esta corriente puede ser determinada en base a las relaciones dadas por el normativo ANSI C37.0731.1973, que se indican en la tabla 2.3:

Condición	Corriente
Energizar un banco de capacitores.	$I_{pk} = 1.41 \sqrt{I_{sc} \cdot I_n}$ [A]

Tabla 2.3. Corriente de energización de bancos de capacitores.

Donde: I_{pk} : Valor máximo de la corriente de inserción.

I_{sc} : Corriente de cortocircuito trifásica en el punto de aplicación, en amperios.

I_n : Corriente de línea que entrega el banco en estado estable, en amperios.

En la tabla 2.4 se indican los valores correspondientes a la energización de un banco de capacitores en las subestaciones correspondientes al SNI a través del terciario del transformador.

El voltaje nominal del terciario de los transformadores es 13.8 kV y su potencia corresponde a 1/3 de la potencia nominal del transformador. La compensación realizada es aproximadamente 1/5 de la potencia total del transformador de poder. Se considera un valor de reactancia promedio igual a 23.3 % en las bases del primario.

POTENCIA NOMINAL DEL TRANSFORMADOR [MVA]	POTENCIA NOMINAL DEL TERCIARIO [MVA]	BANCO DE CAPACITORES		CORRIENTE NOMINAL EN EL TERCIARIO [A]	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN EL TERCIARIO I_{sc} [A]	CORRIENTE DE INSERCIÓN DEL BANCO DE CAPACITORES I_{pk} [A]
		P_n [kVA]	I_n [A]			
33.0	11.0	6.6	276.1	460.21	1978.89	1045.39
44.0	14.7	8.8	368.2	613.61	2638.52	1393.85
66.0	22.0	13.2	552.2	920.41	3957.78	2090.78
75.0	25.0	15.0	627.6	1045.92	4497.47	2375.88
100.0	33.3	20.0	836.7	1394.57	5996.63	3167.84
150.0	50.0	30.0	1255.1	2091.85	8994.95	4751.77
167.0	55.7	33.4	1397.4	2328.92	10014.38	5290.30
220.0	73.3	44.0	1840.8	3068.04	13192.59	6969.26
225.0	75.0	45.0	1882.7	3137.77	13492.42	7127.65
375.0	125.0	75.0	3137.8	5229.62	22487.37	11879.42

Tabla 2.4. Corriente de energización para inserción de capacitores en el terciario de los transformadores del SNI .

Se observa que la magnitud de la corriente de energización de un banco de capacitores es similar en magnitud a la corriente de cortocircuito y esta será de mayor magnitud si la compensación realizada es superior. El principal inconveniente es que esta corriente aparece al menos una vez cada día en condiciones de demanda máxima, y si la compensación se realiza en más de un paso, la energización de todo el banco requerirá de otro transitorio de mayor magnitud debido a la descarga que produce el banco que se encuentre energizado.

Esta constante exposición del transformador a las condiciones de un cortocircuito deteriora el aislamiento del terciario provocando inclusive daños en todo el devanado que obligan a su reparación total. Si bien, los efectos que se producen en la energización pueden ser disminuidos mediante reactores o impedancias de inserción, no pueden ser eliminados totalmente. Por tal motivo el transformador, que es el elemento más importante de una subestación, estará continuamente soportando esfuerzos sobre su aislamiento y partes mecánicas.

En resumen, esta práctica si bien ofrece un bajo costo inicial disminuye la vida útil de los transformadores repercutiendo a la larga en costos mayores.

2.2.2.2.2 *Bancos conectados a la barra principal de la subestación.*

La ubicación de bancos de capacitores conectados a la barra principal de la subestación permite incrementar el valor de la reactancia entre el bushing del transformador y el banco, debido a que existe un valor de reactancia adicional proporcionado por la barra de la subestación. Esto permite reducir las corrientes de falla que soporta el transformador de poder. Además al elevar el nivel de voltaje las corrientes nominales y de falla disminuyen.

Los bancos pueden ser conectados a la barra del primario o del secundario, sin embargo, es preferible ubicar la compensación reactiva lo más cercano de la carga, esto permite operar mas sencillamente al banco en base a la demanda existente; por otro lado el nivel de aislamiento es inferior en el lado de la carga, por lo tanto los costos de equipos son menores.

En la tabla 2.5 y 2.6 se indican los valores correspondientes a la energización de un banco de capacitores en las subestaciones correspondientes al SNI a través de la barra principal de 69 kV y 138 kV, respectivamente. La compensación realizada es aproximadamente 1/5 de la potencia total del transformador de poder. Se considera un valor de reactancia promedio igual a 9.5 % en bases del primario.

POTENCIA NOMINAL DEL TRANSFORMADOR [MVA]	BANCO DE CAPACITORES		CORRIENTE NOMINAL DEL TRANSFORMADOR [A]	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN EL TRANSFORMADOR I_{sc} [A]	CORRIENTE DE INSERCIÓN DEL BANCO DE CAPACITORES I_{pk} [A]
	P_n [kVA]	I_n [A]			
33.0	6.6	55.2	276.12	2906.57	566.59
44.0	8.8	73.6	368.17	3875.43	755.46
66.0	13.2	110.4	552.25	5813.14	1133.19
75.0	15.0	125.5	627.55	6605.84	1287.71
100.0	20.0	167.3	836.74	8807.78	1716.95
150.0	30.0	251.0	1255.11	13211.68	2575.43
167.0	33.4	279.5	1397.35	14709.00	2867.31
220.0	44.0	368.2	1840.83	19377.13	3777.30
225.0	45.0	376.5	1882.66	19817.51	3863.14
375.0	75.0	627.6	3137.77	33029.19	6438.57

Tabla 2.5. Corriente de energización para inserción de capacitores en la barra principal de 69 kV en los transformadores del SNI .

POTENCIA NOMINAL DEL TRANSFORMADOR [MVA]	BANCO DE CAPACITORES		CORRIENTE NOMINAL DEL TRANSFORMADOR [A]	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN EL TRANSFORMADOR I_{sc} [A]	CORRIENTE DE INSERCIÓN DEL BANCO DE CAPACITORES I_{pk} [A]
	P_n [kVA]	I_n [A]			
33.0	6.6	27.6	138.06	1453.28	283.30
44.0	8.8	36.8	184.08	1937.71	377.73
66.0	13.2	55.2	276.12	2906.57	566.59
75.0	15.0	62.8	313.78	3302.92	643.86
100.0	20.0	83.7	418.37	4403.89	858.48
150.0	30.0	125.5	627.55	6605.84	1287.71
167.0	33.4	139.7	698.68	7354.50	1433.66
220.0	44.0	184.1	920.41	9688.56	1888.65
225.0	45.0	188.3	941.33	9908.76	1931.57
375.0	75.0	313.8	1568.89	16514.60	3219.29

Tabla 2.6. Corriente de energización para inserción de capacitores en la barra principal de 138 kV en los transformadores del SNI .

Se observa que la magnitud de la corriente de energización de un banco de capacitores es mucho menor en magnitud a la corriente de cortocircuito. Si la compensación se realiza en más de un paso, la energización de todo el banco requerirá de otro transitorio de mayor magnitud debido a la descarga que produce el banco que se encuentre energizado.

La magnitud de esta segunda corriente puede ser determinada en base a las relaciones dadas por el normativo ANSI C37.0731.1973, que se indican en la tabla 2.7:

Condición	Corriente
Energizar un banco junto a otro similar energizado en la misma barra.	$I_{pk} = 1235 \cdot \sqrt{\frac{V_{m\acute{a}x} \cdot I_n}{Leq}} \quad [A]$

Tabla 2.7. Corriente de energización de bancos de capacitores.

Donde: I_{pk} : Valor máximo de la corriente de inserción.

I_n : Corriente de línea que entrega el banco en estado estable, en amperios.

$V_{m\acute{a}x}$: Valor máximo del voltaje línea a línea, en kilovoltios.

Leq : Inductancia total por fase entre los bancos de capacitores, en microhenrios.

La magnitud de esta corriente puede ser disminuida incrementando el valor de la inductancia total por fase entre los bancos de capacitores. Por tal motivo, las corrientes que se produzcan en la energización del banco de capacitores no representan una gran exigencia para el transformador de potencia. Además, en caso de falla de unidades capacitivas la corriente no estará limitada únicamente por la reactancia del devanado, generalmente secundario, sino también por la reactancia existente desde la posición de transformación hasta la posición de conexión del banco.

Consideraciones adicionales, relacionadas con los equipos de corte deben ser señaladas para este esquema de conexión. Los disyuntores, según el normativo ANSI C37.06-1979, se clasifican en dos tipos:

- Disyuntores de Propósito General o "General Purpose Circuit Breakers": estos disyuntores presentan capacidades de interrupción elevadas en rangos de frecuencias bajas, por lo que son recomendados para

operación de líneas, transformadores y motores, ya que los transitorios allí presentes en caso de fallas o energizaciones no sobrepasan las capacidades de estos disyuntores.

- Disyuntores de Propósito Definido o “Definite Purpose Circuit Breakers”: estos disyuntores presentan capacidades de interrupción algo inferiores a los disyuntores de propósito general, pero su rango de frecuencias es muy superior a los anteriores, por lo que son recomendados para operación de capacitores debido a que los transitorios que su energización produce son de alta frecuencia.

En base a esta clasificación los disyuntores a utilizarse para la energización del banco de capacitores deben ser del tipo “Definite Purpose Circuit Breakers”. Si las capacidades de los disyuntores son excedidas, la necesidad de reactores o impedancias de pre-inserción es obligatoria.

Por otro lado, los disyuntores normalmente instalados en las subestaciones son del tipo “General Purpose Circuit Breakers”; y en caso de falla en alguna de las líneas, con el banco de capacitores en operación, se producirá una corriente de descarga cuya magnitud y frecuencia será similar a la corriente de energización, en consecuencia las capacidades de los disyuntores se verán excedidas, por lo que se requiere limitar esta descarga mediante reactores permanentes.

En resumen, la ubicación de bancos de capacitores en las barras de la subestación incrementa la vida útil del transformador, a costa de un aumento en la inversión total requerida por la instalación. En subestaciones de transmisión y subtransmisión, el elemento de mayor importancia es sin duda el transformador, por lo que la compensación reactiva es recomendable realizarla mediante este esquema.

3 CONFIGURACIÓN Y PROTECCIÓN DE UN BANCO DE CAPACITORES.

3.1 CONFIGURACIÓN Y ESQUEMAS DE CONEXIÓN.

Un banco de capacitores está constituido por unidades elementales de menor potencia, en el orden de 50-250 kvar, conectadas de manera que en su conjunto conforman la capacidad total del banco.

El voltaje nominal de las unidades capacitivas define el número de grupos serie que, por fase, tendrá un banco. Cada grupo serie está conformado por unidades capacitivas conectadas en paralelo; el número de estas unidades está determinado por las condiciones definidas en la norma ANSI/IEE Std 18-1980, la cual expresa que una unidad capacitiva se encuentra en operación normal si:

- El voltaje en los terminales de la unidad es menor o igual al 110 % de su voltaje nominal.
- La corriente circulante por la unidad es menor o igual al 180% de su corriente nominal.
- La potencia reactiva suministrada por la unidad no excede el 135 % de su capacidad nominal, causado por los efectos combinados de: voltaje sobre el 110% del nominal, voltajes armónicos y tolerancia de la unidad.

En consecuencia; y considerando que al menos un capacitor fallará, se debe procurar que ante la salida de una unidad, las restantes unidades operen bajo las condiciones descritas anteriormente.

En forma general, un banco de capacitores puede ser conectado en tres esquemas:

- Conexión Delta.
- Conexión Estrella: aterrada o flotante.
- Conexión Doble Estrella.

La tabla 3.1 indica el número mínimo de unidades en paralelo por grupo serie, para cada una de estas configuraciones, que permiten cumplir con los requerimientos de la norma ANSI/IEEE. [6]

Número de Grupos Serie	Delta /Estrella aterrada	Estrella flotante	Doble Estrella
1	-	4	2
2	6	8	7
3	8	9	8
4	9	10	9
5	9	10	10
6	10	10	10
7	10	10	10
8	10	11	10
9	10	11	10
10	10	11	11

Tabla 3.1. Mínimo número de unidades en paralelo por grupo serie [6].

3.1.1 BANCOS CONECTADOS EN DELTA.

Los bancos de capacitores son conectados en delta cuando el voltaje línea-línea del sistema es bajo; para medios y altos voltajes es recomendable la conexión en estrella, ya que permite disminuir las exigencias de aislamiento por fase.

Las unidades capacitivas, existentes en el mercado, presentan voltajes nominales desde los 2.4 kV. Por esta razón, es factible una conexión en delta si el voltaje del sistema es inferior o igual a este valor.

Si el sistema eléctrico posee una configuración en delta, es preferible mantener este esquema para el banco de capacitores ya que se facilita la operación y la coordinación de protecciones. Sin embargo, si el sistema presenta excesivas corrientes de cortocircuito, se recomienda un esquema en estrella con el neutro flotante.

[6] American National Standard. ANSI C37.99-1980. Guide for Protection of Shunt Capacitor Banks. New York, USA. 1980.

El esquema de un banco en conexión delta se indica en la figura 3.1.

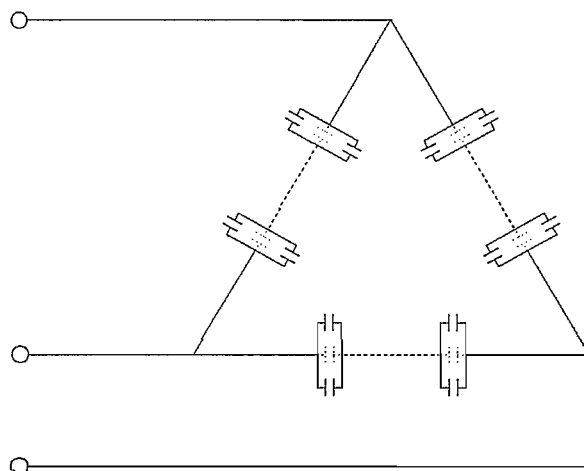


Figura 3.1. Banco de capacitores en delta.

3.1.2 BANCOS CONECTADOS EN ESTRELLA.

El esquema de conexión en estrella es el más utilizado para medios y altos voltajes, este esquema presenta dos opciones en base al aterramiento o no del neutro.

3.1.2.1 CONEXIÓN EN ESTRELLA ATERRADA.

La conexión en estrella aterrada se muestra en la figura 3.2.

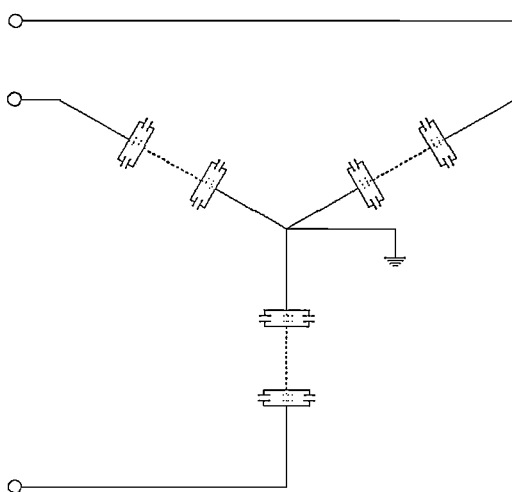


Figura 3.2. Banco de capacitores en estrella aterrada.

En el normativo ANSI C37.99-1980, se recomienda conectar un banco de capacitores con el neutro puesto a tierra solo en sistemas efectivamente puestos a tierra, siendo un sistema efectivamente puesto a tierra un sistema en el cual:

$$\frac{X_0}{X_1} < 3 \text{ y además}$$

$$\frac{R_0}{R_1} < 1$$

Donde: R_0 y X_0 : Resistencia y Reactancia de secuencia cero, respectivamente
 R_1 y X_1 : Resistencia y Reactancia de secuencia positiva, respectivamente.

Este esquema es recomendado en bancos de mediana potencia. La potencia límite para una conexión en estrella aterrada se basa en la máxima corriente de cortocircuito que se presente. Si las corrientes de falla son grandes se necesitará de fusibles limitadores de corriente, esta alternativa aunque técnicamente es aceptable, resulta económicamente inconveniente por el número de fusibles requeridos en una instalación. Los fusibles tipo expulsión son los comúnmente empleados y permiten una operación segura para potencias en paralelo menores a 3100 kvar [6].

3.1.2.2 CONEXIÓN EN ESTRELLA FLOTANTE.

La conexión en estrella flotante se muestra en la figura 3.3.

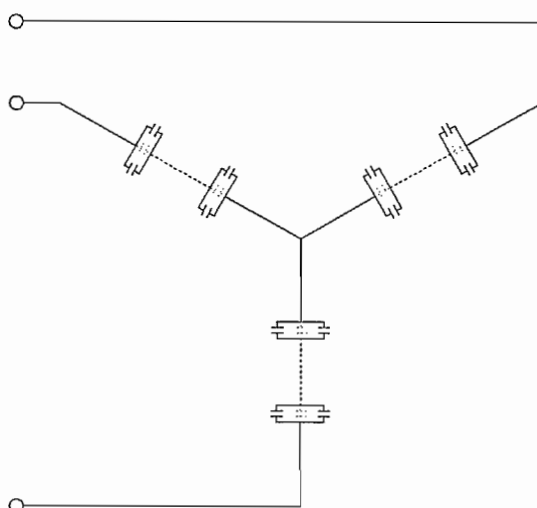


Figura 3.3. Banco de capacitores en estrella flotante.

Este esquema es recomendado en sistemas que posean una configuración en estrella flotante. En caso de falla de los capacitores de una fase, se producirá un desbalance y el neutro del banco elevará su potencial, más la corriente estará limitada por la impedancia que presenten las otras fases, por este motivo este esquema también se recomienda en sistemas en los cuales las corrientes de cortocircuito sean excesivas

3.1.3 BANCOS CONECTADOS EN DOBLE ESTRELLA.

Cuando la potencia por grupo en paralelo supera los 3100 kvar y/o el número de unidades en paralelo por grupo serie se encuentra cerca de los límites indicados en la tabla 3.1, es posible dividir al banco en dos secciones conectadas en estrella. La conexión en doble estrella se muestra en la figura 3.4.

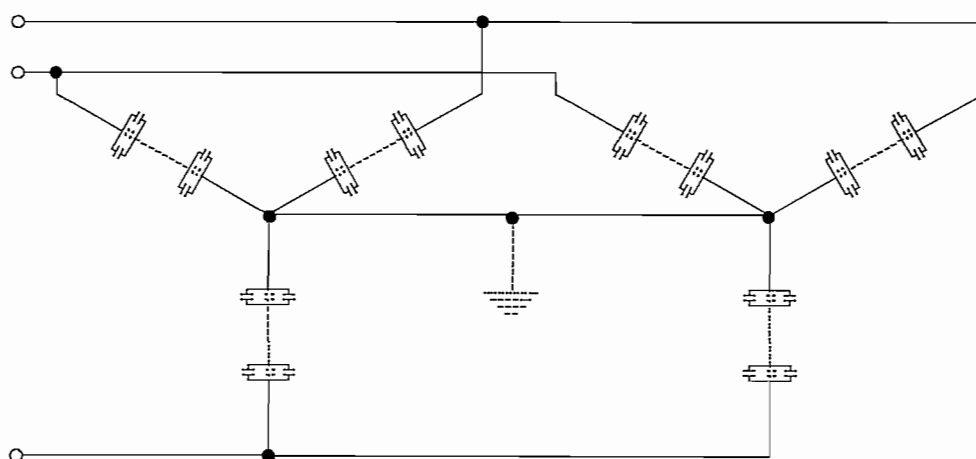


Figura 3.4. Banco de capacitores en doble estrella.

