

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS Y ESTRATEGIAS DE
SELECCIÓN DE BANCOS DE CONDENSADORES SHUNT
PARA LA COMPENSACIÓN DE REACTIVOS EN UNA
SUBESTACIÓN A 115 kV**

**Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Para optar al título de Ingeniero Electricista
Por la T.S.U Bolívar Giomar C.**

Caracas, 2005

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS Y ESTRATEGIAS DE
SELECCIÓN DE BANCOS DE CONDENSADORES SHUNT
PARA LA COMPENSACIÓN DE REACTIVOS EN UNA
SUBESTACIÓN A 115 kV**

TUTOR INDUSTRIAL: Ing., Msc. Marcos Jota.

PROFESOR GUIA: Prof. Julio Molina

**Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Para optar al título de Ingeniero Electricista
Por la T.S.U Bolívar Giomar C**

Caracas, 2005

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 13 de julio de 2005

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Giomar C. Bolívar, titulado:

“EVALUACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS Y ESTRATEGIAS DE SELECCIÓN DE BANCOS DE CONDENSADORES SHUNT PARA LA COMPENSACIÓN DE REACTIVOS EN UNA SUBESTACIÓN A 115 kV”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención de Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. Nério Ojeda
Jurado

Prof. Héctor Arcia
Jurado



Prof. Julio Molina
Prof. Guía

DEDICATORIA

*Dedico este trabajo en primer lugar a Adonai
D'os de Israel, quien hasta aquí me ha acompañado.
Y a la memoria de mi profesora y amiga
Lic. Ramona Cáceres.*

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar a quien tiene el primer lugar en mi vida, le doy gracias a Jeshua El Meshia, porque sin duda alguna sin él no hay victoria, y todo lo debo a El, lo mucho, lo poco y hasta el exceso sólo El.

A la ilustre Universidad Central de Venezuela, por la oportunidad y el orgullo de formarme como profesional y mejor persona en “La casa que vence la sombra”.

Al Departamento de Equipos de Alta Tensión en CVG EDELCA, por el apoyo y la ayuda brindada de todo su personal, gracias a todos mis compañeros.

Muy especialmente por su valioso aporte durante el desarrollo de este trabajo a: Prof. Antonio Clemente, Ing. Miguel Arellano y el Prof. Dan El Montoya, gracias por el valioso tiempo que me dedicaron y por sus observaciones, sin Uds. seguro hubiese sido difícil terminar.

Gracias a mi abuelita y a toda mi familia, que siempre estuvo conmigo en cada momento de tristeza y alegría. Especialmente a mi madre Amankay quien pacientemente me apoyó siempre y esperó confiando en llegar hasta el final. También mi tío Dionel Bolívar, tu apoyo y comprensión siempre me hacía sentir mejor, gracias por confiar en mí.

A mi entrañable y amado grupo A, Luisana, Luis E, Leo, Hernancito, Cesar, Miguel e Yra, siempre a mi lado gracias chicos por su amistad y compañía. Atatex y Giuseppe, gracias. Quiero mencionar dos personas muy especiales, mi siempre amiga Trina Cedeño, ¡llegué flaquita! Y a mi doc Zaida M González C, se acabó el estrés gracias por tu tolerancia y por atender tantas veces mi grito de auxilio.

Gracias a todas las amigas de mi mamá que durante mi carrera han estado peleando una batalla aun mayor, orando y pidiendo la misericordia de D’os para mí. A todos mis amigos, grupo P y compañeros en la escuela porque al lado de Uds. luche la gran batalla y logré la victoria, especialmente a Rodrigo (el Gallego), Jhon J y Félix J gracias chicos por su ayuda, compañía y paciencia.

Bolívar Giomar C.

EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS Y ESTRATEGIAS DE SELECCIÓN DE BANCOS DE CONDENSADORES SHUNT PARA LA COMPENSACIÓN DE REACTIVOS EN UNA SUBESTACIÓN A 115 kV.

Profesor guía: Prof. Julio Molina. Tutor Industrial: Ing., Msc. Marcos Jota. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Empresa: Electrificación del Caroní (C.V.G EDELCA), 2005, 90h. + Anexos.

Palabras claves: Banco de condensadores shunt, configuraciones, corrientes inrush y outrush.

Resumen: Existen tres tipos de configuraciones de bancos de condensadores shunt: fusibles externos, fusibles internos y sin fusibles, según la aplicación se elige el más conveniente, lo cual a su vez depende de la protección y la confiabilidad deseada. Pueden ser conectados en delta, conexión H, estrella doble con neutro puesto a tierra y estrella doble sin puesta a tierra, siendo esta última la más utilizada en sistemas de alta tensión, por evitar la circulación de corrientes de secuencia cero en caso de fallas en el sistema.

Los principales fabricantes de bancos de condensadores coinciden en que los bancos sin fusibles, es la configuración más recomendada, por su versatilidad, confiabilidad y se acaba la necesidad de coordinar los fusibles con las protecciones del sistema.

Las maniobras de energización de los bancos de condensadores originan transitorios de corrientes “Inrush” y/o “Outrush” que pueden ocasionar daños en el aislamiento de las unidades capacitivas y/o provocar falsas operaciones en los equipos de maniobras y de protecciones.

En este trabajo, se presentan tres estudios relacionados con los bancos de condensadores shunt al ser insertados en una subestación doble barra a 115 kV. El primer estudio es una comparación entre dos posibles configuraciones, fusibles externos y sin fusibles, ambas doble estrella con neutro flotante. Un estudio de control de energización del banco de condensadores ante diferentes contingencias en las líneas de transmisión a 400 kV asociadas a la subestación. El tercer estudio se basa en la importancia del periodo transitorio producido al energizar el banco de condensadores, su factibilidad y consecuencias.

El análisis de los resultados obtenidos, indicó la necesidad de mantener en servicio un banco de compensación de 100 MVar, se recomienda un banco de condensadores con tecnología “Sin fusibles”. Las amplitudes de las corrientes inrush, outrush, y la sobrecorriente en la barra a 115 kV debidas a la energización del banco en la barra, están dentro de los límites permitidos por las normas y las especificaciones de los interruptores de protección del banco.

ÍNDICE

CONSTANCIA DE APROBACIÓN	
DEDICATORIA	
AGRADECIMIENTOS	
RESUMEN	
LISTA DE TABLAS	ix
LISTA DE GRÁFICAS Y FIGURAS	xi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	
MARCO TEÓRICO.....	4
1.1 Compensación de energía reactiva.....	4
1.2 Compensación paralelo.	5
1.3 Propósito de los capacitores shunt.	6
CAPÍTULO II	
BANCOS DE CONDENSADORES SHUNT: GENERALIDADES Y PROTECCIÓN	9
2.1. Generalidades.....	9
2.2. Maniobras de bancos de condensadores.	10
2.2.1. Energización de un banco de condensadores aislado.....	11
2.2.2. Energización de bancos de capacitores en configuración back to back.....	12
2.3. Arreglos de bancos de condensadores shunt.....	13
2.3.1. Bancos de condensadores shunt con fusibles externos.	16
2.3.2. Bancos de condensadores shunt con fusibles internos:.....	16
2.3.3. Bancos de condensadores shunt sin fusibles.....	17
2.4. Esquemas de protección para bancos de condensadores.....	18
2.4.1. Capacidad de los interruptores de potencia para maniobrar corrientes capacitivas.....	21
CAPÍTULO III	
BANCOS DE CONDENSADORES SHUNT: CONEXIONES Y DISEÑO.....	23
3.1 Conexiones de bancos de condensadores shunt.....	23
3.1.1 Conexión estrella sencilla o doble estrella con puesta a tierra.....	24

3.1.2	Conexión estrella sin puesta a tierra.....	26
3.1.3	Conexión delta.	26
3.1.4	Conexión H.	27
3.2	Diseño de banco de condensadores shunt.	29
3.2.1.	Ventajas y desventajas de las diferentes tecnologías según los fabricantes.....	30
CAPÍTULO IV		
ESCENARIOS DE TRABAJO, SIMULACIONES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS 34		
4.1.	Descripción de la subestación “JOSE”.	34
4.2.	Descripción de la ampliación de la subestación “JOSE”.....	35
4.3.	Consideraciones de operación para la simulación del sistema.....	38
4.4.	Escenarios de simulación.	40
4.4.1.	Escenario 1: Detección y protección.....	46
4.4.1.1.	Configuración: Banco de condensadores con fusibles externos.	47
	1) Caso 1: Condiciones normales de operación, sin fallas.....	48
	2) Caso 2: Una unidad capacitiva fallada, en una fase de un banco.	49
	3) Caso 3: Fallan dos fusibles de la misma fase.....	51
	4) Caso 4: falla dos unidades cpacitivas, una en cada estrella.	52
4.4.1.2.	Configuración: Banco de condensadores sin fusibles.....	53
	1) Caso 1: Condiciones normales de operación.	56
	2) Caso 2: Falla una unidad capacitiva.	57
	3) Caso 3: Fallan dos unidades capacitivas.....	59
	4) Caso 4: Fallan dos unidades capacitivas, una de cada estrella.	60
4.4.1.3.	Análisis de resultados.....	61
4.4.2.	Escenario 2: Sistema de control del banco de condensadores.	62
	1) Caso 1: Condiciones normales de operación.	63
	2) Caso 2: Fuera de servicio L/T San Gerónimo- Jose.	65
	3) Caso 3: Fuera de servicio L/T Barbacoa- Jose.	66
	4.4.2.1. Análisis de resultados.....	66
4.4.3.	Escenario 3: Análisis transitorio del banco de condensadores.....	68
4.4.3.1.	Caso 1: Condiciones normales de operación.	69
4.4.3.2.	Caso 2: Falla la línea de transmisión San Gerónimo- Jose.	75
4.4.3.3.	Caso 3: falla la línea de transmisión Barbacoa- Jose.	79
4.4.3.4.	Análisis de resultados.....	87
CONCLUSIONES 89		

RECOMENDACIONES	91
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	92
BIBLIOGRAFÍAS.	94
GLOSARIO	97
ANEXO 1.....	99
Esquemas de protección para bancos de condensadores según la condición de falla presentada (tabla tomada de la norma IEEE Std C37.99- 2000 [4]).....	99
ANEXO 2.....	100
Valores nominales sugeridos de la maniobra de corriente capacitiva en interruptores con tensión nominal superior a 123 kV según norma ANSI C37.06 [5]	100
ANEXO 3.....	102
Curva típica en caso de ruptura del dieléctrico del aislante para aproximadamente 30.000 cm ³ de volumen [7]	102
ANEXO 4.....	103
Nueva tecnología desarrollada por ABB para bancos de condensadores shunt sin fusibles. (Tomado de la página web: www.abb.com)	103
ANEXO 5.....	104
Circuitos modelados en Simulink de Matlab.	104
ANEXO 6.....	106
Modelos utilizados para las simulaciones.	106
ANEXO 7.....	111
Resultado del barrido de frecuencia.....	111
ANEXO 8.....	112
Forma de onda de la corriente en el banco de condensadores y en la barra a 115 kV para los casos simulados en el estudio transitorio.....	112

LISTA DE TABLAS

Tabla # 4.1:	Total de cargas del condominio Jose, para el año 2005.....	41
Tabla # 4.2:	Datos del sistema interconectado para la simulación.....	42
Tabla # 4.3:	Parámetros de las líneas de transmisión a 400 kV que llegan a la S/E Jose	43
Tabla # 4.4:	Datos de placa de los autotransformadores.....	43
Tabla # 4.5:	Datos de placa del banco de condensadores.	44
Tabla # 4.6:	Datos de placa del reactor trifásico	45
Tabla # 4.7:	Resultados del caso 1, banco con fusibles externos, balanceado.....	49
Tabla # 4.8:	Resultados del caso 2, banco de condensadores con fusibles externos, una unidad capacitiva fallada.	51
Tabla # 4.9:	Resultados del caso 3, banco de condensadores con fusibles externos, una estrella con dos unidades falladas.	52
Tabla # 4.10:	Resultados del caso 4, banco de condensadores con fusibles externos, cada estrella con una unidad fallada.....	53
Tabla # 4.11:	Resultados del caso 1, banco sin fusibles, balanceado.	56
Tabla # 4.12:	Resultados del caso 2, banco sin fusibles, una unidad capacitiva dañada.	59
Tabla # 4.13:	Resultados del caso 3, banco sin fusibles, dos unidades capacitivas dañadas de la misma estrella.	60
Tabla # 4.14:	Resultados del caso 4: banco sin fusibles, dos unidades capacitivas dañadas, una por cada estrella del banco.	61
Tabla # 4.15:	Resultados en condiciones normales de operación para diferentes valores de cargas, sin compensación.	64
Tabla # 4.16:	Resultados en condiciones normales de operación para diferentes valores de cargas con una compensación de 100 MVAr.....	65
Tabla # 4.17:	Resultados con L/T San Gerónimo- Jose fuera de servicio para diferentes valores de cargas	65
Tabla # 4.18:	Resultados con L/T Barbacoa- Jose fuera de servicio para diferentes valores de cargas	66
Tabla # 4.19:	Resultados sin contingencias. Condiciones normales de operación.	74

Lista de Tablas

Tabla # 4.20:	Resultados con L/T San Gerónimo- Jose fuera de servicio	79
Tabla # 4.21:	Resultados de las mediciones con L/T Barbacoa- Jose fuera de servicio	86

LISTA DE GRÁFICAS Y FIGURAS

Figura #1.1:	Efecto de la capacitancia shunt	7
Figura #2.1:	Diagrama de un sistema con un banco de capacitores aislado. [3]	12
Figura #2.2:	Tensión de energización de un banco de capacitores [3].....	12
Figura #2.3:	Circuito equivalente de la configuración back to back. [3]	13
Figura #2.4:	Configuraciones de Banco de Condensadores conectados en estrella (Y) [3]	15
Figura #3.1.	Conexiones básicas de bancos de condensadores shunt [4].....	24
Figura #3.2.	Esquema de conexión H.....	28
Figura #4.1:	Diagrama unifilar de la ampliación de la subestación “JOSE” 400/ 115 kV. Año 2005.....	35
Figura #4.2:	Esquema unifilar del banco de condensadores shunt de 200 MVAR a instalar en la S/E Jose.....	37
Figura #4.3:	Detalle del Sistema Eléctrico Nacional, mostrando las S/E Jose, líneas de transmisión y cargas asociadas.....	38
Figura #4.4:	Esquema de conexión de un banco de condensadores con fusibles externos, doble estrella de 100 MVAr.	45
Figura #4.5:	Diagrama unifilar de la simulación para el estudio de detección de fallas y protección del banco	47
Figura #4.6:	Esquema de un banco de condensadores con fusibles externos, con una unidad dañada.	50
Figura #4.7:	Esquema unifilar del escenario simulado de un banco de condensadores sin fusibles.....	54
Figura #4.8:	Esquema unifilar del escenario simulado de un banco de condensadores sin fusibles, con una unidad dañada.....	58
Figura #4.9:	Esquema unifilar de las simulaciones mostrando el equivalente del sistema interconectado, las líneas de transmisión y la S/E Jose con el banco de condensadores shunt.	63