Se recomienda dividir al banco en dos secciones similares para generar un potencial cero en el neutro, de manera que permita implementar protecciones de desbalance.

En base a las consideraciones señaladas para las configuraciones anteriores, los neutros de cada sección pueden ser flotantes o aterrados. Si el esquema escogido es flotante, los neutros pueden o no estar unidos, más, si el esquema considerado es doble estrella aterrado los neutros deben estar conectados directamente con una sola conexión a tierra, para evitar posibles desbalances entre los neutros.

3.2 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN.

Los esquemas de protección para capacitores tienen como finalidad mantener a cada una de las unidades capacitivas dentro de los parámetros de operación normal, señalados en 3.1.

La protección que requieren los bancos de capacitores se puede clasificar en dos tipos: protección interna y protección externa.

3.2.1 PROTECCIÓN INTERNA.

La protección interna es la encargada de realizar un continuo monitoreo del estado de los capacitores, permitiendo proteger las partes activas o sin fallas de los efectos producidos ante la eventual falla de una unidad capacitiva.

La primera línea de protección de un banco de capacitores son los fusibles de cada unidad. El fusible individual siente la falla de una unidad capacitiva y aísla la unidad en falla del resto del banco, en un tiempo lo suficientemente pequeño para prevenir daños en las unidades adyacentes, así como daños en los portafusibles y demás elementos de sujeción. Sin embargo, el aislamiento de una unidad capacitiva, provocada por la operación de los fusibles, produce un aumento de la impedancia del grupo serie en el que falle la unidad; consecuentemente existe un incremento de voltaje a través de las restantes unidades que conforman el grupo. Este incremento de voltaje, no debe superar el 10% del voltaje nominal, de manera que la vida útil de los capacitores no se vea afectada.

Aprovechando la variación de voltaje producido por la salida de una unidad capacitiva, se utilizan las protecciones de desbalance. Se debe, sin embargo, calibrar las protecciones tomando en consideración el desbalance inherente existente en un banco de capacitores. Generalmente, el desbalance inherente en un banco, se produce por tres circunstancias:

- Efecto de la tolerancia de los capacitores.
- Efecto de las variaciones de la magnitud de voltaje del sistema.
- Efecto de las variaciones del ángulo de fase del voltaje del sistema.

En cuanto a la tolerancia de las unidades, los fabricantes construyen capacitores con un margen del $\pm 10\%$ de la potencia nominal o de placa; esta tolerancia produce un desbalance que afectará a cualquier esquema de protección.

Los efectos de las variaciones de magnitud y ángulo de fase del voltaje del sistema serán determinantes en el desbalance inherente, solo en algunos esquemas de protección.

3.2.1.1 Protección de bancos con conexión estrella aterrada.

El principal esquema de protección para un banco conectado en estrella aterrada, se basa en la medición de la corriente circulante desde el neutro hacia tierra. Un desbalance en el banco de capacitores provocará una circulación de corriente entre neutro y tierra, esta corriente se la censa mediante un transformador de corriente. Tal transformador envía su señal de medición a un relevador de corriente con características de tiempo instantáneas, de manera que permita desconectar al banco, mediante el disyuntor, en caso de un desbalance peligroso. Se recomienda además, utilizar una característica de tiempo instantánea para implementar una señal de alarma que alerte al operador, en caso de la salida de una unidad capacitiva. El diagrama de este esquema se indica en la figura 3.5.

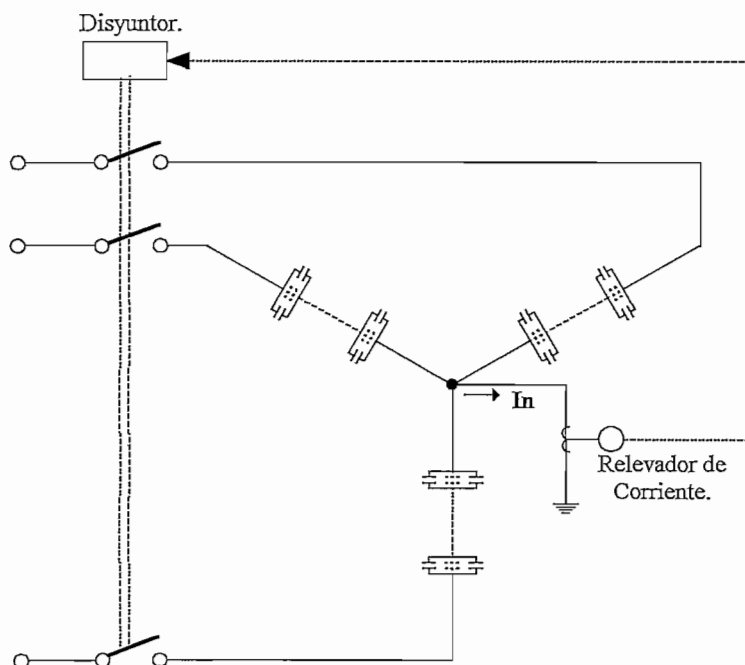


Figura 3.5. Esquema de protección de un banco de capacitores en estrella aterrada.

El desbalance inherente, se refleja en la corriente circulante por el neutro (I_n), y puede ser determinado en base a las relaciones indicadas en la tabla 3.2. [6]

Efecto de la tolerancia de los capacitores.	Efecto de las variaciones de la magnitud de voltaje del sistema.	Efecto de las variaciones del ángulo de fase del voltaje del sistema.
$I_n = \frac{\Delta C \cdot \text{var}_B}{3 \cdot V_{LG}}$	$I_n = \frac{\Delta V_{LG} \cdot P \cdot \text{var}_u}{S \cdot V_C^2}$	$I_n = \frac{2 \cdot P \cdot V_{LG} \cdot \text{sen}\left(\frac{\phi}{2}\right) \cdot \text{var}_u}{S \cdot V_C^2}$

Tabla 3.2. Desbalance inherente en un banco de capacitores en estrella aterrado. [6]

Donde:

I_n : corriente circulante entre neutro y tierra, en amperios.

ΔC : margen de tolerancia de los capacitores, en por unidad.

V_{LG} : voltaje fase –tierra del sistema, en voltios.

V_C : voltaje nominal de cada unidad capacitiva, en voltios.

ΔV_{LG} : variación del voltaje fase –tierra del sistema, en voltios.

var_u : potencia nominal de cada unidad capacitiva, en voltamperios.

var_B : potencia nominal del banco de capacitores, en voltamperios.

N : número de grupos serie por fase.

M : Número de unidades capacitivas en paralelo por grupo serie.

ϕ : variación del ángulo de desfase entre dos fases, en radianes.

La corriente total de desbalance inherente debe ser considerada como la suma de todos los efectos que la originan.

La magnitud de la corriente circulante entre el neutro y tierra I_n , cuando K unidades capacitivas han sido removidas por sus fusibles respectivos se determina mediante la siguiente relación [6]:

$$I_n = \left[\frac{K}{N \cdot (M - K) + K} \right] \cdot I_L$$

[6] American National Standard. ANSI C37.99-1980. Guide for Protection of Shunt Capacitor Banks. New York, USA. 1980.

Donde I_L representa la magnitud de la corriente de fase nominal de un banco, en amperios. Para una mejor calibración y operación de las protecciones, se recomienda que el número de unidades en paralelo y el número de grupos serie por fase permitan tener una corriente circulante entre el neutro y tierra I_n , cuando K unidades capacitivas han sido removidas, mayor que la corriente de desbalance inherente.

3.2.1.2 Protección de bancos con conexión estrella flotante.

El principal esquema de protección para un banco conectado en estrella flotante, se basa en la medición de la diferencia de potencial existente entre neutro y tierra. Esta medición se la realiza mediante un transformador de potencial. Tal transformador envía su señal de medición a un relevador de voltaje con características de tiempo instantáneas, de manera que permita desconectar al banco, mediante el disyuntor, en caso de un desbalance peligroso.

Se recomienda además, utilizar una característica de tiempo instantánea para implementar una señal de alarma que alerte al operador, en caso de la salida de una unidad capacitiva. El diagrama de este esquema se indica en la figura 3.6.

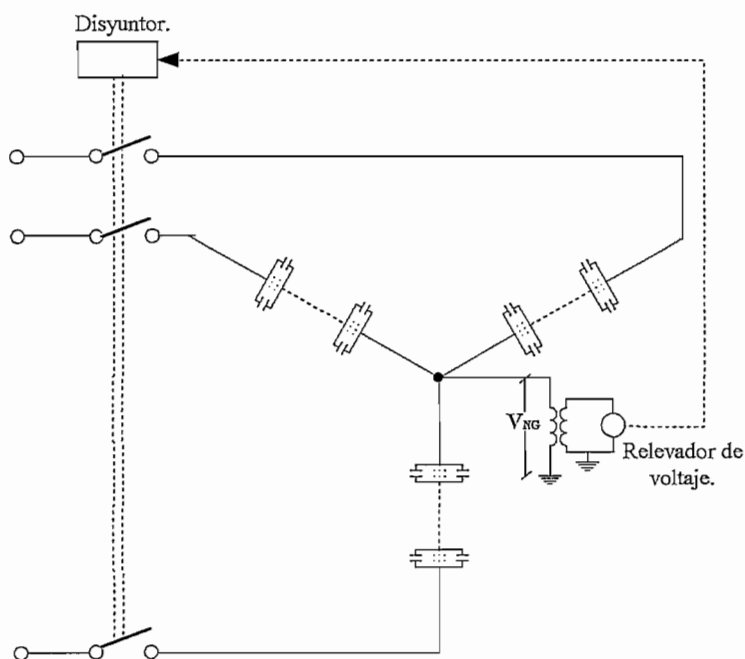


Figura 3.6. Esquema de protección de un banco de capacitores en estrella flotante.

El desbalance inherente, se refleja en el voltaje entre neutro y tierra (V_{NG}), y puede ser determinado en base a las relaciones indicadas en la tabla 3.3. [6]

Efecto de la tolerancia de los capacitores.	Efecto de las variaciones de la magnitud de voltaje del sistema.	Efecto de las variaciones del ángulo de fase del voltaje del sistema.
$V_{NG} = \frac{\Delta C \cdot V_{LG}}{3}$	$V_{NG} = \frac{\Delta V_{LG}}{3}$	$V_{NG} = \frac{2}{3} \cdot V_{LG} \cdot \sin\left(\frac{\phi}{2}\right)$

Tabla 3.3. Desbalance inherente en un banco de capacitores en estrella flotante. [6]

Donde:

V_{NG} : voltaje entre neutro y tierra, en voltios.

ΔC : margen de tolerancia de los capacitores, en por unidad.

V_{LG} : voltaje fase –tierra del sistema, en voltios.

V_C : voltaje nominal de cada unidad capacitiva, en voltios.

ΔV_{LG} : variación del voltaje fase –tierra del sistema, en voltios.

ϕ : variación del ángulo de desfaseamiento entre dos fases, en radianes.

El voltaje total de desbalance inherente debe ser considerado como la suma de todos los efectos que lo originan.

La magnitud del voltaje entre neutro y tierra V_{NG} cuando K unidades capacitivas han sido removidas por sus fusibles respectivos se determina mediante la siguiente relación [6]:

$$V_{NG} = \left[\frac{K}{3N \cdot (M - K) + 2K} \right] \cdot V_{LG}$$

Para una mejor calibración y operación de las protecciones, se recomienda que el número de unidades en paralelo y el número de grupos serie por fase permitan tener un voltaje entre neutro y tierra V_{NG} , cuando K unidades capacitivas han sido removidas, mayor que el voltaje de desbalance inherente.

3.2.1.3 Protección de bancos con conexión doble estrella.

Los esquemas de protección para bancos conectados en doble estrella; aterrada o flotante, tienen la particularidad de no verse afectados por los efectos de las variaciones, en magnitud o ángulo, del voltaje del sistema. Esto se debe a que estas variaciones afectan a las dos secciones por igual, y como la medición, sea de voltaje o corriente, se realiza en el punto neutro, los efectos producidos se contrarrestan. Por esta razón resultan ser mas precisos en la detección de desbalances.

Los esquemas de protección, difieren si son para bancos aterrados o flotantes. A continuación se indican los esquemas mas conocidos.

3.2.1.3.1 Bancos conectados en doble estrella flotante.

Uno de los principales esquemas de protección para un banco conectado en doble estrella flotante, se basa en la medición de la corriente circulante entre los neutros. Un desbalance en cualquiera de los bancos provocará una circulación de corriente la misma que será censada mediante un transformador de corriente. El transformador envía su señal de medición a un relevador de corriente con características de tiempo instantáneas, de manera que permita desconectar a los bancos, mediante el disyuntor, en caso de un desbalance peligroso. El diagrama de este esquema se indica en la figura 3.7.

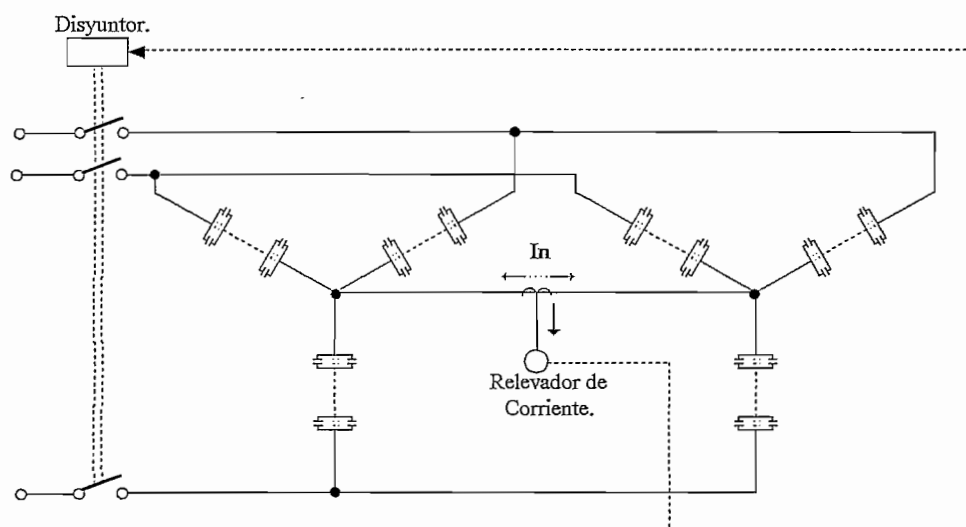


Figura 3.7. Esquema de protección de un banco de capacitores en doble estrella flotante.

El desbalance inherente, se refleja en la corriente circulante entre neutros (I_n), y puede ser determinado en base a las relaciones indicadas en la tabla 3.4. [6]

Efecto de la tolerancia de los capacitores.
$I_n = \frac{\Delta C \cdot \text{var}_B}{6 \cdot V_{LG}}$

Tabla 3.4. Desbalance inherente en un banco de capacitores en doble estrella flotante. [6]

Donde:

ΔC : margen de tolerancia de los capacitores, en por unidad.

V_{LG} : voltaje fase –tierra del sistema, en voltios.

var_B : potencia nominal del banco de capacitores, en voltamperios.

La magnitud de la corriente circulante entre neutros I_n , cuando K unidades capacitivas han sido removidas por sus fusibles respectivos se determina mediante la siguiente relación [6]:

$$I_n = \left[\frac{3K}{6N(M - K) + 5K} \right] \cdot I_L$$

Donde I_L representa la magnitud de las corriente de fase nominal, en amperios. Para una mejor calibración y operación de las protecciones, se recomienda que el número de unidades en paralelo y el número de grupos serie por fase permitan tener una corriente circulante entre neutros I_n , cuando K unidades capacitivas han sido removidas, mayor que la corriente de desbalance inherente.

Otro de los esquemas de protección utilizados, se basa en la medición de la diferencia de potencial existente entre neutros y tierra. Esta medición se la realiza mediante un transformador de potencial. Tal transformador envía su señal de medición a un relevador de voltaje con características de tiempo instantáneas, de manera que permita desconectar al banco, mediante el disyuntor, en caso de un desbalance peligroso. El diagrama de este esquema se indica en la figura 3.8.

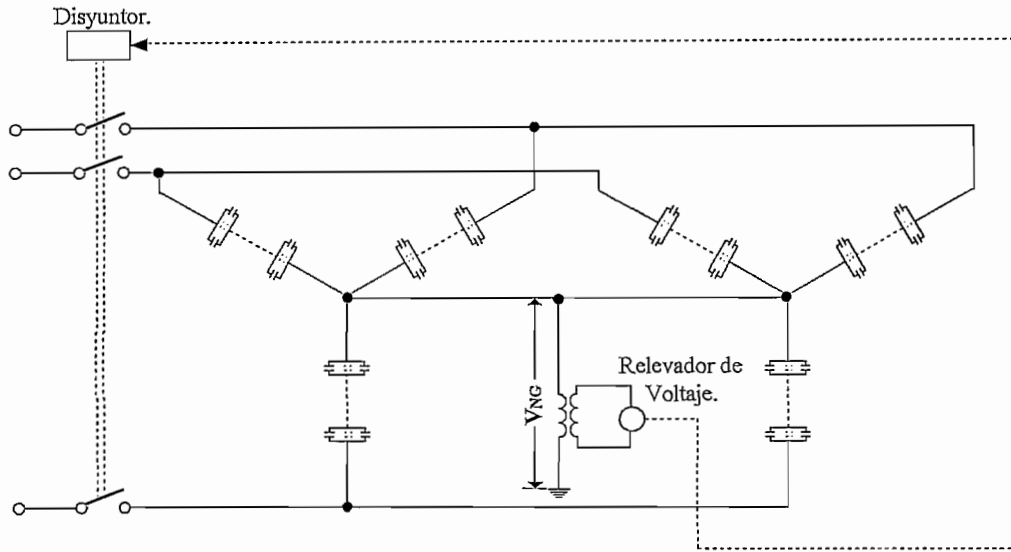


Figura 3.8. Esquema de protección de un banco de capacitores en doble estrella flotante.

El desbalance inherente, se refleja en el voltaje entre neutro y tierra (V_{NG}), y puede ser determinado en base a las relaciones indicadas en la tabla 3.5. [6]

Efecto de la tolerancia de los capacitores.
$V_{NG} = \frac{\Delta C \cdot V_{LG}}{3}$

Tabla 3.5. Desbalance inherente en un banco de capacitores en doble estrella flotante. [6]

Donde:

V_{NG} : voltaje entre neutro y tierra, en voltios.

ΔC : margen de tolerancia de los capacitores, en por unidad.

V_{LG} : voltaje fase –tierra del sistema, en voltios.

La magnitud del voltaje entre neutro y tierra V_{NG} cuando K unidades capacitivas han sido removidas por sus fusibles respectivos se determina mediante la siguiente relación [6]:

$$V_{NG} = \left[\frac{K}{6N(M-K) + 5K} \right] \cdot V_{LG}$$

Para una mejor calibración y operación de las protecciones, se recomienda que el número de unidades en paralelo y el número de grupos serie por fase permitan tener un voltaje entre neutros y tierra V_{NG} , cuando K unidades capacitivas han sido removidas, mayor que el voltaje de desbalance inherente.

3.2.1.3.2 Bancos conectados en doble estrella aterrada.

Uno de los principales esquemas de protección para un banco conectado en doble estrella aterrada, se basa en la medición de la corriente circulante desde los neutros hacia tierra. Un desbalance en cualquiera de los bancos de capacitores provocará una circulación de corriente entre neutro y tierra, esta corriente se la censa mediante un transformador de corriente. Tal transformador envía su señal de medición a un relevador de corriente con características de tiempo instantáneas, de manera que permita desconectar al banco, mediante el disyuntor, en caso de un desbalance peligroso. El diagrama de este esquema se indica en la figura 3.9.