Lista de Figuras

Gráfica #4.1:	Forma de onda de la tensión en la barra en condiciones normales de operación (90% de la demanda y 100 MVAR de compensación).	70
Gráfica #4.2:	Corriente en la barra a 115 kV, sin ninguna contingencia en el sistema.	71
Gráfica #4.3:	Corriente en el banco de condensadores.	72
Gráfica #4.4:	Tensión en el banco de condensadores.	73
Gráfica #4.5:	Forma de onda de la tensión en la barra cuando falla L/T San Gerónimo-Jose.....	75
Gráfica #4.6:	Forma de onda de la corriente en la barra, cuando falla San Gerónimo.	76
Gráfica #4.7:	Corriente outrush en el banco de condensadores al fallar San Gerónimo.....	77
Gráfica #4.8:	Tensión en el banco de condensadores energizado cuando falla San Gerónimo.	78
Gráfica #4.9:	Corriente en la barra antes, durante y después de la energización del segundo banco.....	80
Gráfica #4.10:	Tensión en la barra antes, durante y después de la energización del segundo banco.....	81
Gráfica #4.11:	Forma de onda de la corriente en el primer banco de condensadores.....	82
Gráfica #4.12:	Forma de onda de la tensión en el primer banco de condensadores.	83
Gráfica #4.13:	Forma de onda de la corriente en el segundo banco de condensadores, introducido después de producida la falla.	84
Gráfica #4.14:	Forma de onda de la tensión en el primer banco de condensadores al energizar el 2° banco de condensadores.....	85

INTRODUCCIÓN

Algunos componentes en los sistemas de potencia tales como: líneas de transmisión, máquinas eléctricas rotativas, transformadores, etc., absorben energía reactiva (Q), debido a que son inductivos por su naturaleza. Dado que el sistema conserva la energía reactiva, a fin de mantener la capacidad de transporte de la línea, una cantidad igual de “ Q ” debe ser generada. Esta “ Q ” que fluye en el sistema de transmisión provoca un aumento de corriente, el cual puede causar dos problemas importantes: pérdidas de energía y un aumento de la caída de tensión. Por lo tanto, la utilización y la óptima localización de bancos de condensadores disminuyen las pérdidas y es una consideración importante para resolver problemas de tensión. En el caso que nos ocupa a los fines de incrementar la tensión en la carga, suplir energía reactiva a la carga directamente y ofrecer un importante ahorro energético, comúnmente se usa la compensación en paralelo con capacitores.

La problemática relacionada con la compensación reactiva es muy amplia: aumento o disminución de la carga, alteración de la tensión en la línea, etc., son los parámetros a valorar, con el fin de efectuar una elección correcta del equipo a instalar.

Los objetivos generales de este trabajo son el estudio de topologías existentes de bancos de condensadores para compensación shunt y evaluar el impacto en la implementación de los bancos en una subestación de 115 kV, esquema doble barra con interruptor de transferencia.

El contenido del trabajo está dividido en cuatro capítulos, el primer capítulo es el marco teórico donde se presenta en forma muy resumida la teoría relacionada con la compensación de reactivos y sus consecuencias. En el segundo capítulo se presentan generalidades respecto a los bancos de condensadores y diferentes esquemas de

protección. El tercer capítulo revisa las diferentes conexiones y diseño según las normas de los bancos, incluyendo los criterios de diseño y selección según los principales fabricantes de bancos de condensadores shunt.

El cuarto y último capítulo contiene todo el detalle de las simulaciones hechas para el estudio final y el impacto de los bancos en una subestación de 115 kV.

Para la comparación entre diferentes configuraciones se eligió la configuración de bancos con fusibles externos y la configuración sin fusibles. Tanto para el estudio de control en régimen permanente como para el análisis transitorio, se tomaron en cuenta tres escenarios de operación: condiciones normales de operación, y la salida de servicio de las dos líneas de transmisión (L/T) que alimentan la subestación: San Gerónimo- Jose y Babarcoa- Jose, ambas a 400 kV; las líneas de transmisión se modelaron con el modelo de parámetros distribuidos.

El análisis del régimen transitorio se considera de gran importancia, debido a que es donde se evalúa la factibilidad del uso de bancos de condensadores shunt para la compensación, ya que debido a las maniobras de estos equipos, aparecen las corrientes inrush y outrush de alta magnitud y alta frecuencia, que deberán soportar el aislamiento de los equipos asociados al banco de condensadores.

Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones del trabajo. Todos los resultados serán comparados con las normas relacionadas con los bancos de condensadores (IEEE, ANSI/NEMA, IEC).

La limitación encontrada en la realización del trabajo fue respecto a la simulación, en un principio se planteó el uso del programa ATP/ EMTP, como herramienta de trabajo, pero debido a la dificultad de su instalación, se utilizó como herramienta el

Introducción

Simulink de Matlab. Dicho cambio se consideró después de realizar una simulación de uno de los escenarios planteados en el trabajo, en otra dependencia donde se disponía de ambos software, encontrándose que los resultados obtenidos con el Simulink de Matlab verificados contra el ATP/ EMTP arrojaron valores similares.

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

En este primer capítulo del trabajo se intenta ubicar al lector en el contexto del trabajo, haciendo una breve introducción teórica sobre la compensación de energía y como se logra con el uso de condensadores.

1.1 Compensación de energía reactiva.

La compensación de energía reactiva es utilizada para mejorar la calidad de energía del sistema eléctrico. Los dispositivos de compensación tienen un papel importante en el mantenimiento de la tensión de la fuente dentro de los límites deseados y son usualmente instalados cerca de la carga para minimizar el efecto de las líneas de transmisión, minimizar los cálculos y un mejor aprovechamiento de la compensación, produce un aumento de potencia activa, además de que el principal punto de interés en la compensación es la carga. Típicamente se utilizan las siguientes correcciones:

a) Corrección del factor de potencia. El factor de potencia es simplemente el nombre dado a la relación entre la potencia activa y la potencia aparente en la carga, este factor es el que se debe mantener en un valor lo más cercano a uno, lo cual se traduce en menos pérdidas y mejor aprovechamiento de la potencia activa, a veces las cargas por la utilización de equipos predominantemente inductivos provocan un factor de potencia bajo (menor a uno), para mejorar esto resulta práctico y económico, instalar condensadores. Por ejemplo, un condensador instalado en el mismo circuito de un motor de inducción tiene como efecto una compensación de corriente reactiva entre ellos, la corriente de adelanto almacenada por el condensador alimenta la corriente de retraso requerida por el motor de inducción, ahora por el circuito sólo circulará corriente de trabajo. Esto permite conectar un

equipo eléctrico adicional en el mismo circuito y reducir los costos por consumo de energía y como consecuencia mantener un bajo factor de potencia.

b) Regulación de tensión. Un requerimiento fundamental en un sistema de transmisión de corriente alterna es mantener niveles correctos de tensión. Por esto la regulación de tensión se convierte en importante y algunas veces en un asunto crítico ante la presencia de cargas las cuales varían sus demandas de energía reactiva. En todos los casos, la variación en la demanda de energía reactiva causa variaciones en la tensión en el punto de alimentación, el cual puede interferir con la eficiencia en la operación de todas las plantas conectadas a ese punto. Para compensar este efecto, la fuente es limitada generalmente a un entorno definido de tensiones. Estos límites pueden variar típicamente en un promedio de $\pm 5\%$ en por unidad (p.u) sobre un periodo de unos pocos minutos u horas.

c) Balance de cargas. Los capacitores shunt proveen de energía reactiva al nodo al cual son conectados, pero un dispositivo shunt no tiene un control significativo sobre el flujo longitudinal a través de la red, y las cargas no son afectadas en una manera controlada, por tal motivo es necesario que las cargas asociadas al sistema estén balanceadas.

1.2 Compensación paralelo.

Los capacitores shunt proveen de potencia reactiva al nodo al cual son conectados, aunque esto puede ser una excelente forma de controlar tensión hay que tener en cuenta que todas las ramas conectadas al nodo compensado son afectadas, por tal motivo hay algunos aspectos a tomar en cuenta al decidir introducir una compensación shunt a un sistema de energía:

 *Aspectos de planificación.* En general, los sistemas de energía deben ser dimensionados de tal manera que se obtenga una alta confiabilidad. Los criterios de

dimensionamiento son determinados con respecto al nivel de seguridad y costos, y debe elegirse aquel que garantice que la red sea capaz de soportar las perturbaciones más comunes sin exceder los límites de tensión especificados, pérdidas de carga, o fallas en la red. Estos pueden considerar un margen de variación de tensión en condiciones de cargas imprevistas o transferencia de carga.

✚ *Condiciones en estado permanente.* El propósito de controlar la tensión en estado permanente es mantener la tensión y la frecuencia dentro de los límites establecidos por las empresas distribuidoras, tanto como la demanda varíe, este control de tensión es un pequeño porcentaje alrededor del valor nominal del sistema. Por lo tanto la energía reactiva preferiblemente deberá ser producida a una distancia razonable de la demanda.

✚ *Condiciones en estado transitorio.* La compensación shunt puede mejorar la estabilidad transitoria manteniendo la tensión en el sistema durante perturbaciones. Para grandes efectos una mayor parte de la capacitancia shunt debe normalmente estar fuera de servicio y ser conectada rápidamente durante la perturbación en la red. Los interruptores tanto del banco, como del reactor (incluso el compensador estático), deben ser de acción rápida.

1.3 Propósito de los capacitores shunt.

La mayoría de los sistemas de energía con líneas, motores, transformadores, etc., son inductivos por naturaleza y por lo tanto operan con un factor de potencia en retraso, cuando un sistema de energía opera de esta manera, requiere potencia reactiva adicional, lo cual resulta en una reducción de potencia activa del sistema, aumento de pérdidas y reducción de la tensión del sistema. El aumento de la capacidad para transmitir potencia activa del sistema es a menudo el beneficio más importante buscado con la instalación de capacitores shunt en sistemas de potencia, y es

particularmente significativo cuando se alimentan cargas y el sistema crece rápidamente.

Para explicar mejor como actúa la aplicación de los capacitores, supondremos un sistema con una potencia activa ($P1$), una potencia aparente ($S1$) y una potencia reactiva inductiva ($Q1$), tal como se muestra en la figura #1.1. Se puede notar como al incluir capacitores (Qc), $S1$ disminuye hasta $S2$, la potencia reactiva también disminuye ($Q2$), por lo tanto, las pérdidas en el sistema se reducen, aumentando la capacidad del sistema para transmitir potencia activa ($P1$).

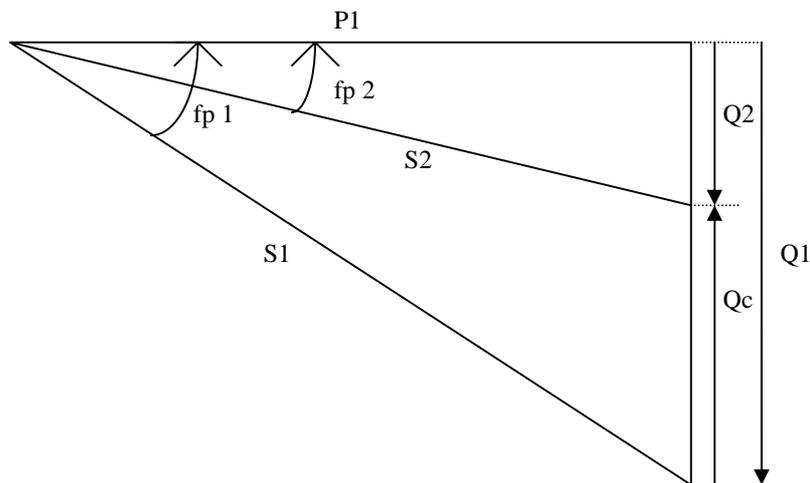


Figura #1.1: Efecto de la capacitancia shunt

En resumen los beneficios derivados de los capacitores shunt cuando son instalados a un sistema de potencia, son:

- ✚ Soporte de energía reactiva.
- ✚ Aumenta la capacidad del sistema para transmitir energía activa.
- ✚ Reduce las pérdidas de energía en el sistema.
- ✚ Actúa como un filtro para efectos transitorios.

Durante el desarrollo del trabajo se explicaran mejor estos beneficios, y las principales características de los bancos de condensadores shunt cuando son utilizados para la compensación de reactivos en un sistema de energía.

CAPÍTULO II

BANCOS DE CONDENSADORES SHUNT: GENERALIDADES Y PROTECCIÓN

En este capítulo se presenta una introducción a la aplicación de los bancos de condensadores shunt en subestaciones, energización de un banco aislado y la configuración back to back. Finalmente se estudia los diferentes esquemas de protección de los bancos y se mencionan las características principales de los interruptores de potencia para la maniobra de corrientes capacitivas.

2.1. Generalidades.

Los requerimientos para la instalación de bancos de condensadores en una subestación, son seleccionados con el objeto de optimizar los beneficios en la utilización de estos equipos, uno de estos requerimientos es el tamaño de los bancos de condensadores o la cantidad de potencia reactiva a suplir, requeridos en función la carga asociada a la subestación. Una vez conocida la potencia reactiva necesaria se deben tomar algunas consideraciones para elegir el tamaño en megavoltio-ampere-reactivos (MVAR) del banco de condensadores a instalar, son las siguientes:

La cantidad de corriente que puede soportar el interruptor usado para la conmutación del banco debe ser un factor a considerar para elegir el tamaño del banco de condensadores (más adelante se explica en detalle las consideraciones a tomar para interruptores).

Cuando un banco de condensadores es energizado o desenergizado, la tensión del sistema aumenta o disminuye, respectivamente. Para tener un efecto mínimo sobre las

cargas conectadas, este cambio de tensión se limita a un valor entre el 2% y 3% en p.u [1]. Este cambio puede estimarse por la ecuación (1):

$$\Delta V = \left(\frac{MVA_r}{MVA_{sc}} \right) * 100\% \dots\dots (1)$$

Donde:

MVA_r es la cantidad de reactivos (en mega VAr) a inyectar al sistema con la inclusión del banco, es decir, es la capacidad del banco a instalar.

MVA_{sc} es el nivel de cortocircuito (en mega VA) disponible en el sistema en el punto donde se desea conectar el banco.

La forma común de controlar esta variación de tensión es con la utilización de interruptores de cierre sincronizado (Controlled Switching System), estos se programan para que cierren cuando la tensión en la fase de referencia pase por cero, y las otras dos con un desfase de 120° para casos de bancos de condensadores con neutro conectado a tierra; y en el caso de bancos con neutro flotante, se cierran la fase de referencia al cruzar por cero, al mismo tiempo la segunda fase y la tercera cerrara a 90° eléctricos después de la referencia.

2.2. Maniobras de bancos de condensadores.

En el capítulo anterior se mencionó los beneficios en la utilización de bancos de condensadores en sistemas de potencia, sin embargo, cuando se maniobra un banco se producen transitorios de corriente o de tensión, que afectan tanto al banco de condensadores como al sistema conectado. Las corrientes debidas a la energización de un banco de condensadores, pueden causar daños a los equipos locales de la

subestación, y/o efectos remotos en la parte final de la línea de transmisión conectada a la mencionada subestación.

Hay dos casos que se explican a continuación: energización de un banco aislado y energización de un banco que se encuentra cercano a otro banco que este previamente energizado, este último arreglo permitirá explicar la configuración conocida como “back to back”.

2.2.1. Energización de un banco de condensadores aislado.

En la figura 2.1 se muestra un circuito equivalente, donde se presenta la energización de un banco de condensadores aislado desde una fuente predominantemente inductiva. Cuando el interruptor se cierra, el capacitor intentará igualar su tensión (inicialmente en cero voltios) a la tensión del sistema, esto provoca una corriente de alta frecuencia y alta magnitud dentro del capacitor, esta corriente de energización se le llama corriente “inrush”. Esta corriente inrush puede ocasionar elevados esfuerzos en el aislamiento del banco y/o afectar la correcta operación de los equipos de maniobra. Si el interruptor se cierra en un tensión pico, al intentar el capacitor igualar la tensión de la fuente se producirá un sobre disparo en el interruptor, este aumento de tensión es también de la misma frecuencia que de la corriente inrush. La magnitud de esta alza de tensión, para un banco aislado con conexión a tierra, es de máximo 2.0 p.u (aunque usualmente esta en el orden de 1.8 p.u como se muestra en la figura 2.2) [3].

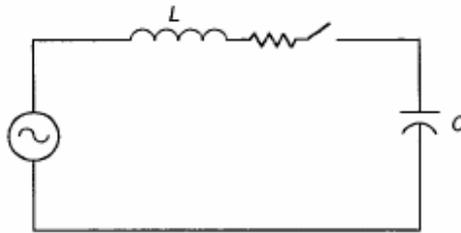


Figura #2.1: Diagrama de un sistema con un banco de capacitores aislado. [3]

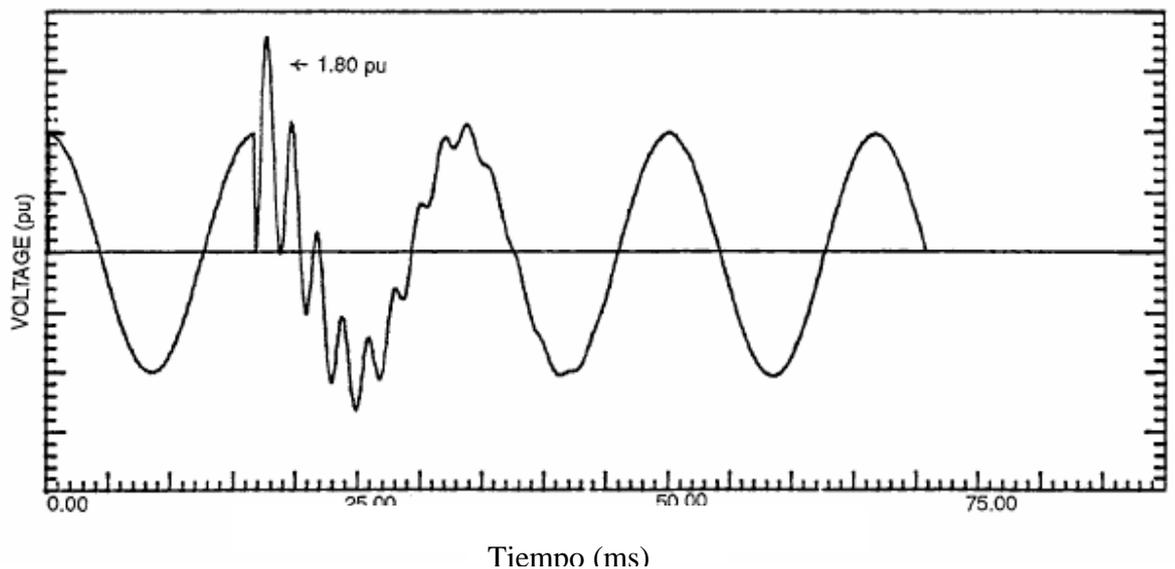


Figura #2.2: Tensión de energización de un banco de capacitores [3].

2.2.2. Energización de bancos de capacitores en configuración back to back.

Ya se sabe que la conmutación de bancos de condensadores generan altas corrientes inrush, ahora se presenta la configuración back to back, ver figura #2.3 donde se muestra el circuito equivalente de dos bancos que se encuentran físicamente cerca, donde uno de ellos está previamente energizado. Esta configuración genera corrientes transitorias llamadas “outrush” y tiene una componente de alta frecuencia (hasta 10 kHz [3]), la cual se amortigua cerca de uno o dos ciclos.

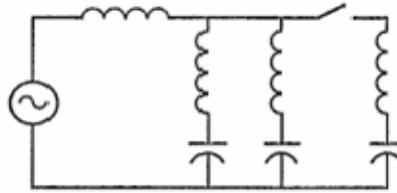


Figura #2.3: Circuito equivalente de la configuración back to back. [3]

Durante la desconexión del banco normalmente no hay problema de transitorios, en este caso los niveles máximos de sobretensión son absolutamente bien controlados por equipos especializados contra sobretensiones, por ejemplo: descargadores o pararrayos y recuperadores de tensiones transitorias (Transient Recover Voltage-TRV). Con respecto a las tensiones transitorias generadas durante el encendido del banco pueden ocasionar daños mecánicos y dieléctricos en los equipos locales de la subestación, en las celdas del banco o fuertes erosiones en los contactos de su interruptor, alza del potencial transitorio de la puesta a tierra de la subestación y ruidos transitorios que pudieran afectar los sistemas de control y de protección de la subestación. En cuanto a los efectos remotos, podría ser sobretensiones en el extremo remoto de las líneas de transmisión radiales conectadas, y/o sobretensiones en el secundario de los transformadores conectados en el extremo final de esas líneas.

Las normas internacionales especifican la capacidad de los interruptores para maniobrar las corrientes inrush y outrush producidas por la energización de un banco de condensadores, más adelante se mencionaran estas especificaciones.

2.3. Arreglos de bancos de condensadores shunt.

Los arreglos de los bancos de condensadores shunt vienen dados por la aplicación, la confiabilidad, el fabricante, el medio ambiente desde serán instalados,

etc. Existen diferentes tipos de arreglos para bancos de condensadores, en la figura #2.4 se muestra las diferentes configuraciones de los bancos de condensadores y luego se definen los diferentes arreglos existentes de bancos de condensadores shunt, más adelante en el capítulo tres se mencionaran sus ventajas y desventajas según los fabricantes.

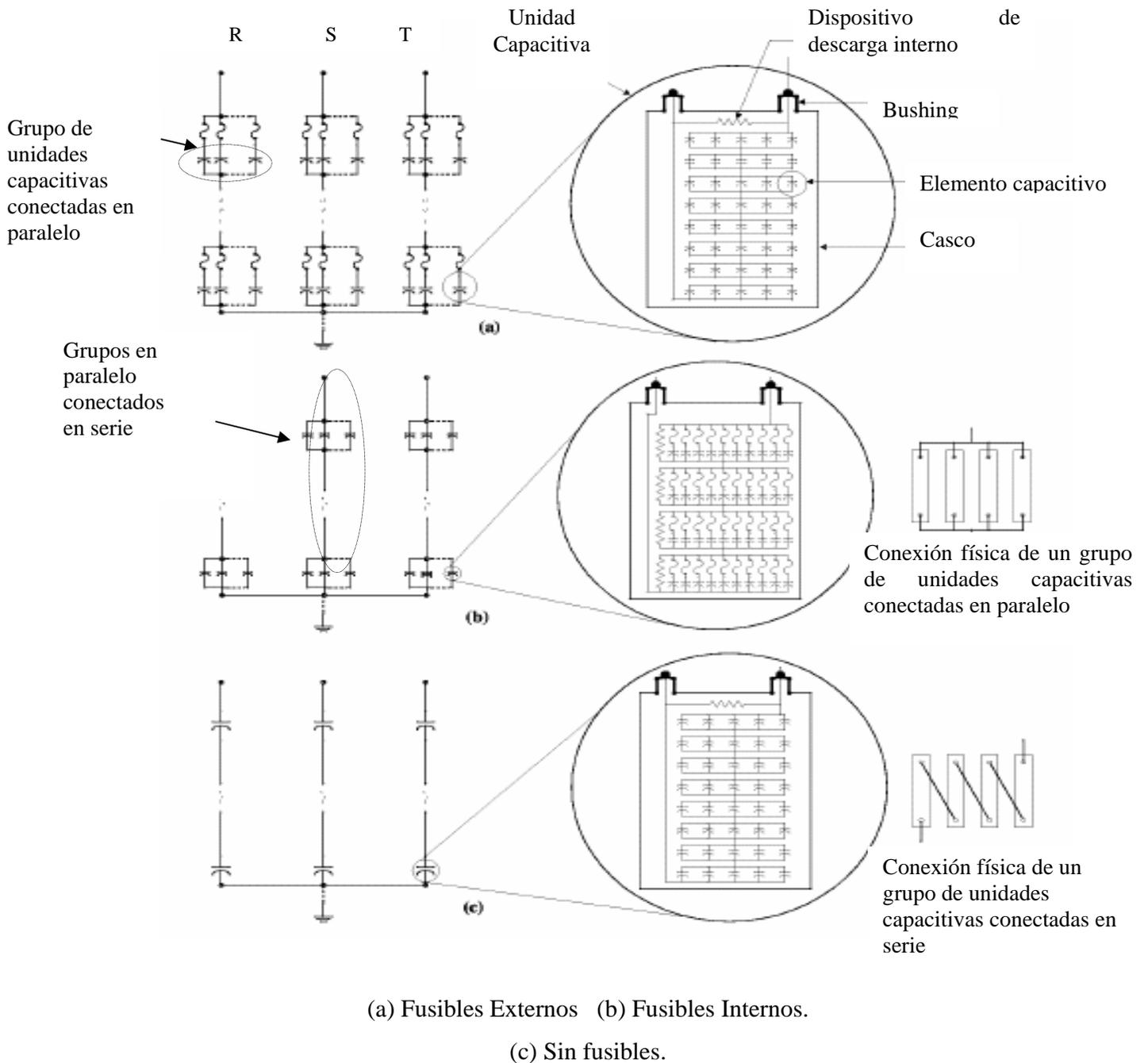


Figura #2.4: Configuraciones de Banco de Condensadores conectados en estrella (Y). [3]

2.3.1. Bancos de condensadores shunt con fusibles externos.

Esta configuración consiste de grupos de muchas unidades capacitivas monofásicas conectadas en paralelo y luego estos grupos en paralelo se conectan en serie, entonces cada fase del banco puede tener uno o mas grupos de unidades en paralelo (ver figura 2.4a).

Cada unidad capacitiva es protegida por un fusible individual externo colocado entre la fase y el casco de la unidad capacitiva, tal como se muestra en la figura anterior. Una unidad capacitiva puede ser diseñada para altas tensiones, porque en caso de producir una falla el fusible externo es capaz de interrumpir una falla por sobretensión. Sin embargo, en cuanto a la capacidad de potencia reactiva, es pequeña respecto al total del banco, debido al mínimo número de unidades en paralelo requeridas para permitir al banco mantenerse en servicio con un fusible o una unidad capacitiva dañada. Los fusibles externos son fácilmente reemplazables, ellos protegen no solamente contra fallas del dieléctrico, sino también contra fallas del bushing y del aislamiento entre los elementos y casco de la unidad capacitiva.

En esta configuración el tipo de fusible más utilizado son los fusibles de expulsión, fijados externamente a la unidad, y equipados con indicadores que estén visibles a una distancia segura mientras el banco esta energizado para mostrar si ha actuado algún fusible.

2.3.2. Bancos de condensadores shunt con fusibles internos:

La figura 2.4 (b) ilustra un banco de capacitores con arreglo de fusibles internos, este tipo de arreglo utiliza pocas unidades capacitivas en paralelo y más grupos

paralelo conectados en serie por fase, en comparación con los bancos con fusibles externos.

La protección esta dentro de la unidad capacitiva, un fusible interno es conectado en serie con cada elemento capacitivo; en este tipo de arreglo, cuando un elemento capacitivo falla, la corriente a través de su fusible individual acoplado será considerablemente más alta que la corriente nominal, el fusible actuará desacoplando solo el elemento dañado y así permitir la operación continua de los elementos restantes dentro de esa unidad capacitiva, por lo tanto, también el banco permanecerá en operación. El concepto fundamental es entonces dividir un sistema grande en elementos pequeños individualmente protegidos, lo cual aumenta la confiabilidad.

Solo en casos excepcionales se especifican bancos con fusibles internos, en estos casos usualmente el banco de condensadores esta compuesto de un solo arreglo serie por fase de unidades capacitivas, donde la operación de un fusible externo provocaría sacar de servicio el banco completo.

2.3.3. Bancos de condensadores shunt sin fusibles.

En la figura 2.4 (c) se muestra un banco de condensadores shunt sin fusibles. Las unidades capacitivas monofásicas son normalmente diseñadas con dos bushings para aislar los elementos del casco de la unidad individual.

El diseño interno de estos bancos se basa en muchas unidades capacitivas conectadas en arreglos serie entre la fase y el neutro (o entre los terminales de línea en instalaciones conexión delta o monofásicas), la protección esta basada en cortocircuitar el elemento dañado, la descarga de energía es pequeña porque las

unidades capacitivas no están conectadas directamente en paralelo. Este arreglo elimina el problema de coordinación de protecciones.

Los bancos sin fusibles son una nueva tecnología que se ha desarrollado como resultado de la alta confiabilidad de los nuevos dieléctricos, conocidos como “all-film”, donde la ruptura de un condensador es un evento muy poco probable.

2.4. Esquemas de protección para bancos de condensadores.

En la sección anterior se puede notar que el uso de fusibles, en dos configuraciones, es importante para la protección de una unidad capacitiva, independientemente de que tipo de configuración se adopta, los fusibles se especifican para soportar, sin deteriorarse, 1.3 veces la corriente nominal del banco de condensadores o del elemento asociado al condensador [3].

Además, los fusibles de los capacitores deben soportar todas las corrientes transitorias inrush/ outrush originadas por las maniobras del banco de condensadores, sin deteriorarse, y deben tener la capacidad de interrumpir una falla de corriente.

Entonces la protección del banco según la configuración se puede resumir en que:

✚ En los bancos de condensadores con fusibles externos, varias unidades capacitivas dañadas pueden provocar sacar el banco de servicio. El fusible externo opera cuando una unidad capacitiva llega a un corto circuito (esencialmente), o el aislamiento de la unidad falla.

✚ Los bancos de condensadores con fusibles internos tienen elementos capacitivos individuales dentro de una unidad capacitiva que son desconectadas cuando ocurre

el cortocircuito de un elemento capacitivo. El riesgo de sucesivas fallas es minimizada porque el fusible aislará el elemento fallado en unos pocos ciclos.

✚ Para bancos sin fusibles, al fallar una unidad capacitiva esta se cortocircuita, soldándose naturalmente en el punto de falla.