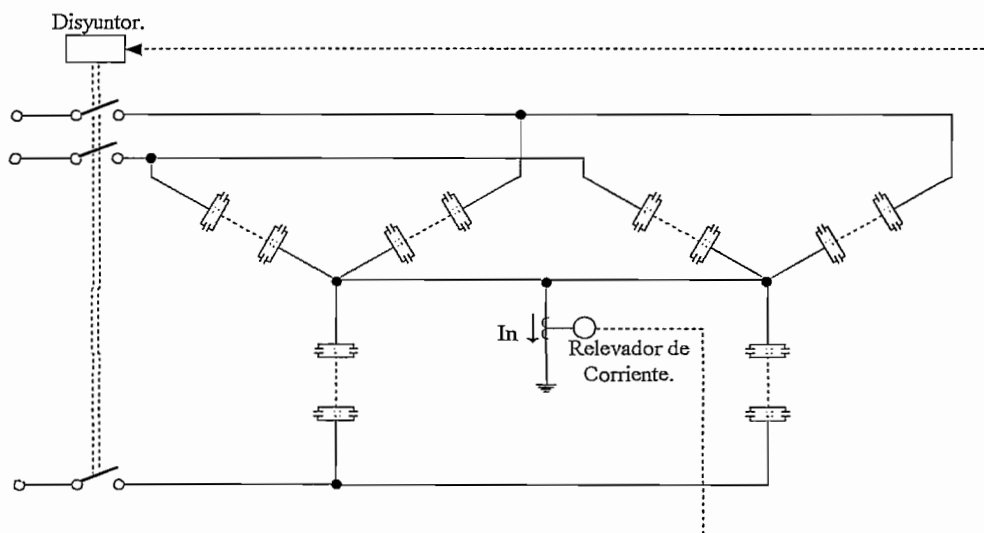


Figura 3.9. Esquema de protección de un banco de capacitores en doble estrella aterrada.

El desbalance inherente, se refleja en la corriente circulante entre neutros y tierra (I_n), y puede ser determinado en base a las relaciones indicadas en la tabla 3.6. [6]

Efecto de la tolerancia de los capacitores.
$I_n = \frac{\Delta C \cdot \text{var}_B}{3 \cdot V_{LG}}$

Tabla 3.6. Desbalance inherente en un banco de capacitores en doble estrella aterrada. [6]

Donde:

I_n : corriente circulante entre neutro y tierra, en amperios.

ΔC : margen de tolerancia de los capacitores, en por unidad.

V_{LG} : voltaje fase –tierra del sistema, en voltios.

var_B : potencia nominal del banco de capacitores, en voltamperios.

La magnitud de la corriente circulante entre neutros y tierra I_n , cuando K unidades capacitivas han sido removidas por sus fusibles respectivos se determina mediante la siguiente relación [6]:

$$I_n = \left[\frac{K}{N \cdot (M - K) + K} \right] \cdot I_L$$

Donde I_L representa la magnitud de la corriente de fase nominal, en amperios. Para una mejor calibración y operación de las protecciones, se recomienda que el número de unidades en paralelo y el número de grupos serie por fase permitan tener una corriente circulante entre neutros y tierra I_n , cuando K unidades capacitivas han sido removidas, mayor que la corriente de desbalance inherente.

Otro de los esquemas de protección utilizados, se basa en la protección diferencial. Un desbalance en cualquiera de los bancos de capacitores provocará una circulación de corriente desde uno de los neutros hacia tierra, que será

diferente a la corriente circulante desde el otro neutro; si esta diferencia es mayor a la calibrada en el relevador diferencial, este último obligará a operar al disyuntor, desconectando a los bancos de capacitores.

El diagrama de este esquema se indica en la figura 3.10.

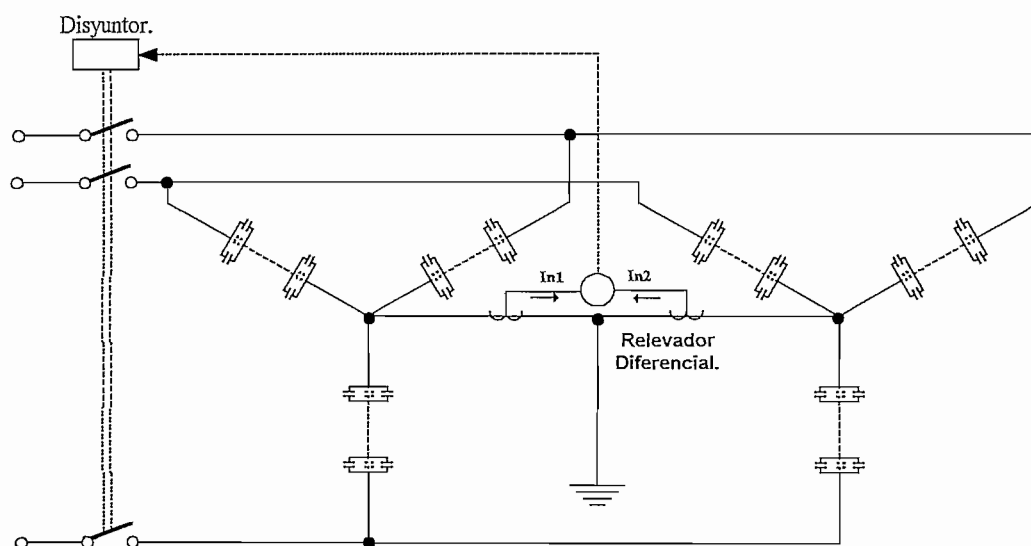


Figura 3.10. Esquema de protección de un banco de capacitores en doble estrella aterrada.

La principal desventaja de este esquema radica en la necesidad de dos transformadores de corriente, lo que incrementa el costo de su implementación.

3.2.2 PROTECCIÓN EXTERNA.

La protección externa se refiere a la protección que debe darse al banco ante sobrecorrientes producto de cortocircuitos o sobrecargas, y ante sobrevoltajes debido a rayos o por maniobras del sistema.

La protección contra sobrecorrientes se la realiza mediante relés de sobrecorriente temporizados 51/51N, como protección principal, y mediante relés de sobrecorriente instantáneos 50/50N, como protección de respaldo. La calibración de los relés debe ser realizada considerando la coordinación de protecciones que presente el sistema.

La protección contra sobrevoltajes, generalmente se la realiza mediante pararrayos de óxido de zinc. La principal consideración que debe ser tomada al escoger un pararrayos para aplicaciones en bancos de capacitores, está en que al producirse la operación del dispositivo, los capacitores se descargarán a través del pararrayos y, la energía producto de esta descarga debe ser menor al nivel de energía expresado en las especificaciones del dispositivo.

Deben incluirse en las especificaciones de los equipos, seccionadores con cuchillas de puesta a tierra, de modo que sea posible descargar a los bancos previo al mantenimiento que se realice. Además, en lo relacionado con los devanados de los transformadores de corriente, se debe considerar la inclusión del banco dentro de la protección diferencial de barra.

4 APLICACIÓN EN LA SUBESTACIÓN LOJA.

4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA SUBESTACIÓN LOJA.

La subestación Loja, ubicada en la ciudad del mismo nombre (2135 msnm), pertenece al Sistema Nacional Interconectado y su objetivo es abastecer de energía eléctrica a la región sur del País. Esta subestación entró en funcionamiento en el año 1988.

La subestación Loja es el enlace entre el SNI y la Empresa Eléctrica Regional Sur. Tal enlace se da mediante una línea de 134.2 km proveniente de la barra al nivel de 138 kV desde la Subestación Cuenca. La capacidad de la subestación Loja esta dada por el transformador de potencia que allí se encuentra, y su capacidad depende del esquema de refrigeración, tal como se muestra en la tabla 4.1:

Esquema de Refrigeración	Potencia máxima [MVA]
OA	40
FA	55.33
FOA	66.67

Tabla 4.1. Potencia del transformador de la S/E Loja.

El transformador cuya relación de transformación es: 138 / 69 / 13.8 kV presenta una reactancia de cortocircuito de 12.33 % entre alta y media tensión, en base de 100 MVA.

En la actualidad la subestación presenta una posición en el lado de alta tensión (138 kV) y dos posiciones en el lado de baja tensión (69 kV). La subestación tiene espacio físico para elevar su capacidad, en caso de ser necesario, mediante dos posiciones en alta, una posición de transformación y tres posiciones en baja.

El esquema de barra empleado en los dos niveles de tensión es barra principal y barra de transferencia.

4.2 NECESIDAD DE REACTIVOS EN LA SUBESTACIÓN LOJA.

La subestación Loja ha funcionado desde sus inicios sin ningún tipo de compensación; sin embargo, debido al crecimiento de la demanda en la región a la cual abastece de energía, los niveles de tensión han disminuido. Mediante

proyecciones realizadas es posible observar que estos niveles caerán bajo los límites permitidos por el Reglamento de Despacho y Operación, que es el que rige en el sector, el cual especifica que los niveles de voltaje permitidos en las barras de las subestaciones del SNI deben estar en el rango del $\pm 5\%$ del voltaje nominal. Por esta razón es necesario la implementación de compensación reactiva de tal manera que los niveles de voltaje ingresen en los rangos tolerables.

4.2.1 CANTIDAD DE REACTIVOS NECESARIOS.

Para la determinación de la cantidad de reactivos, se realiza una corrida de flujos de potencia para el año 2003, año en el que los niveles de voltaje presentan deficiencias apreciables. El análisis se lo realiza en períodos de estiaje y lluvioso, y en condiciones de demanda máxima y media, ya que para mínima demanda no existen problemas de voltaje.

La carga total que se presenta en la barra de 69 kV es:

- Demanda máxima: 40 MW y 12 Mvar
- Demanda media: 21 MW y 6 Mvar.

La simulación realizada en Power World 6, proporciona los resultados que se presentan en la tabla 4.2:

Período de demanda	Estación	Voltaje en barra de 69 kV	
		[pu]	[kV]
Demanda máxima	Estiaje	0.923	63.701
	Lluvia	0.916	63.218
Demanda media	Estiaje	1.000	69.000
	Lluvia	0.997	68.793

Tabla 4.2. Voltajes en barra de 69 kV sin compensación reactiva (año 2003).

Se observa que el período crítico ocurre en la estación lluviosa y en demanda máxima, esto se debe a que en esta estación la carga es abastecida en su totalidad por generación proveniente de la central hidroeléctrica Paute, que al estar alejada de la subestación (aproximadamente 200 km) produce caídas de tensión considerables a través de las líneas, con lo cual el voltaje en la barra de 69 kV de la subestación Loja se ve disminuido apreciablemente.

De la observación anterior se determina la cantidad de reactivos necesarios para evitar problemas de bajo voltaje. El valor de potencia reactiva considerada es de

12 Mvar, que representa la totalidad de carga reactiva que se presenta en la subestación en período de demanda máxima.

4.3 CONFIGURACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DEL BANCO DE CAPACITORES.

4.3.1 NÚMERO DE BANCOS Y CANTIDAD DE REACTIVOS POR BANCO.

Se considera tres opciones para determinar el número y cantidad de reactivos por banco:

- 3 Bancos de 4 MVA.
- 2 Bancos de 6 MVA, y
- 1 Banco de 12 MVA.

Para cada una de estas opciones se realiza una simulación en períodos de estiaje y lluvioso, y en condiciones de demanda máxima y media.

Los resultados se indican en la tabla 4.3.

a) 3 Bancos de 4 MVA

Período de demanda	Estación	Voltaje en barra de 69 kV					
		PASO 1		PASO 2		PASO 3	
		[pu]	[kV]	[pu]	[kV]	[pu]	[kV]
Demanda máxima	Estiaje	0.9492	65.495	0.976	67.365	1.0047	69.324
	Lluvia	0.9441	65.143	0.974	67.185	1.0047	69.324
Demanda media	Estiaje	1.0184	70.270	1.043	71.933	1.0677	73.671
	Lluvia	1.0197	70.359	1.043	71.988	1.0568	72.919

b) 2 Bancos de 6 MVA

Período de demanda	Estación	Voltaje en barra de 69 kV			
		PASO 1		PASO 2	
		[pu]	[kV]	[pu]	[kV]
Demanda máxima	Estiaje	0.9626	66.419	1.0047	69.324
	Lluvia	0.9587	66.150	1.0047	69.324
Demanda media	Estiaje	1.0304	71.098	1.0677	73.671
	Lluvia	1.0313	71.160	1.0568	72.919

c) 1 Banco de 12 MVA

Período de demanda	Estación	Voltaje en barra de 69 kV	
		PASO 1	
		[pu]	[kV]
Demanda máxima	Estiaje	1.0047	69.32
	Lluvia	1.0047	69.32
Demanda media	Estiaje	1.0677	73.67
	Lluvia	1.0568	72.92

Tabla 4.3. Voltajes en barra de 69 kV con compensación reactiva (año 2003).

De los resultados, y considerando que el margen que tolera el reglamento es de $\pm 5\%$ ($0.95 \leq V \leq 1.05$ p.u), se determina como mejor la opción b; es decir, dos bancos de 6 MVA cada uno. Esta opción da una operación flexible permitiendo ubicar los niveles de voltaje dentro del rango establecido, para los dos períodos de demanda estudiados: máxima con los dos bancos conectados y media con un solo banco conectado.

La opción de 3x4MVA permite una operación más flexible, sin embargo las ventajas que esta presenta no equipara al costo de implementar tres posiciones.

La opción 1x12 MVA no permite mantener los niveles de voltaje dentro del rango en demanda media.

4.3.2 IMPLEMENTACIÓN DEL BANCO DE CAPACITORES.

4.3.2.1 Ubicación física.

La principal consideración está en mantener las distancias de seguridad. Para el caso en estudio, se ha considerado las distancias existentes en las demás posiciones de 69 kV.

El lugar de ubicación de los dos bancos de 6 MVA, se especifica en el Anexo H (Vista de Planta de la S/E). Vale indicar que para poder ubicar esta nueva posición, se requiere ampliar la barra principal y la de transferencia, ya que en la actualidad no existen posiciones disponibles. Con tal ampliación se incrementan 4 nuevas posiciones que pueden ser utilizadas para líneas futuras y/o posiciones de transformación. El área que ocuparán los dos bancos de capacitores será: 16 x 18 metros.

4.3.2.2 Esquema de conexión del banco.

Siguiendo el normativo ANSI, el cual recomienda una conexión en estrella con el neutro sólidamente puesto a tierra, sólo en sistemas efectivamente puestos a tierra, se procede a determinar si el sistema es o no efectivamente puesto a tierra.

Para el caso en estudio, se tienen los siguientes valores, que son los equivalentes vistos desde la barra de 69 kV:

$$R_o = 0.00461 \text{ pu}$$

$$X_o = 0.08684 \text{ pu}$$

$$R_1 = 0.02706 \text{ pu}$$

$$X_1 = 0.17460 \text{ pu}$$

Los resultados son:

$$\frac{X_o}{X_1} = 0.49737 < 3$$

$$\frac{R_o}{R_1} = 0.17036 < 1$$

En consecuencia, el sistema es efectivamente puesto a tierra, por tal motivo se utilizará una configuración en estrella con el neutro sólidamente puesto a tierra.

4.3.2.3 Número de grupos serie y numero de unidades en paralelo.

Para determinar el número de grupos serie y el número de unidades en paralelo por grupo serie, se toma en cuenta las consideraciones del normativo ANSI C37.0731.1973 que se encuentran especificadas en 3.1.

Esto implica, garantizar que ante la salida por falla de una unidad capacitiva, el desbalance producido sea tal que no exceda en las otras unidades el 110 % de su voltaje nominal y el 135 % de su capacidad nominal.

Se debe procurar que el número de unidades en paralelo sea lo suficientemente grande de manera que el fusible opere si circula una corriente producto del cortocircuito de la unidad capacitiva que falle. Generalmente se utilizan fusibles tipo expulsión que se funden al circular por ellos una corriente mayor o igual a 10 veces la corriente nominal.

La tabla 4.4 indica el mínimo número de unidades en paralelo por grupo serie, para una configuración Y aterrado, que permite cumplir con los requerimientos anteriores cuando falle una unidad capacitiva.

Número de Grupos Serie	Número mínimo de unidades en paralelo por grupo serie.	Corriente de cortocircuito en veces la corriente nominal (en la unidad fallada).	% de Voltaje aplicado a cada unidad capacitiva (con una unidad fallada).
1	-	-	-
2	6	12	109.1
3	8	12	109.1
4	9	12	109.1
5	9	11.3	109.8

Tabla 4.4. Mínimo número de unidades en paralelo por grupo serie.

Con estas consideraciones y utilizando potencias nominales de unidades capacitivas (100, 150 y 200 kvar) se analizan diversas alternativas.

Las relaciones empleadas son:

$$Q_n = \frac{Q_f}{N} \quad M = \frac{Q_n}{Q_u}$$

$$E_n = \frac{E}{N} \quad \text{Total} = 3 \cdot M \cdot N$$

Donde:

Q_b: Potencia reactiva nominal del banco (6MVA).

E: Voltaje fase tierra (69/√3 kV).

Q_u: Potencia reactiva nominal de cada unidad capacitiva.

Q_f: Potencia reactiva suministrada por el banco por fase.

N: Número de grupos serie.

Q_n: Potencia reactiva suministrada por grupo serie.

M: Número de unidades capacitivas en paralelo por grupo serie.

E_n: Voltaje aplicado a cada unidad capacitiva.

Total: Número total de unidades capacitivas del banco.

Los resultados se indican en la tabla 4.5.

kvars nominales	N° grupos serie por fase	N° Unidades en paralelo	N° total de unidades	Capacidad real del banco [MVA]
100	2	10	60	6
100	3	7	63	6,3
150	2	7	42	6,3
150	3	5	45	6,75
200	2	5	30	6

Tabla 4.5. Opciones probables para la implementación de un banco de 6 MVA.

Se observa que no todas las alternativas cumplen con los requerimientos planteados. Las opciones técnicamente aceptables se indican en la tabla 4.6:

kvars nominales	N° grupos serie por fase	N° Unidades en paralelo	N° total de unidades	Capacidad real del banco [MVA]	Voltaje aplicado a cada unidad [kV]
100	2	10	60	6	19,92
150	2	7	42	6,3	19,92

Esquema escogido: Opción 2

N° total de capacitores:

84

Tabla 4.6. Opciones que cumplen con el normativo ANSI.

La alternativa escogida es: 42 unidades de 150 kvar nominales por banco, divididos en 2 grupos serie por fase, con 7 unidades en paralelo por grupo serie. El voltaje nominal de cada unidad es 19.92 kV. El número total de capacitores de la instalación es 84 unidades y posee una capacidad total de 12.6 MVA.

Esta alternativa presenta el menor número de fusibles requeridos que coincide con el número total de unidades, además permite tener un margen adicional de potencia reactiva.

4.3.3 IMPLICACIONES DE LA IMPLANTACIÓN DE LOS BANCOS DE CAPACITORES.

4.3.3.1 Corrientes de inserción.

La inserción de un banco de capacitores en una subestación implica la presencia de corrientes transitorias de energización que pueden superar las capacidades normales de los disyuntores empleados para su conexión e inducir altos voltajes en los secundarios de los TC's resultando en daños a los equipos.

La magnitud de esta corriente y su respectiva frecuencia dependen de: voltaje aplicado al instante del cierre del disyuntor, capacitancia e inductancia del circuito y de si la energización del banco implica a un banco aislado o a un banco conectado junto a otro ya energizado.