✚ Como en los bancos con fusibles externos cuando un fusible opera puede ser fácilmente visualizado, esta configuración no necesita protección contra desbalance; caso contrario a las unidades con fusibles internos y sin fusibles que deberán tener una protección contra desbalance, dado que no es fácilmente visible la falla de una unidad capacitiva, de este modo evitar tensiones excesivas en los elementos sanos.

✚ En general la selección de los fusibles deberá proveer un margen de protección para asegurar la disponibilidad del banco de condensadores. Los fusibles deberán ser seleccionados para aislar rápidamente fallas del dieléctrico e interrumpir la energía desarrollada en el lugar de la falla.

En base a lo anteriormente explicado, los esquemas de protección para los bancos son diseñados contra averías dentro del mismo banco, por lo que la protección general del banco puede incluir puntos tales como:

✚ Desconexión de una unidad dañada, o elemento (s) capacitivos dañados, o desconectar el banco en el evento de una falla mayor dentro de la instalación del banco.

✚ Cuando un fusible de una unidad capacitiva opera indica una falla en la misma y puede ocurrir una condición de desbalance que provoca en las unidades capacitivas sanas del mismo grupo serie, una sobretensión a 60 Hz. El criterio común es limitar

esta sobretensión a 110% con una unidad fuera, esto limita un número mínimo de unidades en paralelo.

✚ Cuando una unidad capacitiva esta completamente en cortocircuito, otros grupos series dentro del banco están sujetos a sobretensiones a 60 Hz, hasta que el fusible actúe. El cual debe despejar rápidamente la falla para evitar que las unidades no falladas se dañen debido a la sobretensión.

✚ Alarmas para indicar desbalance dentro del banco. Esta protección varía dependiendo de la configuración, con fusibles externos, internos o sin fusibles (ver cláusula 8 de la norma IEEE Std C37.99 [4]). La protección de desbalance normalmente es sensible a cambios asociados con fallas en los elementos o unidades capacitivas y/o operaciones de los fusibles, pero generalmente no suficientemente sensible para detectar defectos de conexión.

✚ Alarmas y/o métodos de desconexión el banco de condensadores shunt por completo con el fin de prevenir posibles daños a los capacitores en condiciones anormales debidas al sistema.

✚ Limitar sobretensiones y sobrecorrientes transitorias excesivas.

✚ Debe prevenirse la instalación de cuchillas de puesta a tierra que permitan descargar los bastidores de las cargas estáticas que puedan haberse almacenado en operación, así como se descargan las partes energizadas del banco antes de cualquier operación de mantenimiento.

✚ La protección de un banco contra fallas mayores, tales como fallas línea- línea o fase tierra, puede diseñarse también por medio de un interruptor con capacidad para

operar con cargas capacitivas puras, cuando se trate de instalaciones de alta tensión, a continuación como otro elemento de protección se explicara la aplicación de interruptores de potencia para maniobrar corrientes capacitivas.

En el anexo #1 se muestran varios esquemas de protección para bancos de condensadores shunt según la condición de falla (tabla tomada de la norma IEEE Std C37.99- 2000 [4]).

2.4.1. Capacidad de los interruptores de potencia para maniobrar corrientes capacitivas.

Ya se ha explicado que al maniobrar un banco de condensadores pueden producirse sobretensiones y corrientes transitorias de gran intensidad, debido que se esta operando una carga capacitiva prácticamente pura, que además cuenta con una gran capacidad de almacenar energía. Si el equipo interruptor con el que opera el banco no es adecuado, estas sobretensiones y sobrecorrientes transitorias pueden ocasionar problemas considerables en el sistema y en algunos casos, incluso el deterioro o falla del interruptor de algún equipo adyacente, o incluso del mismo banco de condensadores.

Con el propósito de establecer un marco de referencia general para el análisis de resultados de las simulaciones hechas en el CAPÍTULO IV de este trabajo, en función de la capacidad de los interruptores de potencia de maniobrar corrientes capacitivas, se procede a señalar en esta sección los criterios que a este respecto establecen las normas internacionales IEC, ANSI e IEEE.

A continuación sólo se mencionaran los parámetros más importantes, para procedimientos detallados y específicos se recomienda revisar las normas a las que se harán referencia más adelante.

✚ La guía de aplicación para maniobra de corriente capacitiva de la NEMA /ANSI C37.012-1979 [6], recomienda que se establezca una corriente de interrupción máxima equivalente a 1,25 y 1,35 veces la corriente nominal del banco a su tensión nominal para operaciones con neutro aislado y puesto a tierra respectivamente.

✚ Se recomienda utilizar el valor máximo resultante entre la corriente nominal del banco a su tensión nominal multiplicando por el factor 1,25 o 1,35 y el recomendado por la norma IEC 62271-100, ver anexo 2.

✚ En cuanto a la magnitud y la frecuencia de la corriente asociada a la energización (corriente inrush transitoria) de banco de condensadores, las normas (ANSI/IEEE C37.012-1979 [6]) especifican únicamente el valor pico y la frecuencia de dicha corriente según el nivel de tensión para bancos en back to back. (tabla 5 de IEC 62271-100 y tabla 3A de la norma ANSI / IEEE C37.06-2000 [5], ver anexo 2).

✚ La norma NEMA/ ANSI C37.06 [5] (Tabla 3A) establece como criterio para las corrientes outrush que no debe exceder $1,41 I_{cc}$ del interruptor o 50 kA.

CAPÍTULO III

BANCOS DE CONDENSADORES SHUNT: CONEXIONES Y DISEÑO

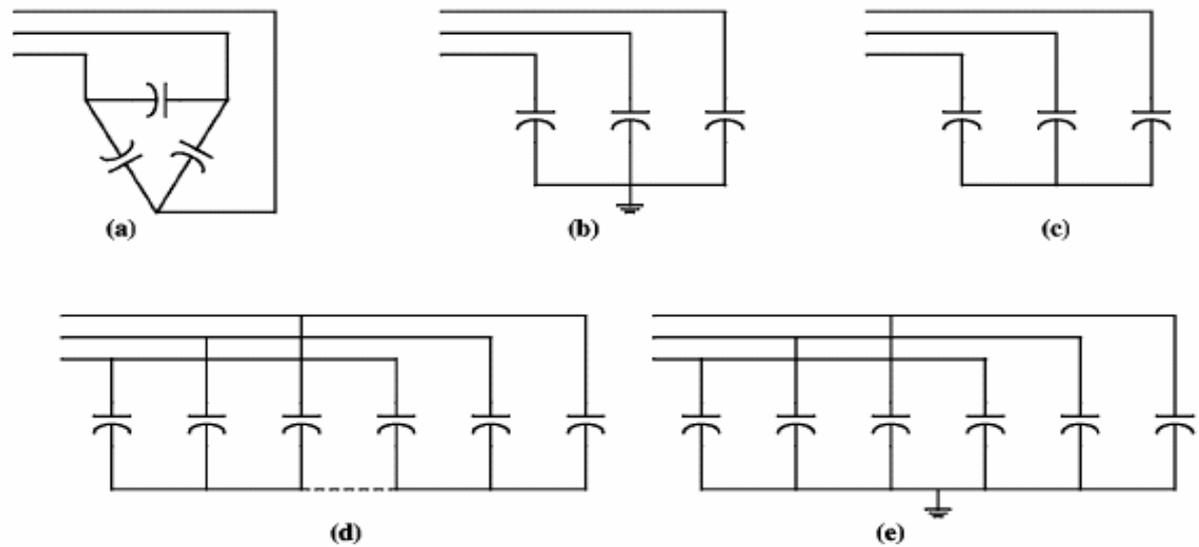
En este capítulo se discutirán las diferentes conexiones de los bancos de condensadores, ventajas y desventajas. También se incluye un resumen de las consideraciones a tomar en cuenta para diseñar un banco de condensadores según las normas y los fabricantes, y finalmente una breve reseña de la experiencia en otros países con el uso de bancos de condensadores shunt.

3.1 Conexiones de bancos de condensadores shunt.

Las conexiones típicamente utilizadas para bancos de condensadores shunt son: conexión delta, conexión estrella con o sin puesta a tierra, conexión doble estrella con o sin puesta a tierra. La conexión óptima depende de la disponibilidad del rango de tensión de las unidades capacitivas, fusibles y relés de protección. Estas conexiones son usadas en bancos de condensadores de fusibles externos, fusibles internos, sin fusibles. En algunos casos se utilizan bancos de condensadores en conexión H, explicada más adelante.

En general, los requerimientos de diseño de bancos de condensadores shunt aumentan de acuerdo con la necesidad de potencia reactiva que se desee compensar en un sistema de potencia.

En la en la figura #3.1 se ilustra las primeras cinco conexiones antes mencionadas:



(a) Conexión delta (b) Conexión estrella sencilla con puesta a tierra
(c) Conexión estrella sencilla sin puesta a tierra (d) Conexión doble estrella sin puesta a tierra
(los neutros conectados o no)
(e) Doble conexión estrella con puesta a tierra

Figura #3.1. Conexiones básicas de bancos de condensadores shunt [4].

3.1.1 Conexión estrella sencilla o doble estrella con puesta a tierra.

En la figura #3.1 (b) y (e) se muestra la conexión de un banco en estrella sencillo y con doble estrella con el neutro puesto a tierra, respectivamente, a continuación se mencionan algunas características de los bancos con el neutro puesto a tierra:

- ✚ En el caso de producirse fallas en el sistema, la puesta a tierra se comporta como una impedancia pequeña (casi cero) a tierra, dando una protección contra sobretensiones y/o sobrecorrientes, y no es necesario el uso de descargadores (pararrayos) para proteger el banco. Aunque hay que mencionar que aún sin producirse una falla en el sistema, también circulará corrientes de secuencia cero por

la puesta a tierra, estas corrientes pudieran causar interferencias en el sistema de comunicaciones de la subestación.

✚ Una falla debida a la apertura de una fase, también provocaría corrientes de secuencia cero, al circular estas por la puesta a tierra pueden provocar operaciones en falso de los relés de corrientes, colocados para detectar desbalances en el banco.

✚ Las tensiones de recuperación de los interruptores de maniobra (debidos a posibles cargas atrapadas en el banco) son menores que los esperados en una conexión sin puesta a tierra, sin embargo, hay que considerar el efecto de las corrientes inrush en el rendimiento de los relés de protección y en el sistema de puesta a tierra.

✚ En general bancos de condensadores con el neutro puesto a tierra, sólo se recomiendan en sistemas con un sistema de puesta a tierra bien diseñado, debido a las altas sobretensiones transitorias que se pueden producir debidas a una falla de fase a tierra.

✚ En el caso de bancos de condensadores de gran capacidad (100 MVAR o mayores), la energía almacenada en un grupo de unidades capacitivas en paralelo es muy alta, para el aislamiento o sus fusibles, entonces el banco se divide en dos secciones estrella. Las características son similares a un banco conexión estrella sencilla, los dos neutros pueden estar o no directamente conectados y tener una conexión sencilla a tierra. Este diseño permite una protección segura y rápida, usando un solo relé para detectar desbalances dentro del banco, porque cualquier corriente de falla en secuencia cero afectará a ambas estrellas por igual, y por otro lado la falla de una unidad capacitiva será detectada en el neutro.

3.1.2 Conexión estrella sin puesta a tierra.

En la figura #3.1 (c) y (d) se muestra la conexión de un banco en estrella sencillo y con doble estrella con el neutro flotante, respectivamente. A continuación se comentan algunas características relevantes de estos arreglos:

- ✚ Al estar el neutro flotante cuando ocurre una falla en el sistema, no hay camino para la circulación de corrientes de secuencia cero, o grandes descargas de corrientes capacitivas durante fallas en el sistema de puesta a tierra. Por lo tanto, no hay problemas de interferencia en el sistema de comunicación de la subestación.

- ✚ El neutro deberá estar completamente aislado de todas las líneas de tensión, debido a que cuando se produce una falla en una unidad capacitiva, o conmutación del banco, el neutro esta momentáneamente en el potencial de la fase.

- ✚ En el caso de la conexión doble estrella, los neutros deben estar conectados entre sí, a través de un transformador de corriente o un transformador de tensión, para detectar desbalances dentro de la unidad.

3.1.3 Conexión delta.

Los bancos con conexión en delta (figura #3.1 (a)), se usan generalmente para sistemas de distribución, y generalmente son configurados con un solo grupo serie de unidades capacitivas a la tensión nominal de línea a línea. A continuación se mencionan algunas características de esta conexión:

- ✚ Dado que el aislamiento del banco conectado en delta tendrá que soportar las tensiones de línea a línea, esta conexión no es recomendada para sistemas de alta

tensión. Y se usa frecuentemente a baja y media tensión donde resultan más económicos que una conexión estrella.

✚ Sí el banco tiene un solo grupo de unidades capacitivas conectadas en serie, al ocurrir la falla de una unidad capacitiva, se evitarán sobretensiones en las unidades sanas, tampoco fluyen corrientes de secuencia cero. Cuando se usa un solo grupo serie por rama, el fusible individual del capacitor debe ser capaz de interrumpir la corriente provocada por una falla entre fase –fase, este diseño necesita fusibles limitadores de corrientes.

✚ Al usar capacitores con fusibles internos, se requerirá protección de desbalance para detectar cuando un elemento falle, ya que esta falla no es visible, normalmente deben fallar dos o más grupos series de elementos capacitivos dentro de una unidad capacitiva, para permitir que los fusibles internos interrumpan las corrientes de falla.

3.1.4 Conexión H.

El banco de condensadores con configuración H, esta formado por cuatro ramas de condensadores formando una H, el tramo horizontal de la H es el llamado “puente”, cada rama tiene varias cadenas en paralelo y cada cadena esta compuesta de unidades capacitivas conectadas en serie (ver figura #3.2).

Algunos bancos de grandes capacidades de potencia reactiva y con muchas unidades capacitivas en paralelo, para mayor sensibilidad ante desbalances usan una configuración H en cada fase, con un transformador de corriente conectado entre las dos ramas para comparar bajas corrientes de cada rama, mientras este en estado normal, no fluirán corrientes por los transformadores.

La mayor ventaja de esta conexión es que la disposición de cada fase puede ser en configuración H, y el montaje del banco en conexión delta o estrella, con neutro puesto a tierra o neutro flotante.