Para la presente aplicación y debido al esquema escogido (2 Bancos de 6.3 MVA) se presentarán dos valores de corrientes de inserción cuando se requiera la capacidad total de la instalación. El diagrama unifilar de la posición implementada se indica en la figura 4.1.

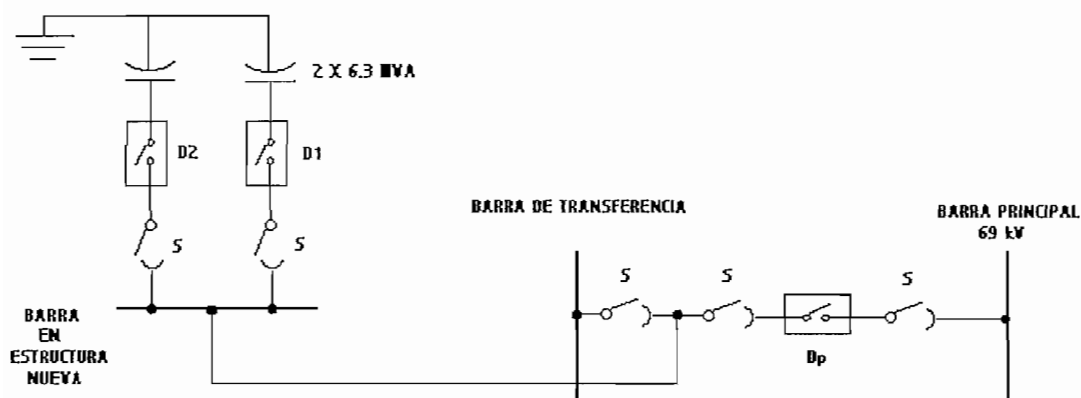


Figura 4.1. Diagrama unifilar de la posición implementada.

En donde: S: seccionador.

Dp: Disyuntor principal.

D1, D2: Disyuntores de cada banco.

Los disyuntores empleados del tipo Definite Purpose Circuit Breakers, son los recomendados para este tipo de aplicaciones. Las características, en cuanto a corriente y frecuencia que este tipo de disyuntores operan normalmente se presentan en la tabla 4.7:

REFERENCIA	I_{pk} [kA]	f [kHz]	di/dt [A/us]
Definite Purpose Circuit Breakers	25.00	3.36	527.79

Tabla 4.7. Características de disyuntores tipo "Definite Purpose Circuit Breakers".

Para el cálculo se utiliza las fórmulas aproximadas expuestas en el normativo ANSI C37.0731.1973, que se indican en la tabla 4.8:

Condición	Corriente	Frecuencia
Energizar un banco aislado.	$I_{pk} = 1.41 \sqrt{I_{sc} \cdot I_n}$ [A]	$f = f_s \cdot \sqrt{\frac{I_{sc}}{I_n}}$ [Hz]
Energizar un banco junto a otro energizado en la misma barra.	$I_{pk} = 1235 \cdot \sqrt{\frac{V_{m\acute{a}x} \cdot I_n}{Leq}}$ [A]	$f = 13.5 \cdot \sqrt{\frac{f_s \cdot V_{m\acute{a}x}}{Leq \cdot I_n}}$ [kHz]

Tabla 4.8. Corriente de energización y frecuencia para inserción de bancos de capacitores.

Donde:

I_{pk} : Valor máximo de la corriente de inserción.

f : Frecuencia de la corriente de inserción.

f_s : Frecuencia nominal del sistema.

I_{sc} : Corriente de cortocircuito trifásica en el punto de aplicación, en amperios.

I_n : Corriente de línea que entrega el banco en estado estable, en amperios.

$V_{m\acute{a}x}$: Valor máximo del voltaje línea a línea, en kilovoltios.

Leq : Inductancia total por fase entre los bancos de capacitores, en microhenrios.

Para la aplicación de estas fórmulas se considera los siguientes aspectos:

- Voltaje nominal = 69 kV; en consecuencia el voltaje máximo aceptado en normas es 72.5 kV.
- La corriente se modifica en la razón del voltaje máximo aceptado con respecto al voltaje nominal, es decir en 1.05.
- Se asume una tolerancia de los capacitores del 10 %, con lo que la corriente se incrementa en 1.1.
- La presencia de armónicas que puedan existir en la red incrementa el valor de la corriente nominal, se aplica por este motivo un factor de 1.1.

- La corriente nominal que entrega una fase de un banco de capacitores, alterada con los factores anteriores ($1.1 \times 1.1 \times 1.05 = 1.27$) es a $I_n=67$ [A].
- La corriente de cortocircuito se determina sobre la base del equivalente proporcionado por el Departamento de Estudios de Transelectric S.A., considerando un valor de reactancia adicional por efecto de la ampliación desde la barra principal hasta el punto mismo de ubicación de los bancos. La distancia considerada es 64.5 m. La corriente calculada tiene como magnitud $I_{sc}=4721$ [A].
- El conductor empleado es del tipo AAC, calibre 636 MCM; de inductancia por fase, a dos metros de espaciamiento, igual a $1.04043 \frac{\mu H}{m}$.
- La distancia entre los dos bancos es 48 metros, que considera la distancia desde cada banco hasta la barra en la estructura nueva y la longitud de esta barra.
- Se considera un valor de $10\mu H$ como el valor de inductancia propia de cada banco. Este valor es recomendado por el normativo ANSI.

Con estas consideraciones, se obtienen los valores indicados en la tabla 4.9.

ORDEN DE INSERCIÓN	PASO 1			PASO 2		
	I_{pk} [kA]	f [kHz]	di/dt [A/us]	I_{pk} [kA]	f [kHz]	di/dt [A/us]
Sin restricción.	0.795	0.504	2.517	10.292	13.007	841.118

Tabla 4.9. Corrientes y frecuencias para la inserción de los bancos en la S/E Loja.

Donde:

Paso 1: Inserción de un banco, compensación realizada 6.3 MVA.

Paso 2. Inserción del segundo banco, compensación realizada 12.6 MVA.

Ya que los valores de energización en el paso 2 sobrepasan las capacidades de los disyuntores, es necesario disminuirlas mediante:

- Reactores permanentes.
- Impedancias de pre-inserción.

4.3.3.1.1 Reactores Permanentes.

La utilización de reactores instalados permanentemente en serie con los disyuntores de cada banco (D1 y D2), aumenta el valor de inductancia equivalente (L_{eq}), entonces es posible disminuir magnitud y frecuencia de la corriente de energización en el segundo paso.

En el segundo paso el factor limitante es la frecuencia, que excede los límites, mas no la magnitud de la corriente. Por esta razón se determina el tamaño del reactor en base al límite de frecuencia que especifica la norma ANSI para estos disyuntores (3.36 kHz).

El tamaño del reactor a utilizarse es 1.1 mH por fase.

Para evitar restricciones en el orden de energización de los bancos, se ubican dos reactores de 1.1 mH en serie con cada disyuntor en ambos bancos. Los nuevos valores de magnitud y frecuencia de las corrientes de energización cambian a los presentados en la tabla 4.10.

ORDEN DE INSERCIÓN	PASO 1			PASO 2		
	I_{pk} [kA]	f [kHz]	di/dt [A/us]	I_{pk} [kA]	f [kHz]	di/dt [A/us]
Sin restricción.	0.795	0.504	2.517	2.516	3.180	50.271

Tabla 4.10. Corrientes y frecuencias de inserción con reactor permanente.

La desventaja de la utilización de reactores permanentes se encuentra en la disminución de la capacidad de potencia reactiva del banco.

Los reactores presentan un valor de reactancia inductiva a 60 Hz de 0.4147Ω por fase. Este valor contrarresta al valor de reactancia capacitiva del banco 755.7215Ω por fase, entonces la potencia neta entregada por cada banco es: 6.28 MVA.

4.3.3.1.2 *Impedancias de pre-inserción.*

Las impedancias de pre-inserción permiten de igual manera aumentar el valor de inductancia equivalente, sin embargo, la diferencia radica que estas impedancias actúan únicamente en la energización del banco, para posteriormente ser retiradas en su totalidad. El tiempo en que las impedancias son retiradas es generalmente 1 ciclo de la frecuencia nominal (0.017 s).

Otra de las ventajas de la utilización de impedancias de pre-inserción, es que poseen un valor de resistencia adicional, que permite amortiguar más rápidamente el transitorio de corriente.

4.3.3.2 **Simulación mediante MATLAB de las corrientes de energización.**

En la determinación de magnitud y frecuencia de la corriente de energización, se utiliza el programa simulador MATLAB, que mediante las funciones de transferencia adecuadas determina en forma gráfica las corrientes de inserción.

La nomenclatura utilizada en la simulación es la siguiente:

Vfn: Voltaje máximo fase neutro del sistema.

Lth: Inductancia Thevenin equivalente visto desde la barra principal.

Rth: Resistencia Thevenin equivalente visto desde la barra principal.

La: Inductancia entre la barra principal y la barra en la estructura nueva.

Ra: Resistencia entre la barra principal y la barra en la estructura nueva.

Lb: Inductancia entre los bancos de capacitores.

Rb: Resistencia entre los bancos de capacitores.

Lp: Inductancia de la Impedancia de pre-inserción.

Rp: Resistencia de la Impedancia de pre-inserción.

Lc: Inductancia propia de cada banco.

C: Capacitancia de cada banco.

Los valores indicados son por fase. Los parámetros Lp y Rp son las únicas variables en cada caso.

4.3.3.2.1 Energización de un banco aislado (Paso 1).

El circuito equivalente para el instante de energización se expone en la figura 4.2. La carga de las líneas de transmisión conectadas en la barra de 69 kV se representa como un capacitor cargado a un voltaje máximo fase tierra.

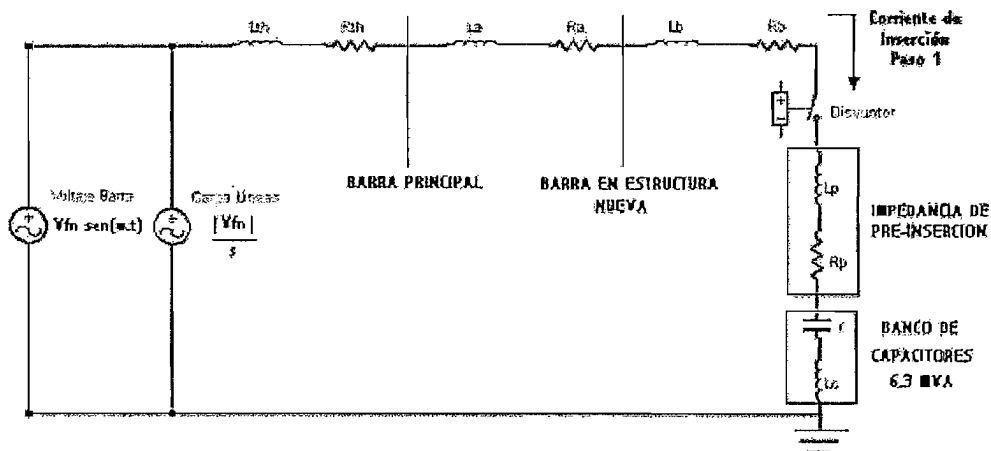


Figura 4.2. Circuito equivalente para la inserción del primer banco.

Se definen las siguientes variables:

$$L = L_{th} + L_a + L_b + L_b + L_p + L_c$$

$$R = R_{th} + R_a + R_b + R_p$$

$$C = C$$

Aplicando el principio de superposición se obtiene dos respuestas para las dos fuentes existentes, estas son:

$$I_1(s) = V_{fn}(s) \cdot \left[\frac{s \cdot C}{s^2 \cdot L \cdot C + S \cdot R \cdot C + 1} \right]$$

$$I_2(s) = \frac{|V_{fn}|}{s} \cdot \left[\frac{s \cdot C}{s^2 \cdot L \cdot C + S \cdot R \cdot C + 1} \right]$$

La corriente de energización es la suma de estas dos corrientes:

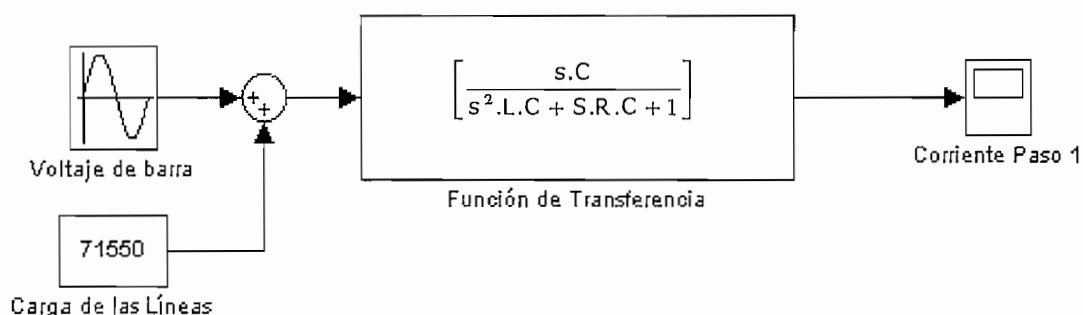
$$I_{T1}(s) = \left(V_{fn}(s) + \frac{|V_{fn}|}{s} \right) \cdot \left[\frac{s \cdot C}{s^2 \cdot L \cdot C + S \cdot R \cdot C + 1} \right]$$

Aplicando la transformada inversa de Laplace:

$$\mathcal{L}^{-1}(V_{fn}(s)) = V_{fn}(t) = V_{fn} \sin(\omega \cdot t) \text{ y, } \mathcal{L}^{-1}\left(\frac{|V_{fn}|}{s}\right) = |V_{fn}|$$

En la simulación se supone un valor del voltaje fase neutro máximo alterado por el factor 1.27 que considera la distorsión armónica, tolerancia de los capacitores y razón entre voltaje máximo y voltaje nominal. El voltaje máximo es 71.55 kV. Esta consideración es válida solo para efectos de simulación; ya que no es posible, mediante MATLAB, incluir estas consideraciones en las funciones de transferencia.

El diagrama de bloques respectivo es:



Los valores de cada parámetro son:

INDUCTANCIAS [H]	RESISTENCIAS [Ω]	CAPACITANCIAS [F]
$L_a = 6.711 \cdot 10^{-5}$	$R_a = 6.534 \cdot 10^{-3}$	$C = 3.51 \cdot 10^{-6}$
$L_c = 1 \cdot 10^{-5}$	$R_b = 1.621 \cdot 10^{-3}$	
$L_b = 1.665 \cdot 10^{-5}$		

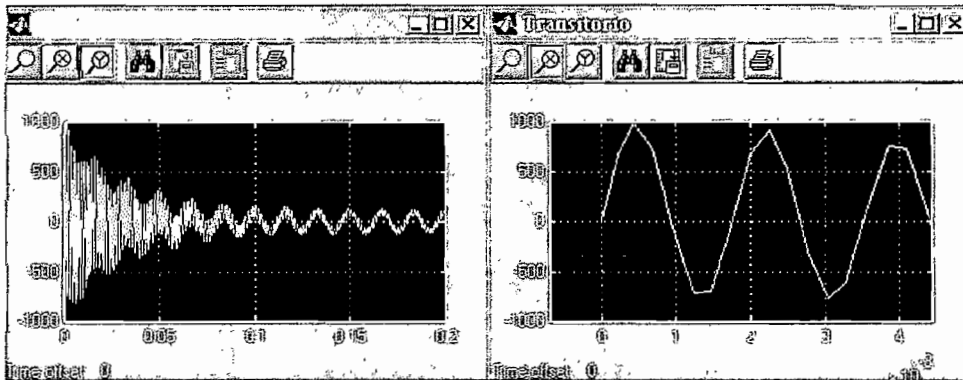
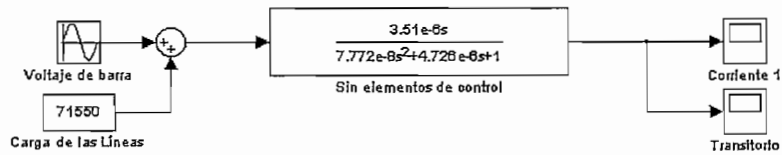
INDUCTANCIAS [H]	RESISTENCIAS [Ω]
------------------	---------------------------

- | | | |
|------------------------------|-------------------------------|------------------|
| a) Sin elementos de control | $L_{p1} := 0$ | $R_{p1} := 0$ |
| b) Reactor Adicional | $L_{p2} := 1.1 \cdot 10^{-3}$ | $R_{p2} := 0.15$ |
| c) Standard Impedance | $L_{p3} := 40 \cdot 10^{-3}$ | $R_{p3} := 5.5$ |

Los valores utilizados en el punto c, corresponden a las impedancias de pre-inserción que la "S&C Electrical Company" ofrece en el mercado [7]. Los resultados de la simulación son los siguientes:

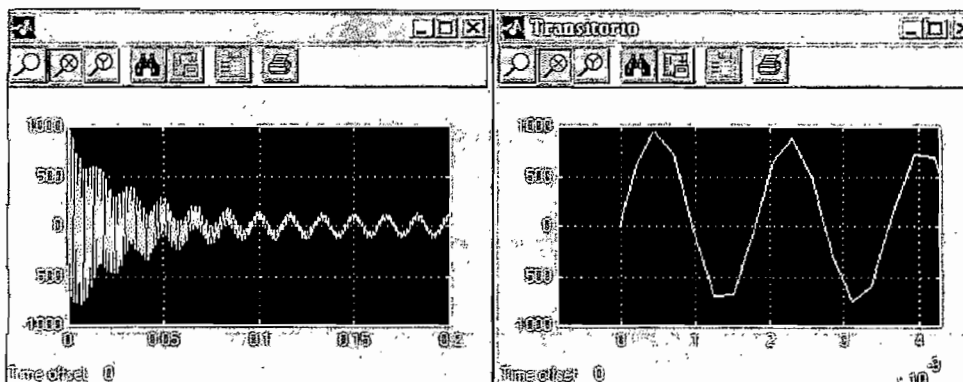
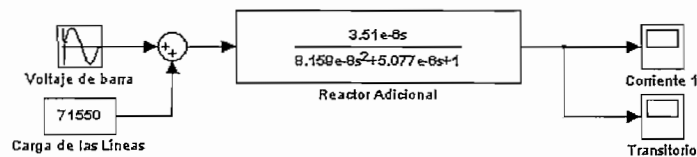
[7] S&C Electric Company. Pre-insertion Inductor Application Guide Data Bulletin 711-95. Chicago, USA. 1995.

a) Sin elementos de control.



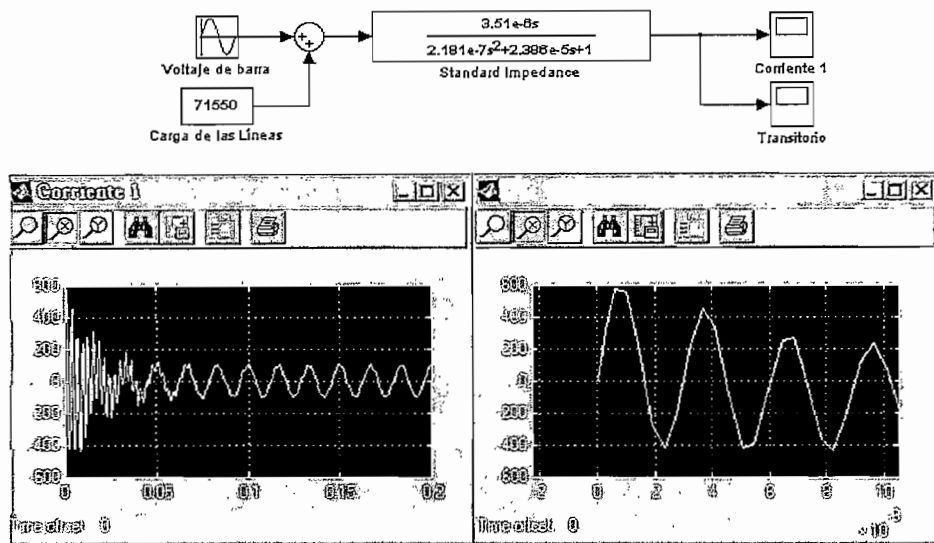
Del gráfico se obtiene: $I_{pk} = 975$ [A] con una frecuencia $f = 571.43$ [Hz].

b) Reactor adicional.