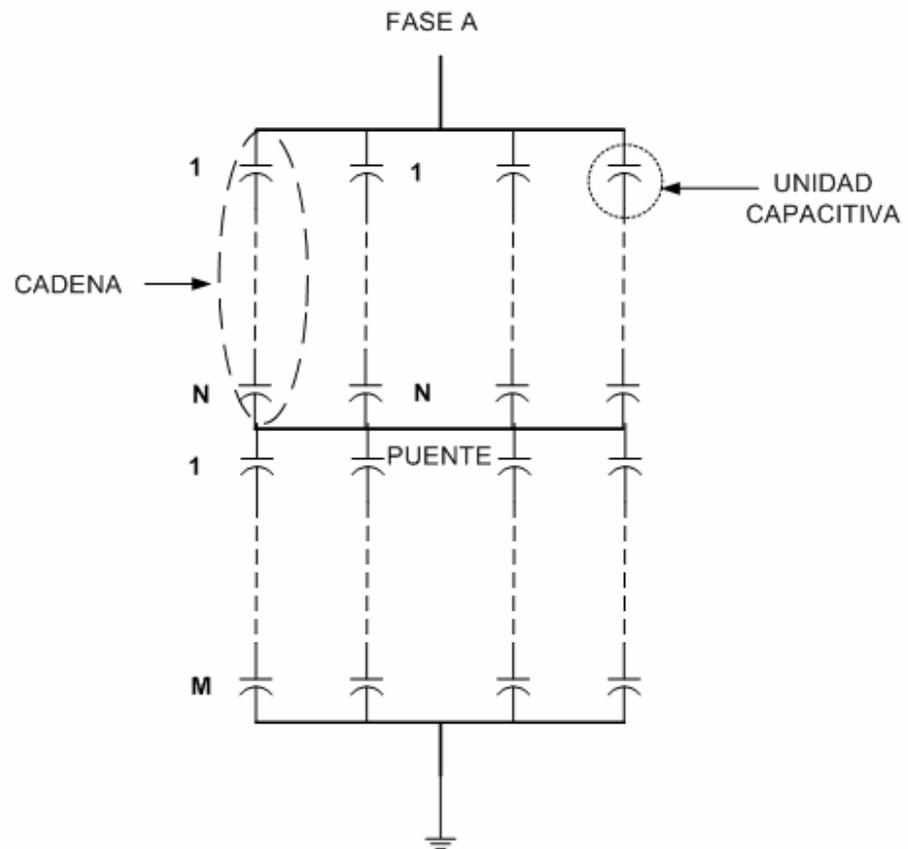


Figura #3.2: Esquema de conexión H.

3.2 Diseño de banco de condensadores shunt.

En esta parte del trabajo consideraremos aspectos de diseño de fabricantes y según las normas internacionales.

En primer lugar, al igual que en el caso de los interruptores de potencia mencionados en el capítulo II, con el propósito de establecer un marco de referencia general para el análisis de resultados de las simulaciones hechas en el capítulo cuatro de este trabajo, en función de los valores de tensión y corriente máximos que pueden soportar las unidades capacitivas, se procede a señalar en esta sección, los criterios que a este respecto establece la norma internacional IEEE Std 18-2002 [1].

A continuación sólo se mencionaran los parámetros más importantes:

1) Condiciones máximas de operación.

a) 110% V_{rms} .

b) 120% V_{pico} , donde el valor $V_{pico} = \sqrt{2} \times V_{rms}$

c) 135% I_{rms} nominal.

2) El propósito principal del fusible de un banco de condensadores es actuar rápidamente si la unidad capacitiva o cualquier accesorio falla. Condensadores con fusibles dañados aumentan el desbalance de tensión y así también las pérdidas. La norma IEEE Std C37.99- 2000 [4], sugiere que el fusible seleccionado deben ser capaz de soportar de 1,25 a 1,35 veces la corriente nominal del capacitor; el más común es un factor de 1,35.

3) En cuanto al aislamiento de una unidad capacitiva, en el anexo #3 [7] se muestra una curva típica, que permitirá en el análisis de las simulaciones verificar como se afecta el aislamiento de la unidad con los niveles de corrientes inrush y su duración en el tiempo.

3.2.1. Ventajas y desventajas de las diferentes tecnologías según los fabricantes.

En el mercado existen cuatro grandes fabricantes de bancos de condensadores shunt a saber: ASEA BROWN BOVERY (ABB), GENERAL ELECTRIC (GE), COOPER y NOKIAN. A continuación se mencionan las ventajas de cada tecnología de bancos de condensadores:

- ✚ Todos ofrecen las mismas ventajas de diseño y construcción, y fusibles del tipo “de expulsión”.

- ✚ Actualmente ABB esta introduciendo al mercado una nueva tecnología de condensadores llamada “DryQ”, para 40 – 170 kV, que puede ser más seguro y menos costoso que los antes ofrecidos por el mismo fabricante. En el anexo #4 se explica en detalle esta nueva tecnología.

- ✚ Para comparar las diferentes tecnologías se muestra a continuación en la tabla #3.1 las ventajas y desventajas:

Tabla # 3.1: Ventajas y desventajas de las diferentes tecnologías de bancos de condensadores.

Tecnología	Ventajas	Desventajas
Fusibles Externos	<ul style="list-style-type: none">*Se observa claramente la unidad fallada del banco de condensadores. *No necesita protección de desbalance.	<ul style="list-style-type: none">*Gran tamaño del banco.*Es una instalación más costosa en cuanto mantenimiento.*Existen muchas piezas energizadas.*Mientras opera el fusible las piezas activas, conectadas en paralelo con la unidad dañada, quedan inutilizadas, causando perturbaciones al sistema completo.
Fusibles Internos	<ul style="list-style-type: none">*Mayor confiabilidad, los costos de instalación y mantenimiento son más bajos que en el caso de fusibles externos.* Pocas piezas energizadas.*Minimiza las consecuencias cuando falla un elemento capacitivo, es decir, la perturbación en el sistema es casi despreciable.	<ul style="list-style-type: none">*Necesita protección contra desbalances dentro del banco.

Cont. Tabla # 3.1: Ventajas y desventajas de las diferentes tecnologías de bancos de condensadores.

Tecnología	Ventajas	Desventajas
Sin fusibles	<ul style="list-style-type: none">* Se desarrolla gracias a la confiabilidad del dieléctrico llamado “all-film”.* Un banco que contiene elementos fallados puede funcionar continuamente y soportar transitorios ocasionados por la interrupción sin dañar el aislamiento de la unidad capacitiva.* Bajo costo, pocas piezas energizadas, compactos, bajos en pérdidas, bajos costos de instalación y mantenimiento.* Son diseñados para operar sin alarmas.	<ul style="list-style-type: none">* La tensión del sistema debe ser mayor a 46kV. * Necesita esquema de detección de desbalance.

Para afirmar aun más los beneficios en el uso de banco de condensadores shunt para la compensación de energía reactiva, se presentan según la experiencia de otros países algunas recomendaciones:

✚ En Brasil para reducir los problemas debidos a fuertes descargas disruptivas entre las partes puestas a tierra del equipo al momento de la energización de un banco en configuración back to back, se utilizaron reactores, como limitadores de corriente conectados en serie con cada banco. (“Equipos de Interrupción y de Maniobra”. Fernandez Paulo, Esmeraldo Paulo, Filho Jorge, Ribeiro Cesar. Décimo Encuentro Latinoamericano de la CIGRE. Argentina, 18 al 22 de Mayo de 2003).

✚ En Estados Unidos de Norteamérica se esta implementando la tecnología de bancos sin fusibles minimizando así los costos de instalación y operación. (“Primer

Banco de Condensadores Instalado en el Sistema Eléctrico Americano”. Andrei Radu, Ahmed Mohammed, Smith Jhon. IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, Vol. 16. No 2. pág 342. April 2001).

✚ En Tokio, Japón para la protección propia del banco, en lugar de transformadores de potencial o de corriente, se instalan relés digitales, esta protección hace a los relés insensibles a variaciones de tensión en el sistema, sólo actuaran en caso de desbalance del banco. (tomado de la página Web: www.tepco.co.jp, visitada en septiembre de 2004).

CAPÍTULO IV

ESCENARIOS DE TRABAJO, SIMULACIONES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presenta una descripción de la subestación a 400/115 kV donde será insertado un banco de compensación reactiva, se incluyen todo el detalle de los escenarios para las simulaciones y sus análisis de resultados.

4.1.Descripción de la subestación “JOSE”.

La subestación es del tipo convencional exterior, con el patio de 400 kV dispuesto actualmente en esquema de anillo con 4 celdas asociadas a dos líneas de transmisión y dos autotransformadores 400/ 115 kV de 300 MVA cada uno. El patio es esquema de doble juego de barras y consta de un total de 15 celdas, de las cuales doce (12) corresponden a salidas de línea, dos (2) para autotransformadores y una para el acoplador de barras. El diagrama unifilar simplificado de las subestación con las ampliaciones necesarias, se muestra en la figura #4.1.

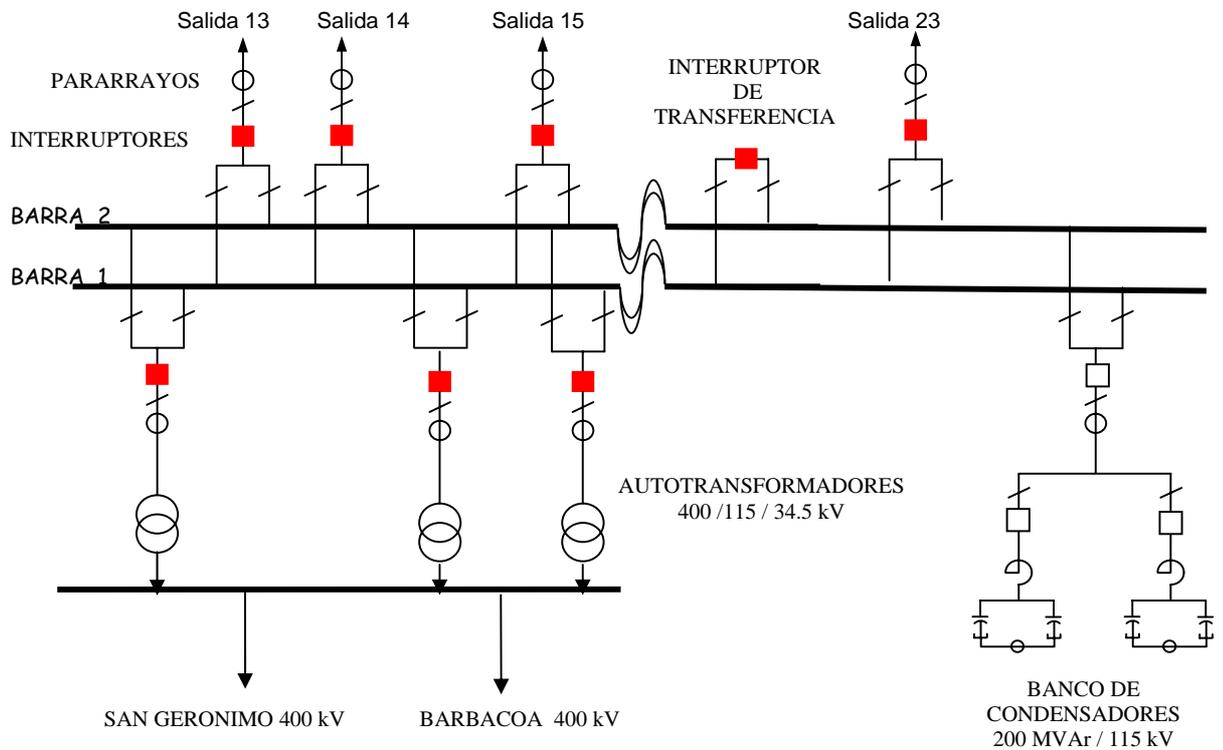


Figura #4.1: Diagrama unifilar de la ampliación de la subestación “Jose” 400/ 115 kV. Año 2005.

4.2. Descripción de la ampliación de la subestación “JOSE”.

La ampliación de la subestación consiste en la construcción de 4 celdas (conformadas por un (1) interruptor, (2) seccionadores y un (1) transformador de corriente) a 400 kV para completar el esquema de interruptor y medio de la subestación y conectar un tercer autotransformador 400/ 115/ 34.5 kV de 300 MVA en la bahía número cuatro (4). Así mismo la ampliación contempla la construcción de dos (2) celdas a 115 kV, una para la llegada del autotransformador y otra para un banco de condensadores de 200 MVar en la barra de 115 kV para soporte de tensión, el cual también forma parte del alcance de la ampliación. Este esquema dará una

mayor confiabilidad al sistema, dado el nivel de criticidad de las cargas del condominio Jose.

A continuación se presenta en forma resumida los equipos necesarios para la ampliación:

- ✚ Un (1) autotransformador 400/115 kV de 300 MVA.

- ✚ Un (1) banco de compensación capacitiva shunt de 200 MVAr.

- ✚ Equipos a 115 kV: dos (2) interruptores tripolares, cuatro (4) seccionadores tripolares sin puesta a tierra, seis (6) seccionadores tripolares con puesta a tierra, seis (6) transformadores de corriente, seis (6) transformadores de potencial, dos (2) reactores, y seis (6) pararrayos.

A continuación se muestra en la figura #4.2, el esquema unifilar propuesto por C.V.G EDELCA para la conexión del banco de condensadores shunt de 200 MVAr de capacidad, a ser instalado en la S/E Jose. Conexión doble estrella sin puesta a tierra.

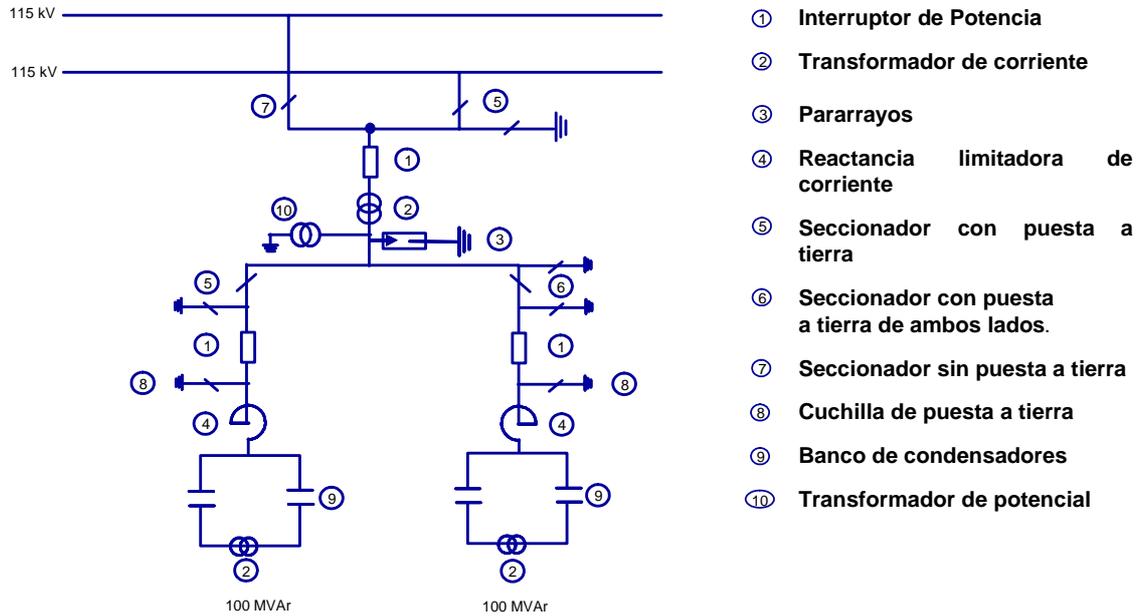


Figura #4.2: Esquema unifilar del banco de condensadores shunt de 200 MVar a instalar en la S/E Jose

Para ubicar al lector en el sistema interconectado, se muestra en la figura #4.3 la ubicación de la subestación Jose, las líneas de transmisión que la alimentan y las cargas asociadas.

- ✚ En condiciones normales de operación y de emergencia el sistema deberá operar con tensiones entre 0,95 y 1,05 p.u. en la barra donde esta conectada la carga.