Del gráfico se obtiene: $I_{pk} = 950$ [A] con una frecuencia $f = 549.02$ [Hz].

c) Standard Impedance.



Del gráfico se obtiene: $I_{pk} = 571.43$ [A] con una frecuencia $f = 333.33$ [Hz].

4.3.3.2.2 Energización de un banco junto a otro ya energizado (Paso 2).

El circuito equivalente se presenta en la figura 4.3. La carga de las líneas de transmisión y del capacitor que se encuentran conectados en la barra de 69 kV se representa como un capacitor cargado a un voltaje máximo fase tierra.

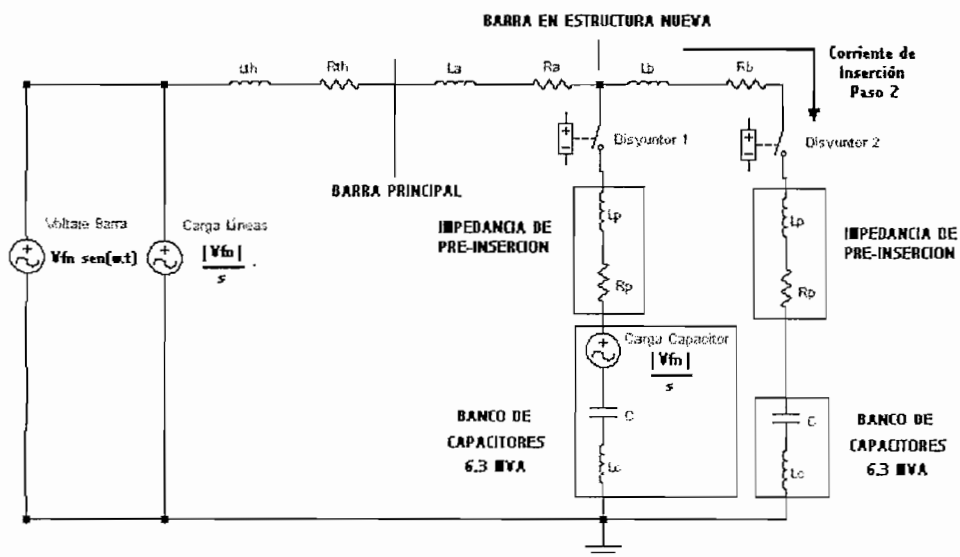


Figura 4.3. Circuito equivalente para la inserción del segundo banco.

En el análisis se considera la existencia de tres corrientes que conforman la corriente de inserción que soportará el Disyuntor 2. Estas corrientes son calculadas independientemente para cada fuente. El voltaje de barra y la carga de las líneas producen corrientes que presentan una función de transferencia igual, esta función se determina mediante un divisor de corriente. La corriente producto de la descarga del capacitor se determina considerando únicamente la malla que contiene los dos capacitores.

Se definen las siguientes variables:

$$\mathbf{Z1(s)} = R_p + s.(L_p + L_c) + \frac{1}{s.C}$$

$$\mathbf{Z2(s)} = (R_p + R_b) + s.(L_p + L_c + L_b) + \frac{1}{s.C}$$

$$\mathbf{Z3(s)} = (R_{th} + R_a) + s.(L_{th} + L_a)$$

Y adicionalmente:

$$\mathbf{Zeq1(s)} = Z1(s) \parallel Z2(s)$$

$$\mathbf{Zt1(s)} = Zeq1(s) + Z3(s)$$

$$\mathbf{Zeq2(s)} = Z1(s) + Z2(s)$$

Aplicando el principio de superposición se obtiene tres respuestas para las tres fuentes existentes, estas son:

$$I_1(s) = V_{fn}(s) \cdot \left[\frac{Z1(s)}{Zt1(s) \cdot Zeq2(s)} \right]$$

$$I_2(s) = \frac{|V_{fn}|}{s} \cdot \left[\frac{Z1(s)}{Zt1(s) \cdot Zeq2(s)} \right]$$

$$I_3(s) = \frac{|V_{fn}|}{s} \cdot \left[\frac{1}{Zeq2(s)} \right]$$

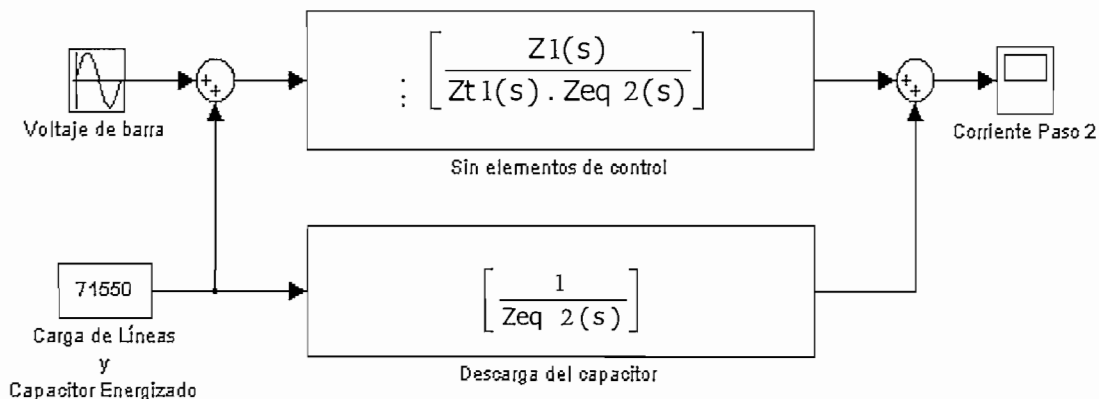
La corriente de energización es la suma de estas tres corrientes:

$$I_{T1}(s) = \left(V_{fn}(s) + \frac{|V_{fn}|}{s} \right) \cdot \left[\frac{Z1(s)}{Zt1(s) \cdot Zeq2(s)} \right] + \frac{|V_{fn}|}{s} \cdot \left[\frac{1}{Zeq2(s)} \right]$$

Aplicando la transformada inversa de Laplace:

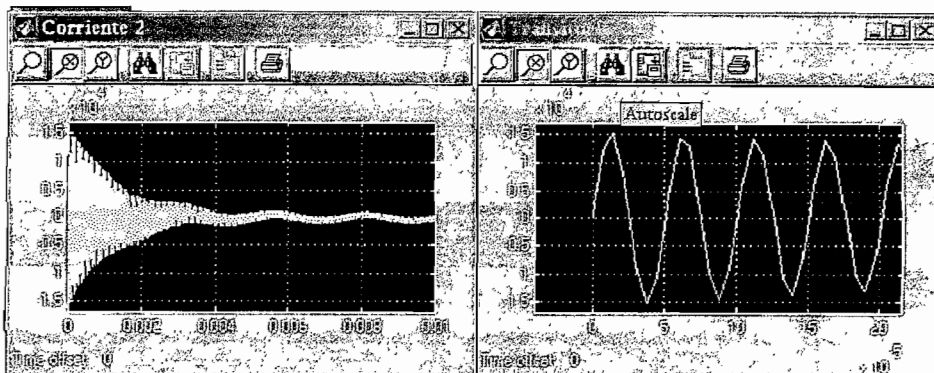
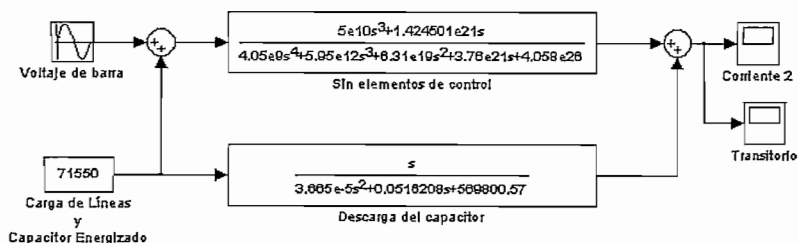
$$\mathcal{L}^{-1}(Vfn(s)) = Vfn(t) = Vfn \text{ sen}(\omega.t) \quad y, \mathcal{L}^{-1}\left(\frac{|Vfn|}{s}\right) = |Vfn|$$

El diagrama de bloques respectivo es:



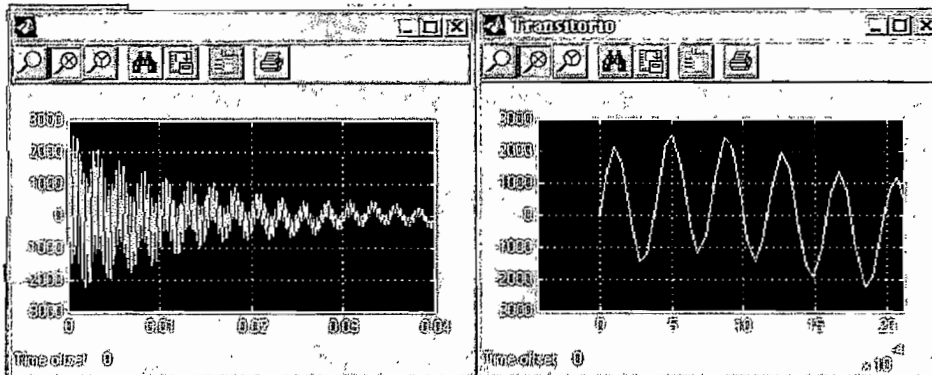
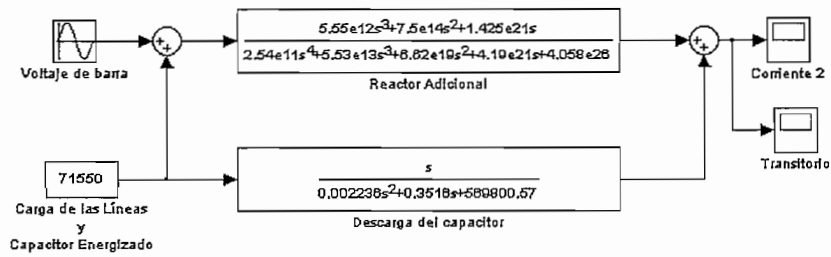
Los resultados de la simulación son los siguientes:

a) Sin elementos de control.



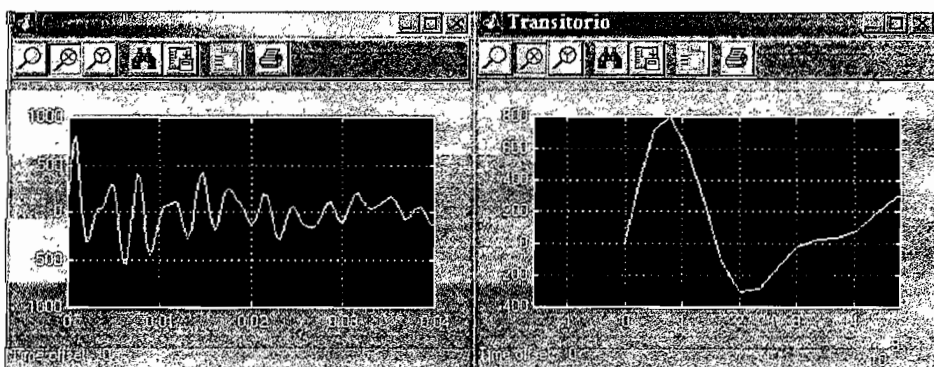
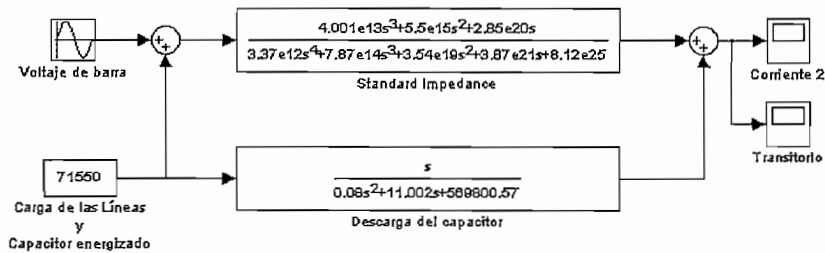
Del gráfico se obtiene: $I_{pk} = 15.50 \text{ [kA]}$ con una frecuencia $f = 20 \text{ [kHz]}$.

b) Reactor adicional.



Del gráfico se obtiene: $I_{pk} = 2.5$ [kA] con una frecuencia $f = 2.67$ [kHz].

c) Standard Impedance



Del gráfico se obtiene: $I_{pk} = 800$ [A] con una frecuencia $f = 333$ [Hz].

Los resultados de la simulación se resumen en la tabla 4.11.

MÉTODO EMPLEADO	PASO 1			PASO 2		
	l _{pk} [kA]	f [kHz]	di/dt [A/us]	l _{pk} [kA]	f [kHz]	di/dt [A/us]
Sin elementos de control	0.975	0.571	3.501	15.500	20.000	1947.787
Reactor permanente	0.950	0.549	3.277	2.500	2.670	41.940
Standard Impedance	0.571	0.333	1.197	0.800	0.333	1.674

Tabla 4.11. Resultados de la simulación de las corrientes de inserción mediante Matlab.

Los resultados indican que tanto el reactor permanente como las impedancias de pre-inserción cumplen los requerimientos para los disyuntores empleados en la instalación. Mediante las impedancias de pre-inserción existe mejor control de las corrientes de energización, en cuanto a: magnitud, frecuencia y forma de onda. Una ventaja adicional de las impedancias es la limitación de los sobrevoltajes que se producen en la energización.

Los sobrevoltajes generalmente no sobrepasan los niveles de aislamiento de las subestaciones de potencia; sin embargo, estos pueden causar daños en las cargas conectadas al sistema. Dentro de los parámetros más importantes en el análisis transitorio de los sobrevoltajes se encuentran los coeficientes de transmisión y reflexión.

La utilización de las impedancias de pre-inserción aumenta la impedancia característica de las barras de la subestación con lo que estos coeficientes disminuyen y los sobrevoltajes se limitan a valores menores. En los cálculos posteriores se considera la instalación de impedancias de pre-inserción.

El desarrollo de este trabajo se limita a las implicaciones que se presentan en la subestación Loja. Por tal motivo las implicaciones que se podrían producir en las instalaciones conectadas a la barra de 69 kV y que se encuentran fuera de la subestación, salen del alcance de este trabajo y pueden ser motivo de posterior análisis.

Además, se debe determinar los voltajes desarrollados en los secundarios de los TC's de manera que se especifique el nivel de aislamiento mínimo requerido para los TC's de la presente aplicación. El voltaje desarrollado en el circuito secundario es proporcional a la magnitud y frecuencia de las corrientes de energización, y se determina mediante la siguiente expresión [6]:

$$VS(TC) = \frac{1}{Rt} \cdot Ipk \cdot Burden \cdot \frac{f}{fs}$$

Donde: VS(TC): voltaje máximo en el secundario del TC, en voltios.
 Rt: relación de transformación del TC.
 Ipk: magnitud de la corriente de energización, en amperios.
 Burden: carga conectada al secundario del TC, en ohmios.
 f: frecuencia de la corriente de energización, en hertz.
 fs: frecuencia del sistema, 60 Hz.

El mayor voltaje ocurre en los transformadores ubicados en los neutros de cada banco, el voltaje desarrollado es 10.66 kV, que no supera el nivel de aislamiento de 450 kV, especificado para los transformadores. Este cálculo considera la utilización de impedancias de pre-inserción.

4.3.3.3 Impacto del banco en los disyuntores de la subestación en caso de fallas.

Al ocurrir una falla en las líneas que entran o salen de la barra de 69 kV, se produce la descarga de los capacitores, si estos se encuentran energizados. Esta corriente de descarga fluye a través de: los disyuntores de cada banco, el disyuntor principal de conexión a la barra y por el disyuntor que conecta la línea que falla con la barra de 69 kV. Las características de esta corriente de descarga no deben superar las características dadas por los fabricantes de disyuntores.

Los disyuntores asociados al banco; son del tipo "Definite Purpose Circuit Breakers" cuyas características son superiores a los disyuntores de las demás posiciones que son del tipo "General Purpose Circuit Breakers"

En base al normativo ANSI C37.06-1979, las características de los disyuntores sin aceite (SF₆, en vacío, etc.), para un voltaje máximo igual a 72.5 kV, se presentan en la tabla 4.12.

REFERENCIA	I _{pk} [kA]	f [kHz]	di/dt [A/us]
General Purpose Circuit Breakers	37.00	0.06	13.95
Definite Purpose Circuit Breakers	25.00	3.36	527.79

Tabla 4.12. Características de los disyuntores según el normativo ANSI.

Es conveniente resaltar que los parámetros limitantes en el caso de disyuntores de propósito general son la magnitud de corriente I_{pk} y el valor di/dt; por esta razón se verifica, en primera instancia, el valor pico de la corriente y posteriormente el valor di/dt.

Debido a que los fenómenos transitorios son de alta frecuencia no es posible limitar la frecuencia dentro de los 60 Hz. Para determinar el mayor impacto de una falla en una línea se considera:

- Falla trifásica de la línea más cercana eléctricamente a los bancos de capacitores: línea Loja 2.
- Falla trifásica franca lo más cercano al disyuntor de la línea Loja 2: disyuntor $\frac{52}{062}$.
- Descarga de los dos bancos de capacitores.
- Falla ocurrida con los bancos en operación normal (no en energización), esto implica impedancias de pre-inserción en cortocircuito (bypass).
- Valor del voltaje en la barra en su valor máximo, considerando como voltaje línea – línea máximo del sistema al voltaje especificado en la norma ANSI. Para 69 kV el voltaje máximo es 72.5 kV.

El diagrama unifilar para el análisis es el indicado en la figura 4.4.

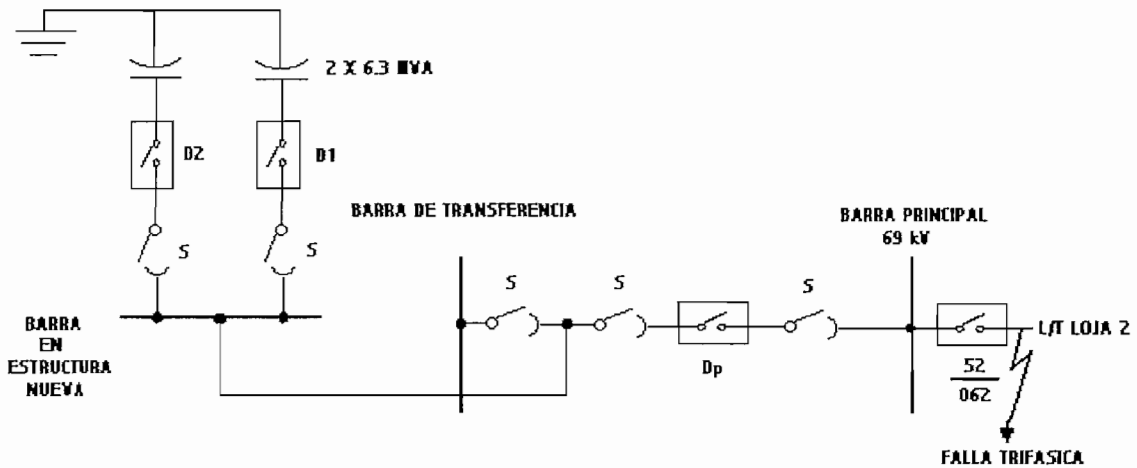


Figura 4.4. Diagrama unifilar para el análisis de falla en la línea Loja 2.