- ✚ No se consideran sobrecargas sobre ningún elemento del banco de condensadores.

- ✚ Las únicas contingencias externas a la subestación a considerar serán las salidas de las dos líneas de transmisión (L/T) a 400 kV que alimentan a la subestación.

- ✚ Sólo se representarán los equipos considerados relevantes para el estudio, autotransformadores, bancos de condensadores, y los interruptores asociados al banco y a la barra a 115 kV.

- ✚ El uso de modelos de líneas de transmisión dependientes de la frecuencia o el uso de los parámetros de la línea de transmisión calculados para la frecuencia dominante, para modelar las barras de la subestación, no cambian en forma notoria los resultados, por lo tanto, no se modelarán las barras de la subestación [11].

- ✚ Todos los datos de los equipos mostrados en este trabajo (interruptores, banco de condensadores, reactores y autotransformadores) fueron suministrados por el Departamento de Equipos de Alta Tensión, C.V.G EDELCA. Para cualquier información adicional dirigirse al mencionado departamento, y solicitar ayuda con la referencia sobre el contrato de la ampliación “S/E Jose a 400 / 115 kV”.

- ✚ Todos los datos de las impedancias equivalentes de thevenin, cargas y valores de tensiones, fueron suministrados por la División de Ingeniería de Sistemas Eléctricos, C.V.G EDELCA. Para cualquier información adicional dirigirse a la mencionada división, y solicitar ayuda con la referencia sobre el proyecto de ampliación “S/E Jose a 400 /115 kV”, caso 2005.

✚ Es importante resaltar que la herramienta utilizada para la simulación de los diferentes escenarios presentados, fue el Simulink Power System de Matlab, en consecuencia, para dudas en cuanto al software o métodos de resolución que el mismo utiliza, debe consultarse cualquier manual del programa versión 6.0, dado que no era objetivo de este trabajo el estudio del programa. En todos los casos se utilizó como método de resolución numérico Runge- Kutta (2,3), considerándose en todos los casos condiciones iniciales cero.

✚ Las cargas se representarán como cargas pasivas constantes, y conectadas a la barra de 115 kV, se tomará un factor de coincidencia de 100%, y un factor de potencia de 0,9.

✚ Los autotransformadores son de 400/115 kV con una capacidad de 300MVA y tienen cambiadores de toma (TAP) del +5% y -10%, un total de 13 posiciones de 0,0125 p.u cada una.

✚ La conexión y desconexión automática del banco de condensadores se realizará únicamente a través de los interruptores de los ramales.

4.4. Escenarios de simulación.

Para describir los diferentes escenarios de simulación se dividirá esta sección en tres partes principales:

- 1) Estudio y análisis de protección y detección de fallas dentro del banco de condensadores shunt, considerando dos tecnologías distintas: fusibles externos y sin fusibles.
- 2) Simulación del sistema de control del banco.

- 3) Estudio en régimen transitorio de las corrientes inrush y outrush del banco.

A continuación se presenta todas las características de los modelos que servirán para las simulaciones: equivalentes de thevenin para modelar el sistema interconectado, las líneas de transmisión de interés, cargas de la subestación bajo estudio, transformadores, interruptores y banco de condensadores. En el anexo #5, se muestran los módulos del software utilizados para cada caso.

1) Condominio de la subestación:

El total de las cargas asociadas al condominio Jose para el año 2005 con un factor de potencia de 0,9, es el siguiente:

Tabla # 4.1: Total de cargas del condominio Jose, para el año 2005.

Año 2005	100 %	90%	70 %
MVA	591,60	532,44	414,12
MW	532,44	479,19	372,70
MVAr	257,86	232,07	180,50

2) Líneas de transmisión y equivalentes de thevenin del sistema interconectado:

Se modelarán dos impedancias equivalentes de thevenin para representar el sistema interconectado, una representa el sistema visto desde la S/E San Gerónimo, y la otra representa el sistema visto desde la S/E Barbacoa, para el caso de la impedancia a 115 kV se aplica la relación de transformación del autotransformador.

Tabla # 4.2: Datos del sistema interconectado para la simulación.

	Vthevenin [kV]	Zthevenin [ohm]	Long. de la línea [km.]
San Gerónimo	407,72 -23,93°	(5,1871+ j64,7225)	165
Barbacoa	390,21 -26,80°	(0,9796+ j13,4042)	35

Se modelarán dos líneas de transmisión: San Gerónimo- Jose de 165 Km. y Barbacoa –Jose de 35 Km.; el modulo de Simulink utilizado para modelar las líneas de transmisión permite la opción de líneas parámetros distribuidos transpuestas, se eligió representarlas de este modo para no considerar los efectos capacitivos ni inductivos de la misma, es decir , se consideraron ideales lo cual presentará una diferencia de resultados con los reales de aproximadamente $\pm 2\%$ (dato suministrado por el Departamento de Líneas de Transmisión, C.V.G EDELCA), esto es debido a que el objetivo es mejorar el nivel de tensión en la barra a 115 kV, lo más cercano a 1 p.u.,.

Las características geométricas y eléctricas generales de las líneas se conservan para los diferentes tramos, excepto por sus longitudes, la tensión es 400 kV, dos (2) conductores por fase (2x 1024.5 MCM), dos (2) cables de guarda (2x ALUMOWELD 7#9), la resistividad del terreno 50 ohm-metro, no son líneas transpuestas. A continuación se muestra los parámetros de cada línea.

Tabla # 4.3: Parámetros de las líneas de transmisión a 400 kV que llegan a la S/E Jose.

	San Gerónimo - Jose (165 km.)		Barbacoa - Jose (35 km.)	
	Sec. Positiva y negativa	Sec. cero	Sec. Positiva y negativa	Sec. cero
Resistencia propia (Ohm/km.)	0,0305	0,3254	0,0305	0,3254
Reactancia propia (Ohm/km.)	0,3836	1,0340	0,3836	1,0340
Suceptancia propia (Ohm/km.)	$4,35 \times 10^{-6}$	$2,99 \times 10^{-6}$	$4,35 \times 10^{-6}$	$2,998 \times 10^{-6}$

3) Autotransformadores: todos tienen las mismas características de placa, y los mismos pasos en los cambiadores de toma (TAP). Para optimizar el tiempo de las simulaciones aquí presentadas se tomarán sólo tres cambios. Estos equipos son de diferentes fabricantes y sólo se encontró información de la curva de saturación de uno de ellos, para garantizar que todos estén trabajando bajo las mismas condiciones no se representan sus curvas de saturación.

Tabla # 4.4: Datos de placa de los autotransformadores.

	TAP Nominal	TAP Máximo	TAP Mínimo
kV	400/115/34,5	420/115/34,5	360/115/34,5
MVA	300/300/10	300/300/10	300/300/10
X_A (Sbase=300MVA)	j0,1238 p.u	j0,1245 p.u	j0,1131 p.u
X_M (Sbase=300MVA)	j0,8 e-3 p.u	-j0,0045 p.u	j0,0261 p.u
X_B (Sbase=300MVA)	j0,5302 p.u	j0,5355 p.u	j0,5049 p.u

4) Banco de condensadores: se instalarán dos bancos de condensadores, en conexión doble estrella con neutro flotante. El Banco de condensadores con tecnología fusibles externos consta de 216 unidades capacitivas monofásicas, y con igual número de fusibles. A continuación en la tabla #4.5 se muestran las características de placa:

Tabla # 4.5: Datos de placa del banco de condensadores.

kV (línea)	115
MVAr	100
In (A)	251
F (Hz)	60
Tiempo de descarga a 75 V	5,5 min.

Los fusibles: $I_{nom} = 15$ A, I (asimétrica/ simétrica)= 2,5/ 1,8 kA.

Unidad capacitiva monofásica: 16,907 kV; 60 Hz; 472 KVAR; $C = 4,38 \mu F$; $U_i = 150$ (kV BIL).

La configuración de fusibles externos, esta compuesto por nueve unidades capacitivas conectadas en paralelo, y cuatro grupos serie de estas unidades, en la figura #4.4 se ilustran estas conexiones. El banco consta de dos estrellas conectadas por el neutro, donde se encuentra un relé de protección con relación 40/1 A, este es para detectar fallas de desbalance en el banco, midiendo la corriente del neutro.

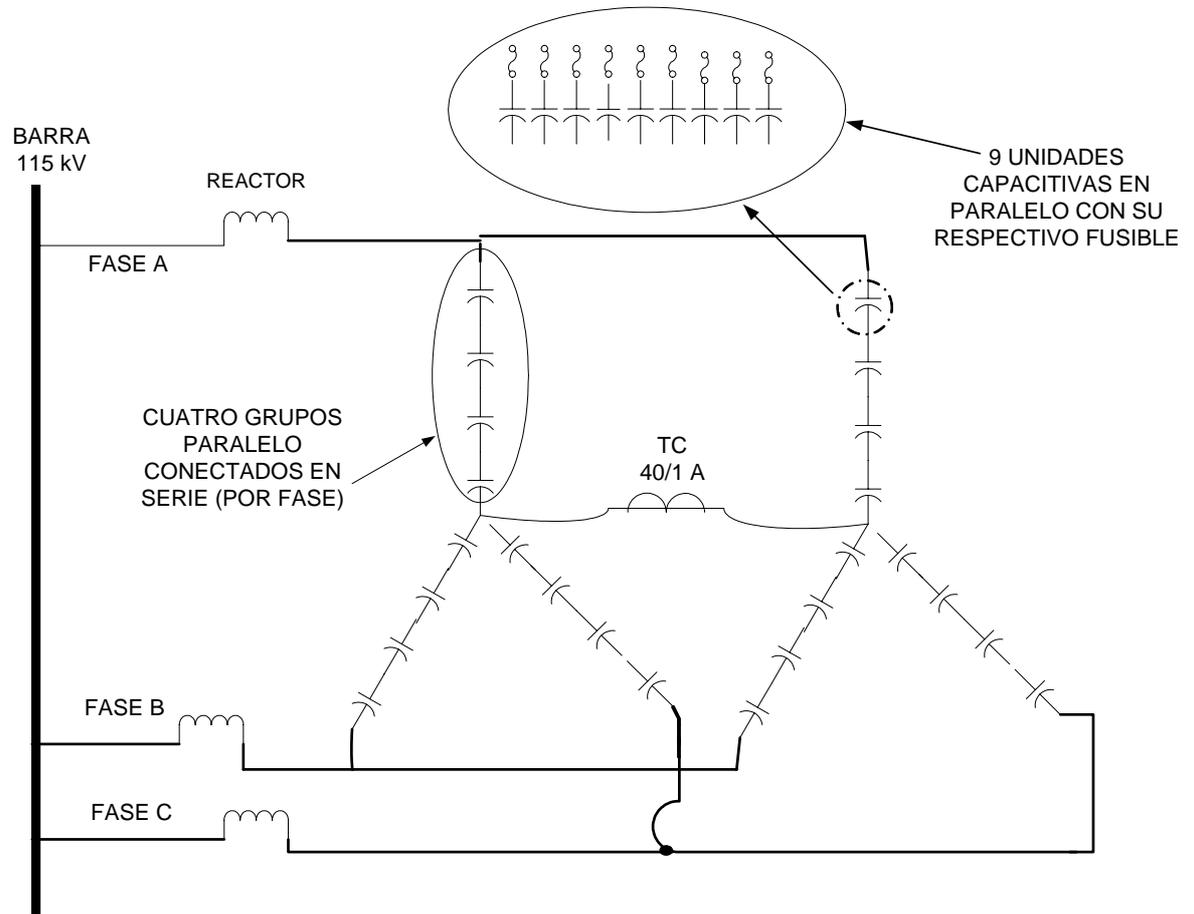


Figura #4.4: Esquema de conexión de un banco de condensadores con fusibles externos, doble estrella de 100 MVar.

5) Reactor limitador de corriente: se instalarán dos unidades trifásicas, una para cada banco, el reactor se considera ideal.

Tabla # 4.6: Datos de placa del reactor trifásico

Inductancia Por fase	I	Tensión del sistema	Tensión nominal	Isc (1 segundo)	BIL de la bobina
6,50 mH	625 A	115 kV	123 kV	20 kA	550 kV

6) **Interruptores:** para el análisis de resultados se considera el efecto de las corrientes inrush y outrush en los interruptores de cada banco y en el interruptor de transferencia de barra. Todos son trifásicos a continuación las características de los interruptores:

✚ Interruptor de protección del banco: $V_{\text{máx}} = 145 \text{ kV}$, $I_{\text{nominal}} = 3,15 \text{ kA}$, $I_{\text{cc}} = 40 \text{ kA}$, $I_{\text{outrush}} = 56,4 \text{ kA}$ (se tomará 50 kA por norma [5]), tiempo al pico = $8,3 \text{ ms}$.

✚ Interruptor de barra: $V_{\text{nominal}} = 245 \text{ kV}$ $I_{\text{nominal}} = 2,5 \text{ kA}$, $I_{\text{cc}} = 31,5 \text{ kA}$, $I_{\text{outrush}} = 44,42 \text{ kA}$.

4.4.1. Escenario 1: Detección y protección.

En esta parte se detallará en un primer escenario, el banco de condensadores. No se toman en cuenta los autotransformadores, para esta parte, ya que la dedicaremos exclusivamente al estudio del banco. Se modelará una fuente a 115 kV y una impedancia equivalente del sistema interconectado visto desde la barra a 115 kV , en el anexo 6 se muestran los módulos utilizados para cada caso.

Este escenario se planteara para cinco casos diferentes de fallas, detallados a continuación:

✚ Banco de condensadores con fusibles externos.

✚ Banco de condensadores sin fusibles.

En la figura #4.5 se ilustra el diagrama unifilar del sistema simulado y en el anexo #6 se presenta el modelo realizado en Simulink de Matlab.

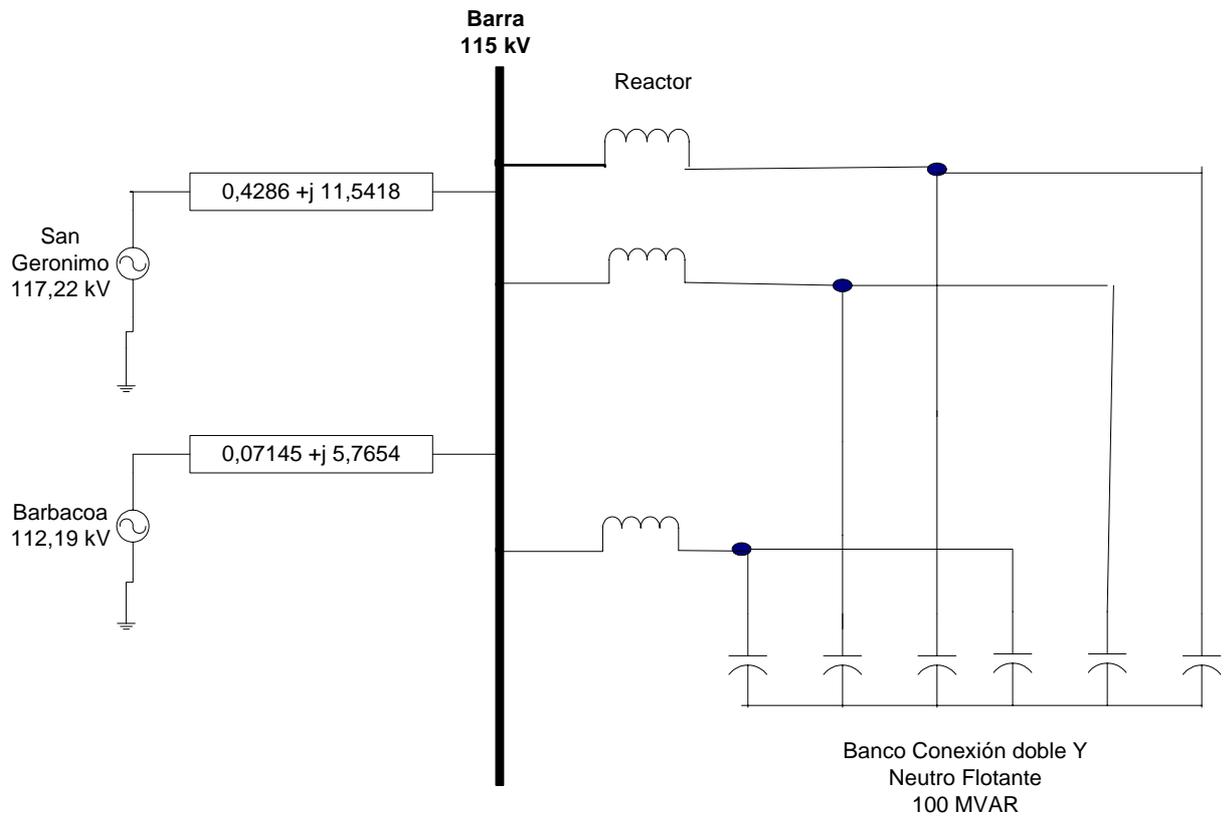


Figura #4.5: Diagrama unifilar de la simulación para el estudio de detección de fallas y protección del banco

4.4.1.1. Configuración: Banco de condensadores con fusibles externos.

Descripción del escenario: la compensación a instalar en la S/E es de 200 MVAR, la cual se implementará con dos bancos de condensadores de 100 MVAR cada uno, se modelará sólo un banco, que esta constituido por nueve (9) unidades en paralelo por grupo serie, cuatro grupos series y doble estrella con neutro flotante. Para detección de desbalance se conectará un amperímetro entre los neutros de las estrellas, el cual censará la corriente del neutro para cada caso presentado. También se tomará nota de las tensiones de fase del banco, y las tensiones en las unidades capacitivas

energizadas, cuando se produce la falla de una unidad capacitiva, todos los resultados presentados representan valores rms.

Para el análisis de resultados se tomará en cuenta la condición operación, que se refiere a la falla de una unidad capacitiva dentro del banco, establecido en la norma IEEE Std 18 [1]:

✚ La sobretensión en las unidades no dañadas, debidas a una falla no debe exceder el 110% de su tensión nominal. La tensión nominal de una unidad es de 16,907 kV, por lo tanto, el límite de sobretensión permitido es de 18,6 kV.

✚ La corriente de operación del banco no debe exceder el 135% de su valor nominal, entonces la corriente nominal del banco a instalar por fase es de 251 A, por lo tanto, al producirse un desbalance en el banco, el límite de la corriente permitido es de 339 A.

✚ La máxima sobretensión permitida en una fase del banco debido a la falla de una unidad capacitiva es 110% de su tensión nominal. La tensión de fase del banco es de 66,4 kV, por lo tanto, el límite es de 73,04 kV (norma IEEE 1036-1992 [3]).

1) Caso 1: Condiciones normales de operación, sin fallas.

En condiciones normales se consideran los nueve elementos en paralelo por grupo serie, entonces la capacitancia de un grupo en buen estado es de $39,42 \mu F$, y el valor de la capacitancia total de un grupo de cuatro series de una estrella es de $9,8551 \mu F$. Estos valores se sustituyen en la simulación y se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla # 4.7: Resultados del caso 1, banco con fusibles externos, balanceado.

	Estrella 1	Estrella 2
Ineutro (A)	0	
Ia (A)	258,8	258,8
Ib (A)	258,8	258,8
Ic (A)	258,8	258,8
Va (kV)	69,65	69,65
Vb (kV)	69,65	69,65
Vc (kV)	69,65	69,65
Vmax. (kV) en unidades energizadas	17,41	17,41

Como el banco esta balanceado, todas las mediciones son los valores nominales del banco y de las unidades capacitivas.

2) Caso 2: Una unidad capacitiva fallada, en una fase de un banco.

En este caso se quita una unidad capacitiva de la fase A, un grupo paralelo se reduce a ocho (8) unidades capacitivas, la capacitancia equivalente de ese paralelo será de $35,040 \mu F$, y la capacitancia de la fase desbalanceada es de $9,5564 \mu F$. Sólo se mostraran los resultados de un banco, dado que son independientes y las fallas de uno no afectan al otro.

Para aclarar lo que significa una unidad dañada, se muestra en la figura #4.6, el diagrama unifilar del banco con una unidad fallada.

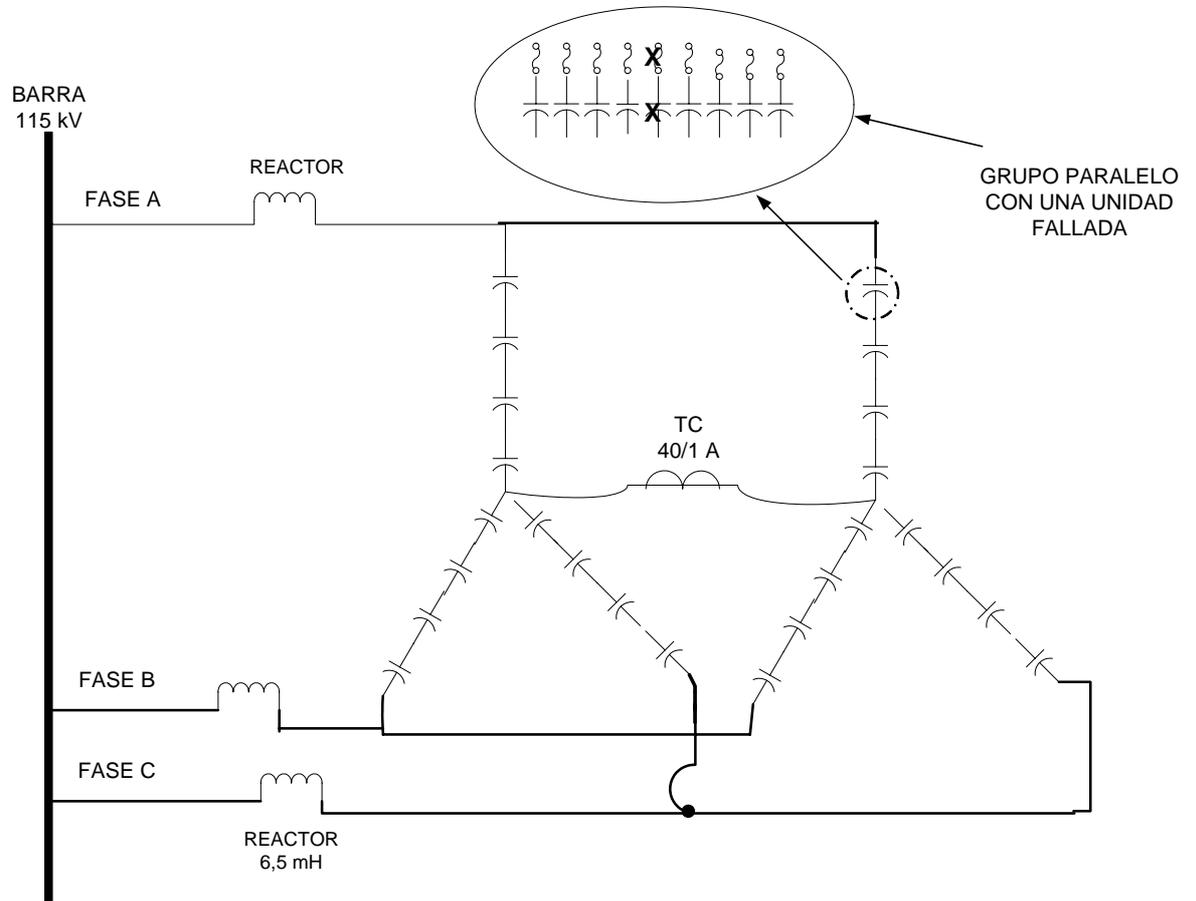


Figura #4.6: Esquema de un banco de condensadores con fusibles externos, con una unidad dañada.

Tabla # 4.8: Resultados del caso 2, banco de condensadores con fusibles externos, una unidad capacitiva fallada.

	Estrella 1 (Falla)	Estrella 2
In (A)	3,94	
Ia (A)	252,08	259,93
Ib (A)	258,09	258,09
Ic (A)	258,09	248,09
Va (kV)	69,98	69,98
Vb (kV)	69,47	69,47
Vc (kV)	69,47	69,47
Vmax en unidades energizadas (kV)	19,00	

La mayor corriente registrada dentro del banco fue 259,93 A, el cual esta por debajo del límite permitido por la norma. En la misma rama donde ocurre la falla, la tensión en una unidad energizada llega hasta 19 kV en régimen permanente, lo cual es ligeramente superior al 10% de su valor nominal. El banco todavía puede mantenerse en servicio.

3) Caso 3: Fallan dos fusibles de la misma fase.

Fallan dos fusibles de la fase A en el primer arreglo estrella del banco. El grupo paralelo fallado se disminuirá en una unidad capacitiva (siete), ahora la capacitancia de ese grupo será de $30,66 \mu F$, y la del grupo de cuatro series de la fase A será de $9,198 \mu F$.

Tabla # 4.9: Resultados del caso 3, banco de condensadores con fusibles externos, una estrella con dos unidades falladas.

	Estrella 1 (Falla)	Estrella 2
In (A)	8,71	
Ia (A)	243,95	257,25
Ib (A)	257,25	257,25
Ic (A)	257,25	257,25
Va (kV)	70,36	67,53
Vb (kV)	69,25	69,25
Vc (kV)	69,25	69,25
Vmax en unidades energizadas (kV)	21,20	

El máximo valor de corriente dentro del banco esta por debajo del máximo permitido. La máxima tensión registrada en las unidades energizadas es de 21,20 kV, es mayor al 110% de su valor nominal en operación, el banco con dos unidades dañadas debe ser sacado de servicio.

4) Caso 4: falla dos unidades capacitivas, una en cada estrella.

Se eliminan dos unidades, una de la fase A y otra de la fase C, del primer arreglo y segundo arreglo estrella respectivamente. Las capacitancias de los grupos paralelos fallados serán de 35,040 μF , y ahora los grupos de cuatro series de las fases A y C tendrán un valor de 9,5564 μF .

Tabla # 4.10: Resultados del caso 4, banco de condensadores con fusibles externos, cada estrella con una unidad fallada.

	Estrella 1 (Falla)	Estrella 2
In (A)	6,79	
Ia (A)	251,45	259,30
Ib (A)	259,30	251,45
Ic (A)	257,39	257,39
Va (kV)	69,79	69,79
Vb (kV)	69,79	69,79
Vc (kV)	69,28	69,28
Vmax en unidades energizadas (kV)	19,12	

El máximo valor de corriente dentro del banco esta por debajo de el máximo permitido. La máxima tensión registrada en las unidades sanas es de 19,12 kV, lo cual es ligeramente mayor al 110% de su valor nominal.

4.4.1.2. Configuración: Banco de condensadores sin fusibles.

Solo se tenían las especificaciones del banco con fusibles externos a instalarse en la subestación, para hacer una comparación entre dos configuraciones diferentes, se eligió la configuración de bancos sin fusibles para un segundo escenario.

A continuación en la figura #4.7 se muestra el esquema de conexión del banco sin fusibles que será modelado en la simulación.

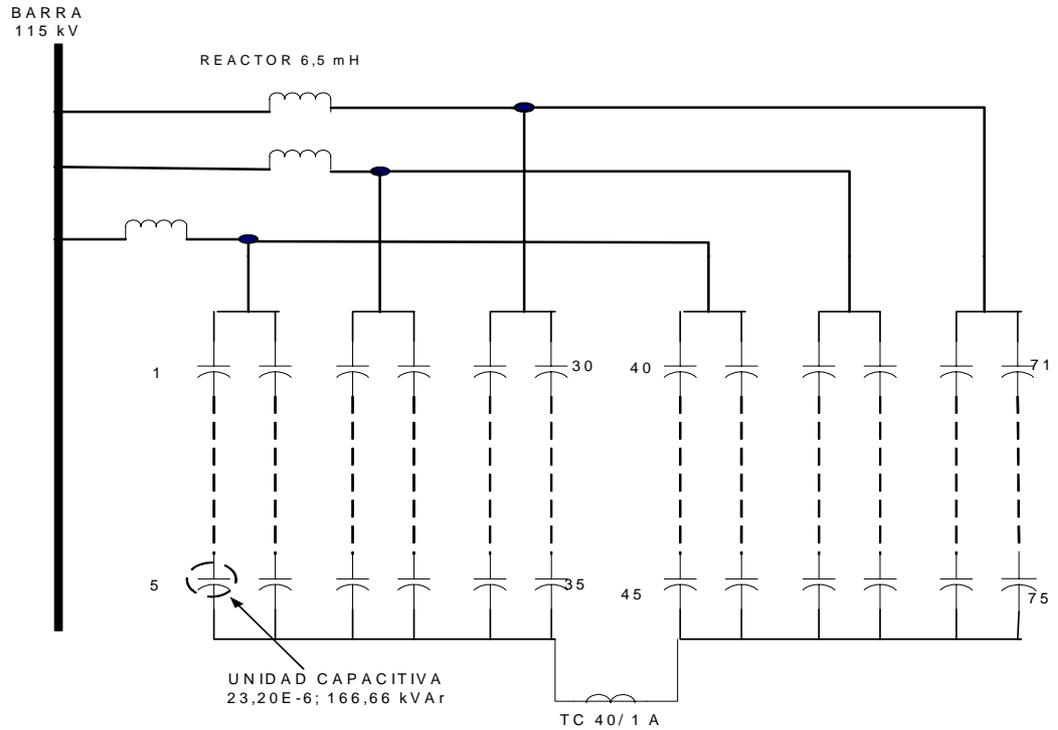


Figura #4.7: Esquema unifilar del escenario simulado de un banco de condensadores sin fusibles.

Para su montaje se siguieron los siguientes pasos:

- 1) Se conoce que esta configuración usa unidades capacitivas en por grupos serie y dos columnas en paralelo, como se muestra en la figura #4.7.
- 2) Se elige la conexión doble estrella con neutro flotante, al igual que el caso anterior para evitar problemas electromagnéticos, debidos a una falla en el

sistema de puesta a tierra de la subestación que puedan dañar los sistemas de comunicaciones.