Para determinar la corriente total de descarga que fluiría a través del disyuntor 52/062 se utiliza el principio de superposición partiendo del circuito equivalente indicado en la figura 4.5.

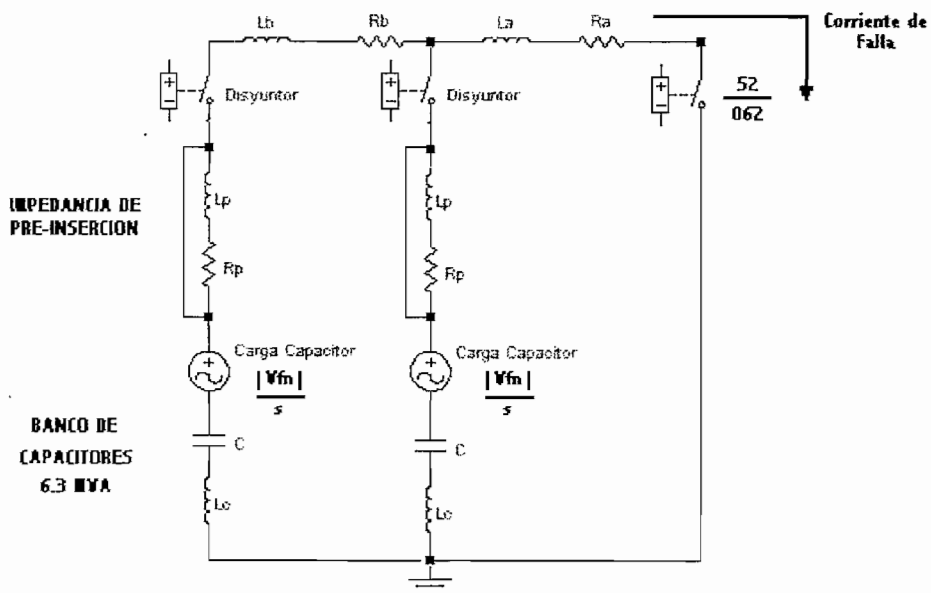


Figura 4.5. Circuito equivalente para el análisis de falla en la línea Loja 2.

De manera aproximada se calcula la corriente de falla $i(t)$ como el doble producto de la corriente determinada en base al circuito reducido indicado en la figura 4.6.

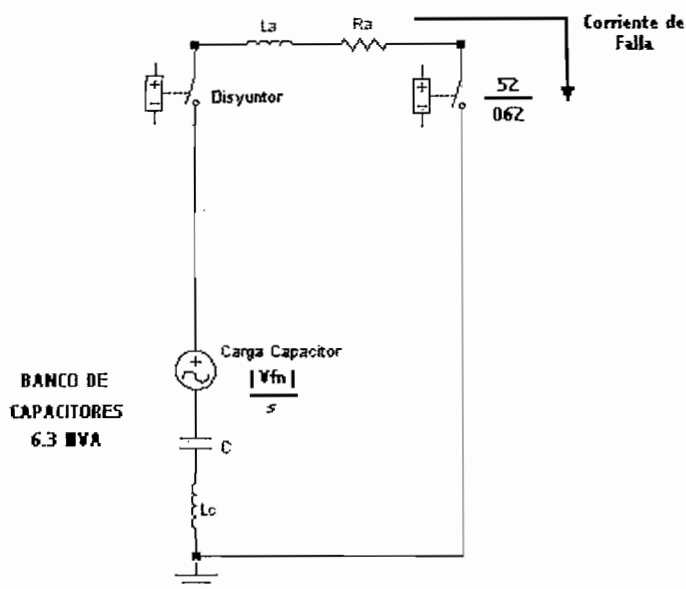


Figura 4.6. Circuito equivalente reducido.

Las variables L_a , L_c , R_a y C son las mismas definidas en el punto 4.3.3.2.

El valor del voltaje fase neutro máximo es $V_{fn} = \frac{\sqrt{2} \cdot 72500}{\sqrt{3}}$ [V].

La corriente de falla, de la figura 6, en el dominio de Laplace es:

$$I(s) = \frac{\frac{V_{fn}}{s}}{\frac{1}{s \cdot C} + s \cdot (L_a + L_c) + R_a}$$

La corriente total de falla es: $i(t) = 2 \cdot \mathcal{L}^{-1} I(s)$

Mediante el programa computacional Mathcad es posible determinar la corriente en el dominio del tiempo y el valor de la derivada en función del tiempo al instante de ocurrir la falla. Los valores calculados se indican en la tabla 4.13.

I_{pk} [kA]	di/dt [A/us]
25.249	1537.56

Tabla 4.13. Corriente máxima de falla y di/dt sin elementos de control.

Se observa que estos valores sobrepasan los establecidos en la tabla 11 tanto para los disyuntores de propósito general como para los disyuntores de propósito definido, se debe entonces disminuirlos mediante la inclusión de reactores ubicados en serie con los disyuntores de cada banco o en serie con el disyuntor principal que conecta los bancos a la barra de 69 kV. El efecto de colocar los reactores en una u otra posición no trasciende en la corriente de falla. Por esta circunstancia es preferible ubicar un reactor en serie con el disyuntor principal que dos reactores en serie con cada banco, además el valor de la inductancia del primero equivale a la mitad de la inductancia que se requeriría por cada banco.

El circuito equivalente reducido se presenta en la figura 4.7. Con este circuito es posible determinar el valor del reactor permanente que se requeriría conectar en serie con cada banco.

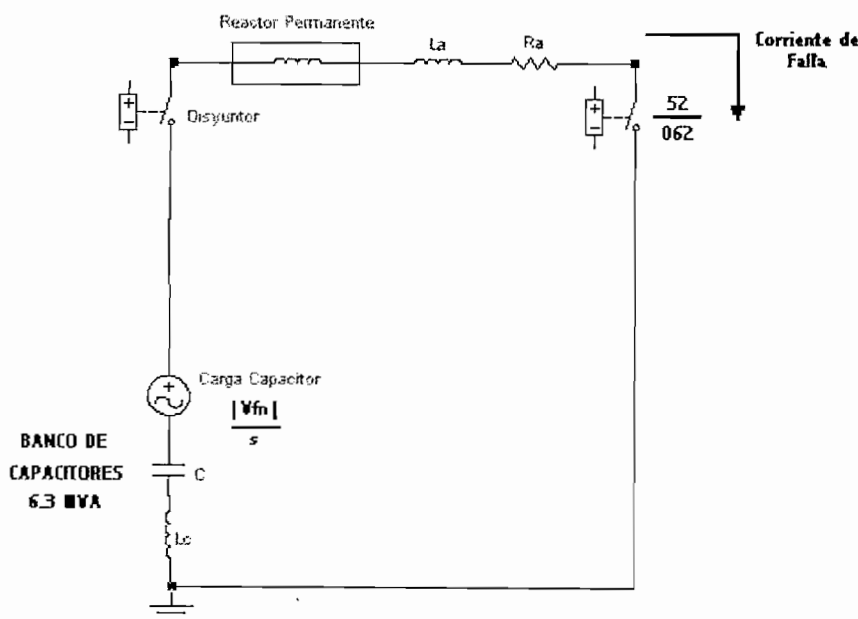


Figura 4.7. Circuito equivalente reducido.

La corriente de falla, de la figura 4.7, en el dominio de Laplace es:

$$I(s) = \frac{\frac{Vfn}{s}}{\frac{1}{s.C} + s.(La + Lc + Lp) + Ra}$$

Donde L_p es el valor de la inductancia que proporciona el reactor permanente. La corriente total de falla es: $i(t) = 2 \cdot \varepsilon^{-1} I(s)$. A continuación se determina la derivada de esta corriente en función del tiempo (di/dt) y se evalúa en $t=0$ segundos. Este valor debe ser inferior a 13.95 [A/us] que es el valor máximo para disyuntores de propósito general. El valor encontrado de L_p que limita el valor de di/dt es 8.6 mH.

Este valor corresponde a una conexión en serie con cada banco, el valor requerido al conectarse en serie con el disyuntor principal es la mitad de esta inductancia, es decir 4.3 mH. El circuito equivalente, adoptado finalmente, se indica en la figura 4.8.

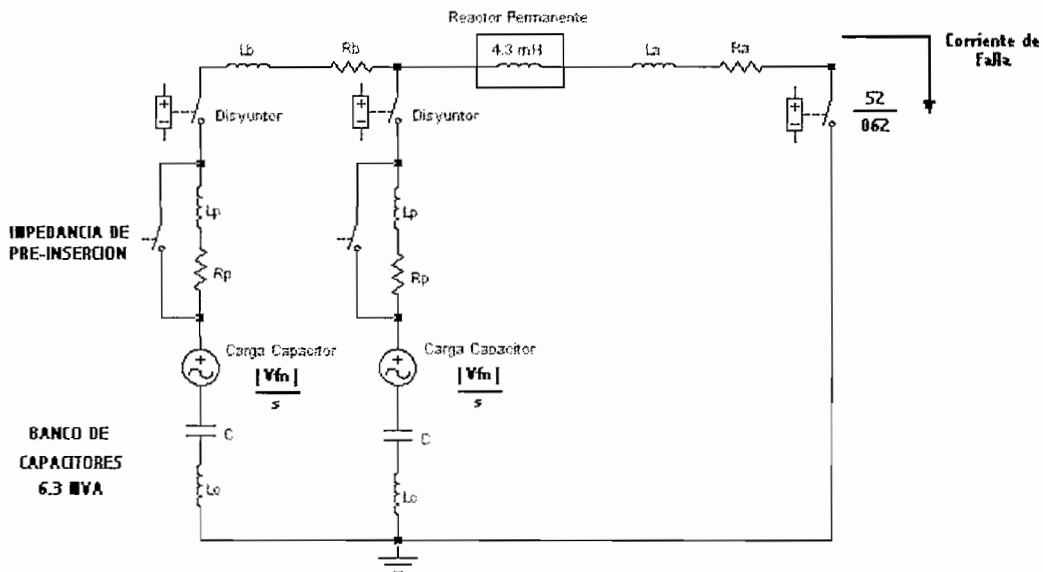


Figura 4.8. Circuito equivalente final.

Los resultados se presentan en la tabla 4.14.

REFERENCIA	I_{pk} [kA]	di/dt [A/us]
Reactor en serie con el disyuntor principal	2.38	13.64
General Purpose Circuit Breakers	37.00	13.95
Definite Purpose Circuit Breakers	25.00	527.49

Tabla 4.14. Corriente máxima de falla y di/dt con reactor 4.3 mH.

Las dimensiones físicas de estos reactores son generalmente pequeñas por lo que su ubicación física no representa problema alguno.

4.3.4 PROTECCIÓN DEL BANCO DE CAPACITORES.

Los bancos de capacitores requieren de protección interna y protección externa. La protección interna realiza un control continuo del estado de los capacitores, además permite proteger las partes activas o sin fallas de los efectos producidos por la falla de una unidad capacitiva. Para cumplir con tal objetivo se utiliza una protección para cada unidad capacitiva y una protección general para el banco. La protección individual es un fusible, mientras que la protección general es una protección de desbalance.

La protección externa consiste en una protección para sobrecorriente y sobrevoltaje, que podrían ocurrir en el sistema y afectan al banco en su conjunto. Esto se realiza mediante relés de sobrecorriente 51/51N y pararrayos.

Con estas consideraciones, el diagrama unifilar del esquema de protecciones a implementarse es como se presenta en la figura 4.9.

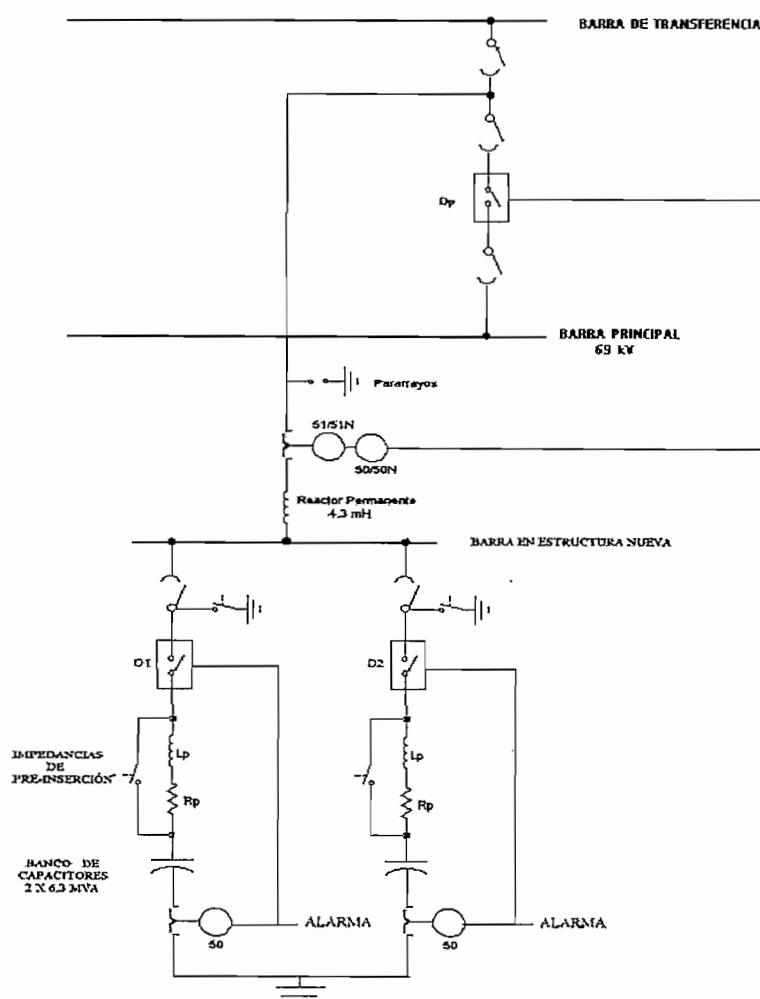


Figura 4.9. Diagrama unifilar y esquema de protecciones.

4.3.4.1 Corrientes en operación normal y en falla del banco de capacitores.

Para la operación del banco se considera el diagrama trifilar de la figura 4.10. Se determinan las magnitudes de las corrientes en operación normal, en caso de falla de una unidad capacitiva y de cortocircuito, con las cuales se define el esquema de protecciones.

Las magnitudes a determinarse son:

I_n : Corriente circulante por el neutro hacia tierra.

I_c : Corriente circulante por cada unidad capacitiva.

I_L : Corriente circulante por fase de cada banco.

I_T : Corriente circulante por fase del disyuntor principal.

V_c : Voltaje aplicado a cada unidad capacitiva.

$I_{cc1\phi}$: Corriente de cortocircuito monofásica.

$I_{cc3\phi}$: Corriente de cortocircuito trifásica.

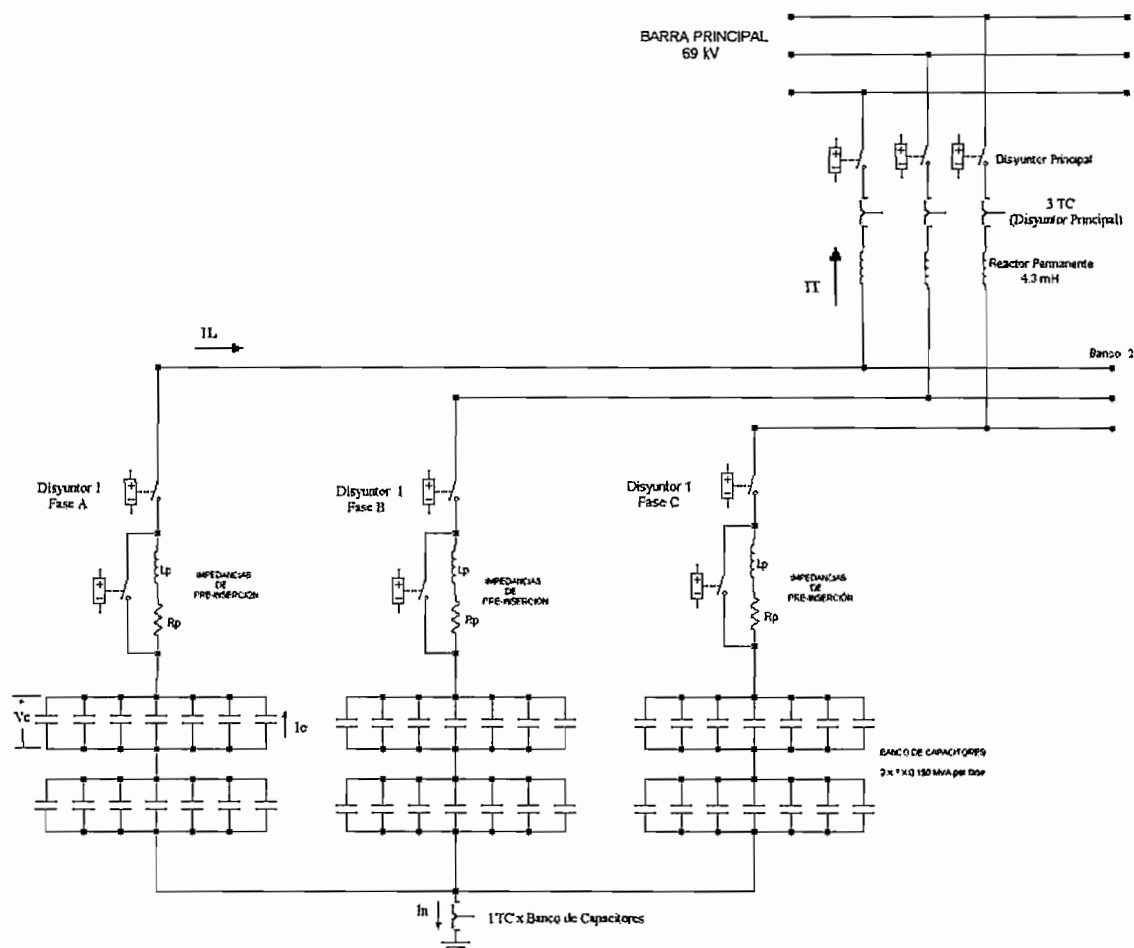


Figura 4.10. Diagrama trifilar de un banco de capacitores (6.3 MVA).

4.3.4.1.1 Operación en condiciones normales.

Las magnitudes de voltajes y corrientes se presentan en la tabla 4.15. El valor de la corriente circulante por el neutro (I_n), debido al desbalance inherente existente en el sistema, considera la tolerancia de los capacitores y las variaciones de voltaje de la red.

PARAMETRO	MAGNITUD
I_L	52.72 [A]
IT con un banco operando	52.72 [A]
IT con dos bancos operando	105.44 [A]
I_c	8.28 [A]
I_n	5.27 [A]
V_c	19.92 [kV]

Tabla 4.15. Corrientes y voltajes en operación normal.

4.3.4.1.1 Operación en condiciones de falla de una unidad capacitiva.

En el instante de falla de una unidad capacitiva el parámetro más importante es la corriente que circula por dicha unidad ya que define la rapidez de respuesta del fusible, sin embargo, es necesario conocer el valor de energía que se encuentra almacenada en las demás unidades conectadas en paralelo, que en una falla se descargarán directamente por la unidad fallada y su fusible. Este valor debe ser menor a 10.000 [W.s], valor recomendado por la norma ANSI C37.99-1980. Valores superiores a este límite provocan daños físicos en los portafusibles y demás elementos de sujeción.

Los valores calculados se indican en la tabla 4.16, el subíndice f indica que los valores corresponden a las magnitudes de voltaje y corriente ocurrido la falla de una unidad capacitiva.

PARAMETRO	MAGNITUD
I_{Lf}	48.95 [A]
ITf con un banco operando	48.95 [A]
ITf con dos bancos operando	97.89 [A]
I_{cf}	105.44 [A]
Energía Almacenada	3370.6 [W.s]
I_{nf}	4.1 [A]
V_{cf}	21.45 [kV]
Desbalance	107.68 [%]

Tabla 4.16. Corrientes y voltajes cuando falla una unidad capacitiva.

4.3.4.1.2 Corrientes de cortocircuito.

Las magnitudes de corriente de cortocircuito son proporcionados por Transelectric S.A., para período de demanda máxima al año 2010. Los valores se muestran en la tabla 4.17.

PARAMETRO	MAGNITUD [A]	ANGULO [°]
I _{cc1}	5801.70	-82.30
I _{cc3}	4735.70	-81.19

Tabla 4.17. Corrientes de cortocircuito en la barra de 69 kV.

4.3.4.2 Protección interna.

La protección interna se basa en la utilización de fusibles y de una protección de desbalance.

4.3.4.2.1 Fusibles.

Los fusibles a utilizarse son del tipo expulsión, en los cuales el hilo fusible está contenido en el interior de un cilindro en el que el arco de ruptura provoca la expulsión de un gas destinado a soplar el arco, estos fusibles son recomendados para tensiones nominales de hasta 70 kV y corrientes nominales de 4 a 10 A [5]. Dentro de estos fusibles existen fusibles lentos (Tipo T) y rápidos (Tipo K). Para esta aplicación se utilizará fusibles tipo T debido a que soportan mejor las corrientes transitorias.

Los fusibles tipo expulsión garantizan su correcta operación si la corriente de falla que soportan es superior al menos en 10 veces el valor de su corriente en régimen nominal, para la presente aplicación se tiene:

$$\frac{I_{c_f}}{I_c} = \frac{105.44}{8.28} = 12.73 > 10$$

Se estima un factor igual a 1.27 que considera la tolerancia de los capacitores, variaciones de voltaje y distorsión armónica. En consecuencia el fusible elegido no debe operar para corrientes menores a $I_c \times 1.27$, es decir 10.52 A.

[5] Enciclopedia CEAC de Electricidad. Estaciones de Transformación y Distribución – Protección de Sistemas Eléctricos. Barcelona, España. 1974.

En la figura 4.11 se indican algunas curvas para fusibles tipo expulsión de la General Electric Company.

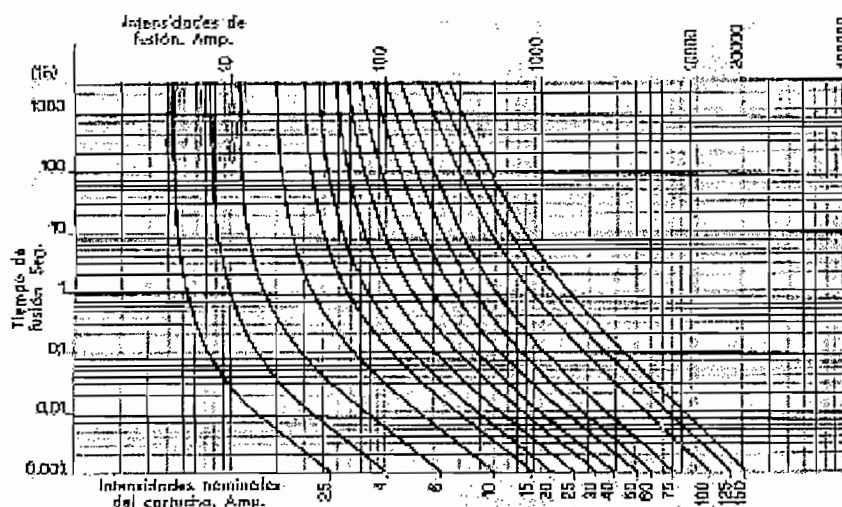


Figura 4.11. Curvas características de fusibles tipo expulsión.

Estos fusibles tienen las siguientes características:

- Corriente límite de no fusión = $1.5 I_n$
- Fusión en una hora asegurada por una intensidad = $2.1 I_n$

Para la aplicación en la S/E Loja se puede utilizar este tipo de fusibles, con un valor nominal de 10 A. Para la corriente I_{cf} igual a 105.44 A se fundirán en 0.01 segundos.

4.3.4.2.2 Protección de desbalance.

La protección de desbalance es mediante un transformador de corriente conectado entre el neutro y tierra de cada banco, de manera que active a un relé de sobrecorriente.

Las características del transformador de corriente son:

- Transformador de corriente para protección, relación 1:1 A.
- Voltaje nominal 69 kV
- Nivel de aislamiento 450 kV, corregido a 2150 msnm.
- 1 devanado secundario.
- Precisión y Burden: 5%, 60 VA (5P20)

El relé de sobrecorriente empleado presentará dos curvas características: la primera que permite activar una señal de alarma, al perder una unidad capacitiva, cuando la corriente sea superior a la corriente de desbalance inherente, ya que esto indica que una unidad a fallado. El relé se activará con una corriente mayor o igual a 5.5 A, en el menor tiempo posible. La segunda curva permite operar al disyuntor del banco al que protege cuando la corriente sea superior o igual a la suma de las corrientes de desbalance más el desbalance inherente, es decir 9.37 A, en un tiempo menor a 0.01 segundos sobre el tiempo definido en la curva anterior, evitando la salida de otra unidad capacitiva. Se considera esta suma debido a que el banco puede operar hasta con un máximo de una unidad perdida, dentro de condiciones normales. Por seguridad se considera una corriente de disparo de 8 A.

Sin embargo, la calibración final para las dos curvas debe ser realizada con el valor real de desbalance inherente, que se obtenga mediante medición directa en los procedimientos de prueba de equipos e instalación, previo a su entrada en operación.

El relé digital RXIDK 2H proporcionado por ABB, permite obtener diversas curvas características, entre ellas características instantáneas con tiempos desde 50 ms hasta 8.1 s. Las curvas corresponderán a las indicadas en la figura 4.12.

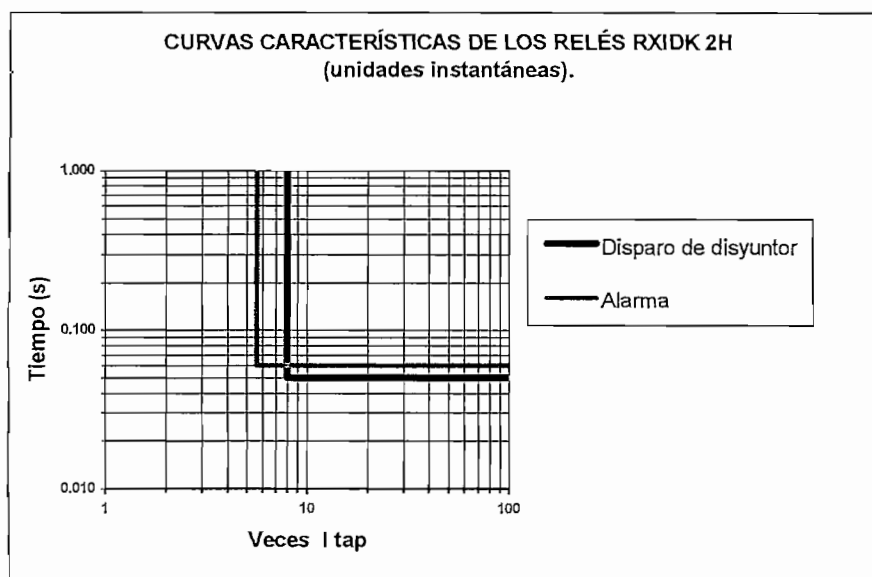


Figura 4.12. Curvas características del relé RXIDK 2H de ABB.

4.3.4.3 Protección externa.

La protección externa se basa en la utilización de una protección de sobrecorriente y un pararrayos.

4.3.4.3.1 Protección de sobrecorriente.

La protección de sobrecorriente es mediante tres transformadores de corriente conectados a cada una de las fases, posterior a los reactores permanentes. Estos transformadores activan a un relé de sobrecorriente 51/51N, además, deben considerar la protección diferencial de barra existente y aparatos de medición.

Las características de los transformadores de corriente son :

- Transformador de corriente relación 600:5 A.
- Voltaje nominal 69 kV
- Nivel de aislamiento 450 kV, corregido a 2150 msnm.
- 3 devanados secundarios.
- Precisión y Burden: Devanado 1: 0.2%, 60VA; para medición.
Devanado 2: 5%, 60 VA; para diferencial de barra (5P20).
Devanado 3: 5%, 60 VA; para protección 51/51N (5P20).

Las corrientes circulantes IT pueden presentar únicamente dos valores (con un banco energizado y con dos bancos energizados), se puede optar entonces por una característica extremadamente inversa.

El relé digital RAIDK proporcionado por ABB, permite obtener diversas curvas características, entre ellas características extremadamente inversas. El RAIDK permite una protección de sobrecorriente para una, dos o tres fases, además de una protección de falla a tierra. Las curvas del relé corresponden a las indicadas en la figura 4.13.

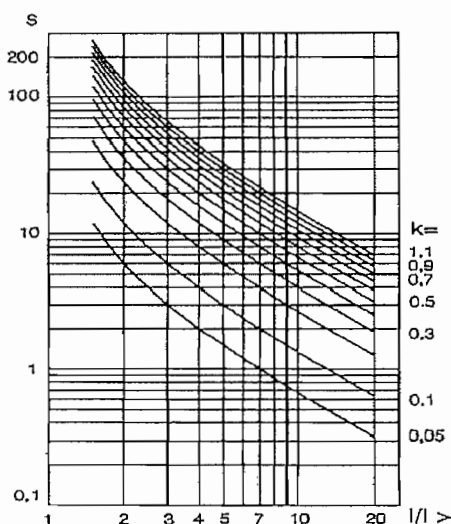


Figura 4.13. Curvas características del relé RAIDK de ABB.

Considerando que el relé no debe operar para el valor máximo normal de la corriente I_T , es decir $105.44 \times 1.27 = 133.91$ A, que reflejados al secundario del TC son 1.12 A; entonces, se puede considerar el valor de $I > = 1.12$ A.

El valor del dial escogido es $k=0.05$. Los tiempos de operación se indican en la tabla 4.17.

FALLA	MAGNITUD [A]	TIEMPO [ms]
I_{cc1}	5801.70	2.15
I_{cc3}	4735.70	3.22

Tabla 4.17. Tiempos de operación del relé 51/51N.

Como una protección de respaldo se implementa, en el mismo relé RAIDK, unidades instantáneas 50 y 50N. Los tiempos de disparo de estas unidades pueden ser tomadas como 2.2 y 3.3 ms, para falla monofásica y trifásica, respectivamente.

4.3.4.3.2 Pararrayos.

Una consideración importante para la protección de bancos de capacitores, mediante pararrayos, es el hecho de que la energía disipada en una descarga sea inferior al nivel expresado en las especificaciones del dispositivo.

Para la aplicación en Loja se utilizarán pararrayos “TRANQUELL” de la General Electric, los cuales están diseñados para disipar una energía menor o igual a 1858 kJ.

El pararrayos empleado corresponde a un voltaje de 72 kV que ofrece un nivel de protección igual a 142 kV.

El valor de energía que se podría disipar, se determina en base al paper: “Application of arresters near shunt capacitors banks” [8] . El valor encontrado es de 39.386 kJ.

[8] Neugebauer W. Applications of Arresters Near Shunt Capacitor Banks. Schenectady, New York, USA. 1983.

4.3.5 LISTA DE EQUIPOS PARA LA NUEVA POSICIÓN DE LA SUBESTACIÓN LOJA.

ITEM	ESPECIFICACIÓN	CANTIDAD
1	Disyuntor tripolar del tipo Definite Purpose Circuit Breakers en SF6, 69 kV, 800 A, 450 kV BIL.	3
2	Seccionador tripolar, 69 kV, 800 A, 450 kV BIL, operado a motor, doble apertura lateral, sin cuchilla de puesta a tierra, montaje en el piso.	3
3	Seccionador tripolar, 69 kV, 800 A, 450 kV BIL, operado a motor, doble apertura lateral, con cuchilla de puesta a tierra, montaje en el piso.	2
4	Transformador de corriente 69 kV, 450 kV BIL, 3 devanados secundarios, R 600/5 A, precisión: uno 0.2 burden 60 VA y dos 5P20, burden 60 VA.	3
5	Transformador de corriente 69 kV, 450 kV BIL, 1 devanado secundario, R 1/1 A, precisión: 5P20, burden 60 VA.	2
6	Relé de sobrecorriente instantáneo 50	2
7	Relé de sobrecorriente temporizado 51/51N	1
8	Banco de Capacitores 6.3 MVA (42 unidades de 150 kVA)	2
9	Reactor Inductivo de 4.3 mH	3
10	Impedancias de pre-inserción trifásicas: 40 mH y 5.5 Ω por fase.	2
11	Pararrayos de óxido de zinc 60 kV, con contador de descargas	3
12	Tablero de control, protección y medición para banco de capacitores 2 x 6.3 MVA	1

5 CONCLUSIONES.

1. El mejor método de suministro de reactivos es mediante bancos de capacitores: serie o paralelo, debido a su menor costo y a su fácil operación y mantenimiento. La compensación paralelo se utiliza en los casos en que el limitante es la caída de tensión en las líneas de transmisión, mientras que se utiliza compensación serie en los casos en que el limitante es la estabilidad del sistema.
2. La metodología empleada para determinar la ubicación de fuentes de reactivos en sistemas de transmisión mediante: estudios de flujos de potencia y análisis de los voltajes de barra que se encuentren próximos a los valores permitidos en las regulaciones del sistema, permite en forma confiable definir las barras en las cuales se requiere de compensación reactiva.
3. El punto de conexión de bancos de capacitores en una subestación existente de un sistema eléctrico de potencia, debe ser analizado considerando el efecto que la operación de los bancos tenga sobre el transformador de potencia, que es el elemento más importante de una subestación.
4. En la energización de bancos de capacitores se producen corrientes transitorias de alta magnitud y frecuencia, similares a las que se tendrían en un cortocircuito. Estos transitorios disminuirán conforme aumenta el nivel de tensión al que se encuentra conectado el banco.
5. Al conectar bancos de capacitores por medio de la barra principal, se debe considerar los efectos que sobre los equipos de la subestación se presentan. Los principales efectos estudiados son: la energización del banco, los sobrevoltajes generados en los secundarios de los transformadores de corriente y la descarga de bancos conectados al existir fallas en alimentadores o líneas cercanas. Estos efectos pueden ser controlados mediante reactores o impedancias limitadoras conectadas entre los bancos de capacitores y la barra de la subestación.
6. Se ha evidenciado que en los sistemas de transmisión el esquema de conexión de bancos de capacitores se lo realiza en estrella o doble estrella, sean estos aterrados o flotantes. El esquema en delta se lo aplica en sistemas de bajo nivel de tensión y especialmente en sistemas de *distribución*.

7. En general, los esquemas de protección de bancos de capacitores, difieren unos de otros dependiendo del tipo de conexión escogido para el banco. Los esquemas en doble estrella tienen la particularidad de no verse afectados por las variaciones: en magnitud o ángulo del voltaje del sistema, por lo que resultan ser más confiables en su operación. Sin embargo, en cuanto a la tolerancia de las unidades capacitivas, esta afecta a cualquier esquema de protección.
8. En la calibración de las protecciones debe considerarse el desbalance inherente, de manera que los relés disparen cuando de verdad exista un desbalance producto de la falla de las unidades capacitivas, y no por efectos tales como: variaciones de voltaje, tolerancia de capacitores, entre otros.

RECOMENDACIONES.

1. En las subestaciones del SNI, es recomendable la conexión de bancos de capacitores a través de la barra principal del secundario del transformador de poder y no a través del terciario del mismo. Los constantes esfuerzos provocados por la energización de un banco de capacitores a nivel del terciario deterioran el aislamiento disminuyendo la vida útil del transformador.
2. Del estudio realizado se recomienda la implementación de una nueva posición en la subestación Loja para incorporar dos bancos de capacitores de 6.3 MVA cada uno, a nivel de 69 kV; con todas los equipos y elementos definidos para su correcta operación.
3. Con la finalidad de mantener niveles de voltaje aceptables y tolerados por la regulación del sistema, se recomienda que la implementación de los bancos sea realizada en el primer trimestre del año 2003.

6 REFERENCIAS.

1. Grainger John, Stevenson William. Análisis de Sistemas de Potencia. Mc Graw-Hill. USA. 1996.
2. Arguello Gabriel. Análisis y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia. Quito, Ecuador. 1988.
3. Germán Guerrero, Arnoldo Saavedra, Igor Rodríguez. Influencia de la potencia Reactiva en el diseño de un Sistema Eléctrico. Tomo IV CIER. Santiago, Chile. 1970.
4. Ayora Paúl. Disposición de equipo en estaciones y subestaciones de potencia. EPN. Quito, Ecuador. 1995.
5. Enciclopedia CEAC de Electricidad. Estaciones de Transformación y Distribución – Protección de Sistemas Eléctricos. Barcelona, España. 1974.
6. American National Standard. ANSI C37.99-1980. Guide for Protection of Shunt Capacitor Banks. New York, USA. 1980.
7. S&C Electric Company. Pre-insertion Inductor Application Guide Data Bulletin 711-95. Chicago, USA. 1995.
8. Neugebauer W. Applications of Arresters Near Shunt Capacitor Banks. Schenectady, New York, USA. 1983.
9. Richard Webster. Protecting 230 kV Capacitors Banks. Philadelphia, USA. 1984.
10. Hidalgo Patricio. Selección y Protección de un banco de capacitores eléctricos en derivación de una S/E de Distribución. Tesis de Grado. EPN. Quito, Ecuador. 1977.
11. American National Standard. ANSI C37.0731.1973. Application guide for capacitance current switching for AC high voltage circuit breakers rated on a symmetrical current basis. New York, USA. 1973.

ANEXOS.

ANEXO A: Número de grupos serie y número de unidades en paralelo.....	i
ANEXO B: Distancias consideradas y parámetros del conductor.....	iii
ANEXO C: Cálculo de las corrientes de inserción.....	v
ANEXO D: Cálculo de los voltajes desarrollados en los secundarios de los TC's.....	vii
ANEXO E: Impacto del banco en los disyuntores de la S/E en caso de fallas.....	viii
ANEXO F: Corrientes en operación normal y falla del banco de capacitores.....	x
ANEXO G: Máxima energía disipada por el pararrayos.....	xii
ANEXO H: Planos de la Subestación Loja.....	xiii

ANEXO A

Número de grupos serie y número de unidades en paralelo.

Potencia nominal del banco: Q_b

$$Q_b := 6 \text{ [MVA]}$$

$$E := \frac{69}{\sqrt{3}} \text{ [kV]}$$

a) Para 100 kvars $Q_u := 0.1 \text{ [MVA]}$ $Q_f := \frac{Q_b}{3} \text{ [MVA]}$

$$N := 2$$

$$Q_n := \frac{Q_f}{N} \quad M := \frac{Q_n}{Q_u} \quad M = 10$$

$$M := 10$$

$$E_n := \frac{E}{N} \quad E_n = 19.919$$

$$\text{Total} := 3 \cdot M \cdot N \text{ Total} = 60$$

$$N := 3$$

$$Q_n := \frac{Q_f}{N} \quad M := \frac{Q_n}{Q_u} \quad M = 6.667$$

$$M := 7$$

$$E_n := \frac{E}{N} \quad E_n = 13.279$$

$$\text{Total} := 3 \cdot M \cdot N \text{ Total} = 63$$

b) Para 150 kvars $Q_u := 0.15 \text{ [MVA]}$ $Q_f := \frac{Q_b}{3} \text{ [MVA]}$

$$N := 2$$

$$Q_n := \frac{Q_f}{N} \quad M := \frac{Q_n}{Q_u} \quad M = 6.667$$

$$M := 7$$

$$E_n := \frac{E}{N} \quad E_n = 19.919$$

$$\text{Total} := 3 \cdot M \cdot N \text{ Total} = 42$$

$$N := 3$$

$$Q_n := \frac{Q_f}{N} \quad M := \frac{Q_n}{Q_u} \quad M = 4.444$$

$$M := 5$$

$$E_n := \frac{E}{N} \quad E_n = 13.279$$

$$\text{Total} := 3 \cdot M \cdot N \text{Total} = 45$$

c) Para 200 kvars $Q_u := 0.2$ [MVA] $Q_f := \frac{Q_b}{3}$ [MVA]

$$N := 2$$

$$Q_n := \frac{Q_f}{N} \quad M := \frac{Q_n}{Q_u} \quad M = 5$$

$$M := 5$$

$$E_n := \frac{E}{N} \quad E_n = 19.919$$

$$\text{Total} := 3 \cdot M \cdot N \text{Total} = 30$$

$$N := 3$$

$$Q_n := \frac{Q_f}{N} \quad M := \frac{Q_n}{Q_u} \quad M = 3.333$$

$$M := 4$$

$$E_n := \frac{E}{N} \quad E_n = 13.279$$

$$\text{Total} := 3 \cdot M \cdot N \text{Total} = 36$$

Donde:

Q_b : Potencia nominal del banco.

E : Voltaje fase tierra del sistema.

Q_u : Potencia nominal de una unidad capacitiva.

Q_f : Potencia nominal por fase.

N : número de grupos serie por fase.

Q_n : Potencia nominal por grupo serie.

M : Número de unidades en paralelo por grupo serie.

E_n : Voltaje sobre cada unidad capacitiva.

Total: Número de unidades capacitivas por banco.

ANEXO B.

Distancias consideradas y parámetros del conductor.

CALCULO DE DISTANCIAS:

Espaciamiento entre fases: D_f

$$D_f := 2 \text{ m}$$

Longitud de la barra principal: L_p

$$L_p := 64 \text{ m}$$

Distancia desde el seccionador hasta el disyuntor: D_{sd}

$$D_{sd} := 3.5 \text{ m}$$

Distancia desde el disyuntor hasta la barra de transferencia: D_{dt}

$$D_{dt} := 9.5 + 3 \text{ m}$$

Distancia desde la barra principal hasta la barra de transferencia: D_{pt}

$$D_{pt} := 4 \cdot D_f + D_{sd} + D_{dt} \quad D_{pt} = 24 \text{ m}$$

Distancia desde la barra de transferencia hasta la estructura nueva: D_{tn}

$$D_{tn} := 14 \text{ m}$$

Número de bancos de capacitores total: N

$$N := 2 \text{ m}$$

Longitud de la barra en la estructura nueva: L_n

$$L_n := 4 \cdot N \cdot D_f \quad L_n = 16 \text{ m}$$

Distancia entre el banco de capacitores y la estructura nueva: D_{bn}

$$D_{bn} := 2 \cdot D_f + D_{sd} \quad D_{bn} = 7.5 \text{ m}$$

Altura desde el seccionador hasta la posición de salida de la línea: h

$$h := 8.5 \text{ m}$$

a) Distancia desde el banco de capacitores hasta la barra en la estructura nueva: D_1

$$D_1 := D_{bn} + h \quad D_1 = 16 \text{ m}$$

b) Distancia desde la estructura nueva hasta la barra principal: D_2

$$D_2 := D_f + D_{pt} + D_{tn} + L_n + h \quad D_2 = 64.5 \text{ m}$$

CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS DEL CONDUCTOR:

Conductor : 636 MCM AAC

$$X_a := 0.412 \frac{\Omega}{\text{milla}} \quad R := 0.163 \frac{\Omega}{\text{milla}}$$

Espaciamiento = 2 m

$$X_d := 0.2191 \frac{\Omega}{\text{milla}}$$

$$X_{L1\phi} := X_a + X_d \quad X_{\phi} := X_{L1\phi} \cdot \frac{1}{1609} \frac{\Omega}{\text{m}}$$

$$L_{1\phi} := \frac{X_{L1\phi}}{2 \cdot \pi \cdot 60}$$

$$L_{1\phi} = 1.674 \cdot 10^{-3} \frac{\text{H}}{\text{milla}}$$

$$L_{\phi} := L_{1\phi} \cdot \frac{1000000}{1609} \quad L_{\phi} = 1.04043 \frac{\mu\text{H}}{\text{m}} \text{ por fase}$$

$$R_{\phi} := \frac{R}{1609} \quad R_{\phi} = 1.01305 \cdot 10^{-4} \frac{\Omega}{\text{m}} \text{ por fase}$$

Donde:

L_{ϕ} : Inductancia del conductor en microhenrios por metro.

R_{ϕ} : Resistencia del conductor en ohmios por metro.

ANEXO C.

Cálculo de las corrientes de inserción.

Impedancia equivalente de Thevenin en la barra de 69 kV

$$Z_{th} := 1.2883 + 8.3127 \cdot i \ \Omega$$

Esta impedancia se vé afectada por la reactancia existente entre la barra principal y la barra en la estructura nueva:

$$X_a := X_{\phi} \cdot D^2 \quad X_a = 0.025 \ \Omega$$

$$R_a := R_{\phi} \cdot D^2 \quad R_a = 6.534 \cdot 10^{-3} \ \Omega$$

$$I_{cc} := \frac{\left(\frac{69000}{\sqrt{3}} \right)}{Z_{th} + X_a i + R_a} \quad I_{cc} = 724.486 - 4.665 \cdot 10^3 i \ \text{A}$$

$$|I_{cc}| = 4.721 \cdot 10^3 \ \text{A}$$

$V_{m\acute{a}x} := 72.5$ voltaje máximo nominal para 69 kV

$F_{corriente} := 1.271$ factor de corrección de corriente (armónicas, tolerancia decapacitores, variaciones de voltaje)

Mediante el Normativo ANSI C37.0731.1973

Corriente nominal máxima: I_n

$$Q := 6.3 \cdot 10^6 \ \text{MVA}$$

$$I_n := \frac{F_{corriente} \cdot Q}{\sqrt{3} \cdot 69000} \quad I_n = 67 \ \text{A}$$

Parte 1: Inserción del primer banco de capacitores.

$$i_{\text{máx}} := \sqrt{2 \cdot |I_{\text{cc}}| \cdot I_{\text{n}}} \quad i_{\text{máx}} = 795.388 \text{ A}$$

$$f := 60 \cdot \sqrt{\frac{|I_{\text{cc}}|}{I_{\text{n}}}} \quad f = 503.662 \text{ Hz}$$

$$d_i := \frac{i_{\text{máx}} \cdot 2 \cdot \pi \cdot f}{10^6} \quad d_i = 2.517 \frac{\text{A}}{\mu\text{s}}$$

Parte 2: Energizar el banco 2 con el banco 1 energizado.

$$L_{\text{eq}} := 2 \cdot (10 + L_{\phi} \cdot D1) + L_{\phi} \cdot D1 \quad L_{\text{eq}} = 69.94 \mu\text{H}$$

$$i_{\text{máx}} := 1235 \cdot \sqrt{\frac{V_{\text{máx}} \cdot I_{\text{n}}}{L_{\text{eq}}}} \quad i_{\text{máx}} = 1.0292 \cdot 10^4 \text{ A}$$

$$f := 13.5 \cdot \sqrt{\frac{60 \cdot V_{\text{máx}}}{L_{\text{eq}} \cdot I_{\text{n}}}} \quad f = 13.007 \text{ kHz}$$

Se requiere disminuir estos valores dentro de los límites aceptados

$$\text{sea: } f(x) := 3.36 - 13.5 \cdot \sqrt{\frac{60 \cdot V_{\text{máx}}}{(L_{\text{eq}} + x) \cdot I_{\text{n}}}}$$

$$x := 1500 \quad (\text{valor inicial para resolver la ecuación})$$

$$L_{\text{extra}} := \text{root}(f(x), x) \quad \text{algoritmo para encontrar las raíces de } f(x)$$

$$L_{\text{extra}} = 977.739 \quad L_{\text{adicional}} := 1 \cdot \text{mH}$$

$$L_{\text{eq}} := L_{\text{eq}} + L_{\text{adicional}} \cdot 1000$$

Con este inductor adicional la magnitud y frecuencia de la corriente:

$$i_{\text{máx}} := 1235 \cdot \sqrt{\frac{V_{\text{máx}} \cdot I_{\text{n}}}{L_{\text{eq}}}} \quad i_{\text{máx}} = 2.516 \cdot 10^3 \text{ A}$$

$$f := 13.5 \cdot \sqrt{\frac{60 \cdot V_{\text{máx}}}{L_{\text{eq}} \cdot I_{\text{n}}}} \quad f = 3.18 \text{ kHz}$$

$$d_i := \frac{i_{\text{máx}} \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot 1000}{10^6} \quad d_i = 50.284 \frac{\text{A}}{\mu\text{s}}$$

ANEXO D

Cálculo de los voltajes desarrollados en los secundarios de los TC's.

Calculados para las corrientes y frecuencias máximas que se presenten durante la energización (Paso 2)

Se consideran impedancias de pre-inserción.

$$i_{\text{máx}} := 800 \quad \text{A}$$

$$f := 333.33 \quad \text{Hz}$$

a) TC's ubicados en serie con el disyuntor principal:

$$R_t := \frac{600}{5} \quad \text{relación de transformación.}$$

$$\text{Burden} := 2.4 \quad \Omega \quad \text{correspondiente a 60 VA}$$

$$f_s := 60 \quad \text{Hz} \quad \text{frecuencia del sistema}$$

$$V_S := \frac{1}{R_t} \cdot i_{\text{máx}} \cdot \text{Burden} \cdot \frac{f}{f_s}$$

$$V_S = 88.888 \quad \text{V}$$

B) TC's ubicados entre neutro y tierra de cada banco:

$$R_t := \frac{1}{1} \quad \text{relación de transformación.}$$

$$\text{Burden} := 2.4 \quad \Omega \quad \text{correspondiente a 60 VA}$$

$$f_s := 60 \quad \text{Hz} \quad \text{frecuencia del sistema}$$

$$V_S := \frac{1}{R_t} \cdot i_{\text{máx}} \cdot \text{Burden} \cdot \frac{f}{f_s}$$

$$V_S = 10666.56 \quad \text{V}$$

Donde: $V_S(\text{TC})$: voltaje máximo en el secundario del TC, en voltios.

R_t : relación de transformación del TC.

i_{pk} : magnitud de la corriente de energización, en amperios.

Burden: carga conectada al secundario del TC, en ohmios.

f : frecuencia de la corriente de energización, en hertz.

f_s : frecuencia del sistema, 60 Hz.

ANEXO E

Impacto del banco en los disyuntores de la S/E en caso de fallas.

PREPARACIÓN DE DATOS:

Inductancia propia del banco:

$$L_c := \frac{10}{1000000} \text{ F}$$

Inductancia y resistencia desde el banco a la barra en la estructura nueva:

$$L_b := L_\phi \cdot \frac{D1}{1000000} \text{ H} \quad R_b := R_\phi \cdot D1 \quad \Omega$$

Inductancia desde la estructura nueva hasta la barra principal:

$$L_a := L_\phi \cdot \frac{D2}{1000000} \text{ H} \quad R_a := R_\phi \cdot D2 \quad \Omega$$

Voltaje máximo en operación normal fase-neutro:

$$E_{fn\text{m}\acute{a}\text{x}} := \frac{72500 \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \text{ V}$$

Cálculo de la capacitancia por fase: C

$$Q := 6.3 \cdot 10^6 \text{ MVA}$$

$$Z := \frac{(69000)^2}{Q} \quad \Omega$$

$$C := \left| \frac{1}{(2 \cdot \pi \cdot 60) (2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot L_c \cdot 10^{-6} - Z)} \right|$$

$$C = 3.51 \cdot 10^{-6} \text{ F}$$

INDUCTANCIAS [H]

$$L_a = 6.711 \cdot 10^{-5}$$

$$L_c = 1 \cdot 10^{-5}$$

$$L_b = 1.665 \cdot 10^{-5}$$

RESISTENCIAS [Ω]

$$R_a = 6.534 \cdot 10^{-3}$$

$$R_b = 1.621 \cdot 10^{-3}$$

CAPACITANCIAS [F]

$$C = 3.51 \cdot 10^{-6}$$

VALORES DE INSERCIÓN

	INDUCTANCIAS [H]	RESISTENCIAS [Ω]
a) Reactor Adicional	$L_{p2} := 1.1 \cdot 10^{-3}$	$R_{p2} := 0.15$
b) Standard Impedance	$L_{p3} := 40 \cdot 10^{-3}$	$R_{p3} := 5.5$

VALOR LÍMITE: $d_i := 13.95 \frac{A}{us}$ definido por los disyuntores de propósito general

Al ocurrir un falla trifásica en la línea se produce una corriente de falla debido a la descarga de los capacitores $i(t)$:

Se considera la utilización de impedancias de inserción.

$L_{fija} := 8.6 \cdot 10^{-3}$ H inductancia permanente en serie con cada banco

$$I(s) := \frac{\frac{E_{fn\acute{a}x}}{s}}{\frac{1}{s \cdot C} + s \cdot (L_a + L_c + L_{fija}) + R_a}$$

$i(t) = 2 \cdot I(s)$ invlaplace,s

$$t_{m\acute{a}x} := \frac{d}{dt} i(t) = 0 \text{ solve, } t \rightarrow 2.7412258743439317311 \cdot 10^{-4}$$

$$i(t_{m\acute{a}x}) = 2380.924835 \text{ A} \quad (\text{valor pico de corriente})$$

$$\frac{d}{dt} i(t) \cdot \frac{1}{10^6} \text{ substitute, } t=0 \rightarrow 13.644178653570162455 \frac{A}{us}$$

El valor calculado es inferior al límite establecido.

$$\frac{L_{fija}}{2} = 4.3 \cdot 10^{-3} \text{ H} \quad \text{inductancia permanente en serie con el disyuntor principal } D_p.$$

ANEXO F

Corrientes en operación normal y falla del banco de capacitores.

$$Q_b := 6.3 \text{ MVA}$$

$$Q_f := 2.1 \text{ MVA}$$

$$Q_u := 150 \text{ kVA}$$

$$\Delta C := 10 \%$$

$$V_f := 69 \text{ kV}$$

$$V_c := 19.92 \text{ kV}$$

$$\Delta V_f := 5 \%$$

$$C := 3.51 \cdot 10^{-6} \text{ F}$$

$$M := 7$$

$$N := 2$$

a) Corrientes en operación normal:

$$I_L := \frac{Q_b \cdot 1000000}{\sqrt{3} \cdot V_f \cdot 1000} \quad I_L = 52.715 \text{ A}$$

$$I_T := 2 \cdot I_L \quad I_T = 105.429 \text{ A (con un banco energizado)}$$

$$I_T := I_L \quad I_T = 52.715 \text{ A (con dos bancos energizados)}$$

$$I_c := \frac{Q_u}{V_c} \cdot \left(1 + \frac{\Delta C}{100} \right) \quad I_c = 8.283 \text{ A}$$

Desbalance inherente:

- Por tolerancia del capacitor:

$$I_{n1} := \frac{\frac{\Delta C}{100} \cdot Q_b \cdot 1000000}{\sqrt{3} \cdot V_f \cdot 1000} \quad I_{n1} = 5.271 \text{ A}$$

- Por variaciones de voltaje:

$$I_{n2} := \frac{\frac{\Delta V_f}{100} \cdot M \cdot Q_u \cdot 1000}{N \cdot (V_c \cdot 1000)^2} \quad I_{n2} = 6.615 \cdot 10^{-5} \quad A$$

$$I_n := I_{n1} + I_{n2} \quad I_n = 5.272$$

b) En el instante de falla de una unidad: $K := 1$

$$I_{cf} := \frac{N}{N-1} \cdot I_L \quad I_{cf} = 105.429 \quad A$$

$$\text{Energía} := C \cdot \left(\sqrt{2} \cdot V_c \cdot 1.1 \cdot 1000 \right)^2 \quad \text{Energía} = 3370.553 \quad W \cdot s$$

$$I_{Lf} := \frac{((M - K) + M \cdot (N - 1)) \cdot Q_u}{\frac{V_f}{\sqrt{3}}} \quad I_{Lf} = 48.949 \quad A$$

b) Despejada la unidad fallada:

$$I_{Tf} := 2 \cdot I_{Lf} \quad I_{Tf} = 97.899 \quad A \quad (\text{con un banco energizado})$$

$$I_{Tf} := I_{Lf} \quad I_{Tf} = 48.949 \quad A \quad (\text{con dos bancos energizados})$$

$$I_n := \frac{K \cdot I_L}{N \cdot (M - K) + K} \quad I_n = 4.055 \quad A$$

$$V_{cf} := \frac{M \cdot \frac{V_f}{\sqrt{3}}}{1 + (M - 1) \cdot N} \quad V_{cf} = 21.451 \quad kV$$

$$\text{Desbalance} := 100 \cdot \left(1 + \frac{V_{cf} - V_c}{V_c} \right)$$

$$\text{Desbalance} = 107.685 \quad \%$$

ANEXO G

Máxima energía disipada por el pararrayos.

$$V_{\text{máx}} := 72.5 \cdot \sqrt{\frac{2}{3}} \text{ kV}$$

$$V_o := 0.8 \cdot 72.5 \cdot \sqrt{2} \text{ kV}$$

$$P := 142 \text{ kV}$$

$$L := 0.026417 \text{ H}$$

$$C := 3.51 \cdot 10^{-6} \text{ F}$$

$$I_o := \frac{\sqrt{(V_{\text{máx}} + V_o)^2 - (P - V_{\text{máx}})^2}}{\sqrt{\frac{L}{C}}} \quad I_o = 1.319 \text{ kA}$$

$$E := 500 \cdot P \cdot C \cdot \left[\frac{(V_{\text{máx}} + V_o)^2}{P - V_{\text{máx}}} - P + V_{\text{máx}} \right] \quad E = 39.386 \text{ kJ}$$

Donde:

$V_{\text{máx}}$: voltaje máximo fase tierra del sistema, en kilovoltios.

V_o : voltaje máximo de carga del capacitor, en kilovoltios.

P : nivel de protección del pararrayos, en kilovoltios.

L : inductancia por fase entre la fuente y los bancos de capacitores, en henrios.

C : capacitancia por fase de los bancos de capacitores, en faradios.

I_o : corriente máxima a través del pararrayos debido a la descarga de los capacitores, en kiloamperios.

E : energía disipada por el pararrayos debido a la descarga de los capacitores, en kilojoules.

ANEXO H

Planos de la Subestación Loja.

En este anexo constan los planos concernientes a la aplicación de la compensación reactiva en la subestación Loja.

- Vista de Planta de la Subestación Loja..... H-H1
- Diagrama Unifilar de la S/E..... H-H2