- 3) La potencia de un banco ya sabemos es de 100 MVAR y la tensión de línea es de 115 kV.
- 4) El número de grupos serie por fase se calculó según la norma NEMA Std-CP1-2000 [8]. Tomando 13800 V como la tensión en los capacitores, por ser el valor estándar según el fabricante COOPER, para sistemas de 115 kV, y se considera que la tensión del banco se debe especificar para un 1,05 p.u de la tensión nominal:

$$\text{Número de grupos serie} = \frac{1,05 * 115 \text{ kV}}{\sqrt{3} * 13800 \text{ V}} = 5,05$$

Por lo tanto se modelaran 5 grupos series por columna, en total cada fase de una estrella del banco tendrá 10 unidades capacitivas, divididas en dos columnas de cinco grupos series.

- 5) La potencia por fase será:

$$Q_{1\phi} = \frac{100 \text{ MVAR}}{3} = 33,333 \text{ MVAR}$$

Y la potencia estándar será:

$$Q_{\text{es tan dar}} = \frac{33,333 \text{ MVAR}}{2 * 10} = 1,6666 \text{ MVAR}$$

Finalmente la capacitancia de cada unidad será de:

$$X_c = \frac{V^2}{Q} \Rightarrow \frac{1}{\omega * C} = \frac{V^2}{Q} \text{ despejando la capacitancia}$$

$$C = \frac{Q}{\omega * V} = \frac{1.6666 \text{ MVar}}{377 * 13800^2} = 23.20 \mu\text{F}$$

1) Caso 1: Condiciones normales de operación.

El banco se encuentra balanceado, todas las impedancias son iguales.

Tabla # 4.11: Resultados del caso 1, banco sin fusibles, balanceado.

	Estrella 1 (Falla)	Estrella 2
In (A)	0,00	
Ia (A)	240,5	240,5
Ib (A)	240,5	240,5
Ic (A)	240,5	240,5
Va (kV)	68,73	68,73
Vb (kV)	68,73	68,73
Vc (kV)	68,73	68,73
Vmax en unidades energizadas (kV)	13,74	

Como el banco esta balanceado, todos los resultados están en los límites permitidos por la norma.

2) Caso 2: Falla una unidad capacitiva.

En este caso se elimina una unidad de la fase A, por lo tanto el banco ahora estará desbalanceado. Los valores de corriente que se muestran en la tabla #4.12, son las corrientes de fase.

Para aclarar lo que significa una unidad capacitiva dañada, se muestra en la figura #4.8, el diagrama unifilar con una unidad fallada.

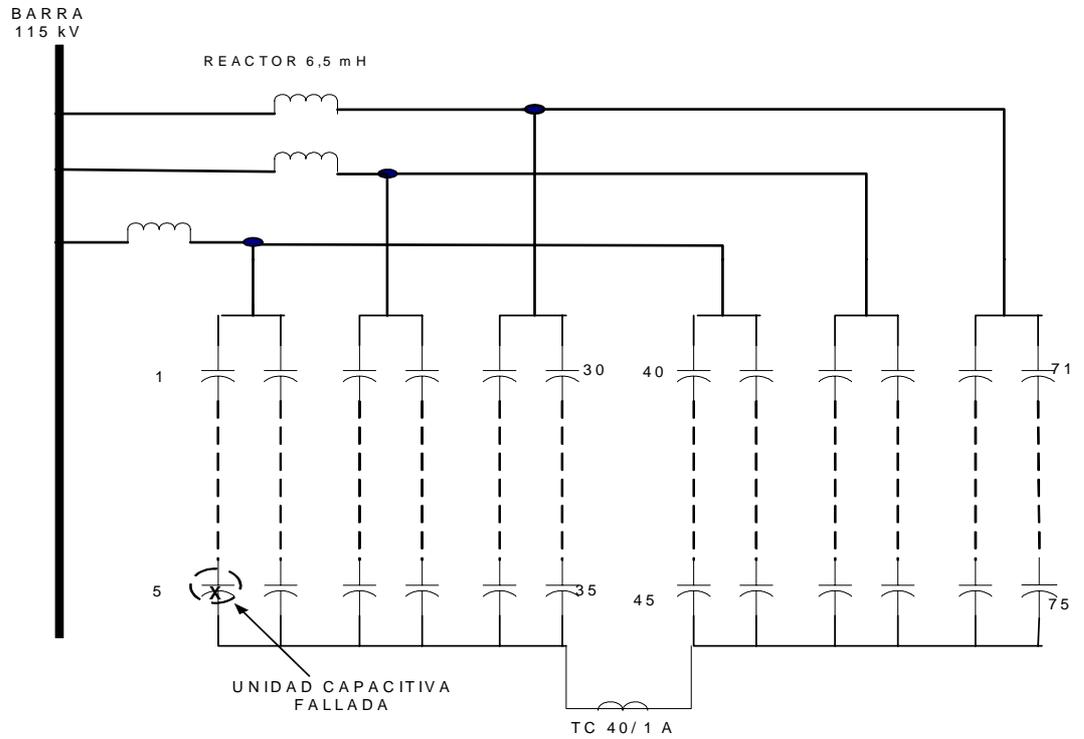


Figura #4.8: Esquema unifilar del escenario simulado de un banco de condensadores sin fusibles, con una unidad dañada.

Tabla # 4.12: Resultados del caso 2, banco sin fusibles, una unidad capacitiva dañada.

	Estrella 1 (Falla)	Estrella 2
In (A)	14,75	
Ia (A)	265,52	238,51
Ib (A)	245,65	245,65
Ic (A)	245,65	245,65
Va (kV)	69,47	69,47
Vb (kV)	67,45	67,45
Vc (kV)	67,45	67,45
Vmax en unidades energizadas (kV)	16,86	

Con una unidad dañada el banco todavía mantiene sus valores de operación dentro de lo permitido por la norma. La corriente no supera el límite permitido. Se observa un aumento de la corriente del neutro, lo que indica el desbalance del banco.

3) Caso 3: Fallan dos unidades capacitivas.

Se eliminan dos unidades capacitivas en una misma estrella, una en la fase A y otra en la fase B. Los valores de corriente que se muestran en la tabla #4.13, son las corrientes de cada grupo serie formados por cinco unidades capacitivas, de una fase.

Tabla # 4.13: Resultados del caso 3, banco sin fusibles, dos unidades capacitivas dañadas de la misma estrella.

	Estrella 1 (Falla)	Estrella 2
In (A)	14,59	
Ia (A)	268,49	238,65
Ib (A)	271,32	248,05
Ic (A)	248,05	248,05
Va (kV)	68,94	68,94
Vb (kV)	68,94	68,94
Vc (kV)	70,92	70,92
Vmax en unidades energizadas (kV)	17,05	

La máxima tensión en la unidades energizadas es menor al 110 % V_n permitido, la tensión de fase y la corriente dentro del banco están en los límites permitidos. El banco puede seguir en funcionamiento.

4) Caso 4: Fallan dos unidades capacitivas, una de cada estrella.

Se eliminan una unidad de la fase A de una estrella y otra de la fase C de la segunda estrella del banco.

Los valores de corriente que se muestran en la tabla #4.14, son las corrientes de cada grupo serie formados por cinco unidades capacitivas, de una fase.

Tabla # 4.14: Resultados del caso 4: banco sin fusibles, dos unidades capacitivas dañadas, una por cada estrella del banco.

	Estrella 1 (Falla)	Estrella 2
In (A)	26,38	
Ia (A)	271,32	241,19
Ib (A)	248,05	248,05
Ic (A)	248,05	271,32
Va (kV)	68,94	68,94
Vb (kV)	70,92	70,92
Vc (kV)	68,94	68,94
Vmax en unidades energizadas (kV)	17,05	

4.4.1.3. Análisis de resultados.

- ✚ En el caso del banco con fusibles externos la corriente de desbalance es mucho menor que en el caso del banco sin fusibles.
- ✚ En el caso del banco sin fusibles, podrá funcionar con dos unidades dañadas, si se considera la condición: la tensión en las unidades energizadas es menor al 110% V_n .
- ✚ En ninguno de los casos estudiados la tensión nominal (66,4 kV) del banco una vez ocurrida una falla de una unidad capacitiva, supero el máximo permisibles según la norma IEEE 1036-1992 [3].
- ✚ La tensión en las unidades energizadas restantes después de la salida de cualquier unidad, siempre fue menor en el caso del banco en configuración sin fusibles. Esto es porque la configuración sin fusibles es un arreglo de muchos elementos en serie, si una unidad capacitiva de la serie falla queda soldada, haciendo un corto circuito,

la corriente a través de la unidad capacitiva es muy pequeña y por lo tanto el aumento de la tensión aplicada al los grupos series internos en este y otras unidades en el arreglo es pequeña.

✚ En el banco con fusibles externos al fallar dos fusibles la tensión en los elementos sanos es superior al 110% de la tensión nominal de placa permitido por la norma ver norma IEEE CP 1-2000 [8] (guía para el funcionamiento de los fusibles), la sobretensión llega hasta 130% de su valor nominal.

✚ La corriente del banco de condensadores al ocurrir la falla de uno o más elementos capacitivos, en cualquiera de las configuraciones estudiadas, no superó el 135% de su valor nominal.

4.4.2. Escenario 2: Sistema de control del banco de condensadores.

Para este escenario se trabajará en régimen permanente, se presentarán tres casos de simulación: condiciones normales de operación, falla en la línea de transmisión San Gerónimo- Jose y falla en la línea de transmisión Barbacoa- Jose ambas a 400 kV. Las especificaciones de las líneas y las impedancias de thevenin equivalentes del sistema interconectado, son las mismas que se mencionaron al inicio del capítulo. Las bases para el cálculo por unidad son: 100 MVA y 115 kV.

En la figura #4.9, se muestra el esquema unifilar para la simulación del sistema, donde se representa dos fuentes de alimentación, una para San Gerónimo y otra para Barbacoa, una impedancia para cada fuente que representa el sistema interconectado según el caso, interruptores para conexión a la barra de 400 kV, tres autotransformadores, la carga asociada al condominio Jose, dos (2) reactores y dos bancos de condensadores de 100 MVAr cada uno.

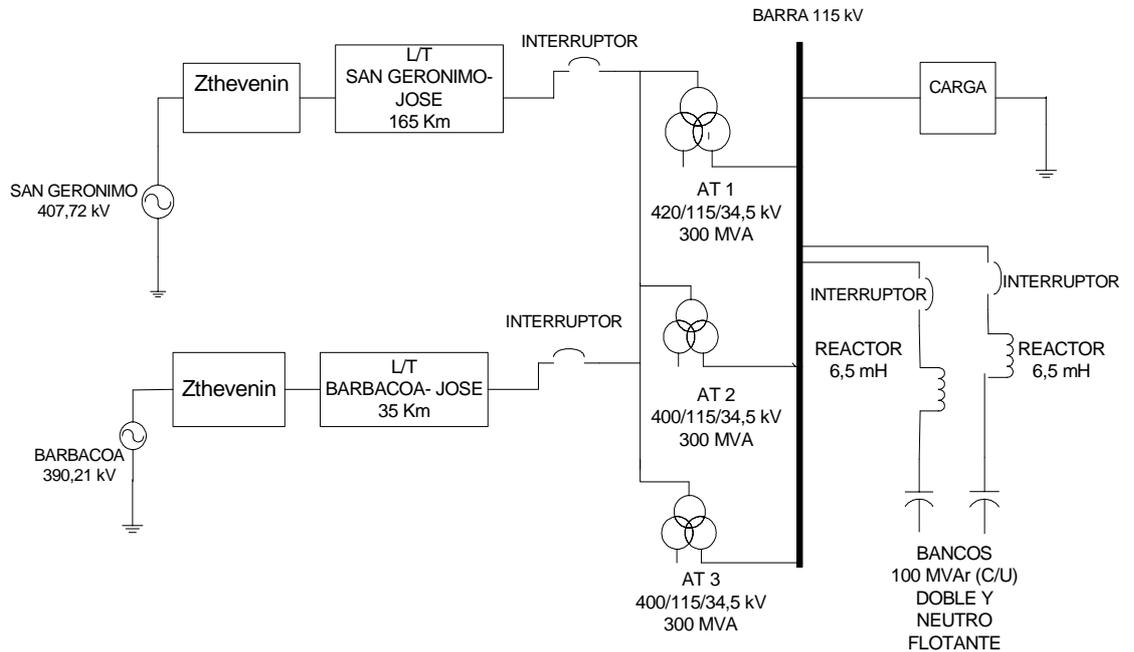


Figura #4.9: Esquema unifilar de las simulaciones mostrando el equivalente del sistema interconectado, las líneas de transmisión y la S/E Jose con el banco de condensadores shunt.

1) Caso 1: Condiciones normales de operación.

Se dice condiciones normales de operación cuando el sistema (subestación, líneas de transmisión y cargas), están funcionando en sus valores nominales sin la ocurrencia de ninguna contingencia.

Tabla # 4.15: Resultados en condiciones normales de operación para diferentes valores de cargas, sin compensación.

Carga	TAP Nominal 400 kV	Dos (2) pos. por debajo del nominal (386,67 kV)	TAP Mínimo 360 kV
100% (2005)	0,922	0,948	0,9986
90% (2005)	0,9337	0,963	1,013
70% (2005)	0,9481	0,979	1,032
100% (2003)	0,9501	1,00	1,101

El sistema presenta en condiciones normales de operación valores de tensión dentro del rango permisible con la incorporación de la carga del año 2005, tal como se observa en la tabla #4.15, la tensión es mayor a 0,95 p.u al colocar el TAP de los autotransformadores en dos pasos por debajo del nominal, sin necesidad de incorporar compensación capacitiva. No se puede subir el TAP de los autotransformadores por encima del valor nominal porque bajaría aun más la tensión, en la tabla #4.15 se observa claramente que en el TAP nominal ya la tensión, para el año 2005, esta por debajo de 0,95 p.u.

Para el análisis de resultados que se presenta más adelante, se considera la conexión permanente de una compensación de 100 MVAR, lo cual permitiría que al tener la máxima carga del condominio (100%) tener una tensión en la barra de 0,95 p.u, si el TAP de los autotransformadores están en una (1) posición por debajo del nominal, este TAP esta a 391 kV y con una impedancia en el lado de alta tensión de j 0,12225 p.u. En la tabla # 4.16 se presentan estos resultados:

Tabla # 4.16: Resultados en condiciones normales de operación para diferentes valores de cargas con una compensación de 100 MVar.

Carga	Una (1) pos. por debajo del Tap nominal (391,11 kV)
100% (2005)	0,95
90% (2005)	0,96
70% (2005)	0,97

2) Caso 2: Fuera de servicio L/T San Gerónimo- Jose.

Tabla # 4.17: Resultados con L/T San Gerónimo- Jose fuera de servicio para diferentes valores de cargas

Carga	TAP Nominal	TAP Mínimo	Un Banco en servicio (100MVar)
100% (2005)	0,897	0,9448	0,967
90% (2005)	0,899	0,982	0,993
70% (2005)	0,915	1,00	1,014
100% (2003)	0,9229	1,006	1,044

En esta contingencia cuando la carga es máxima del año 2005 aún estando en el mínimo TAP de los autotransformadores, se necesita incorporar 100 MVar de compensación capacitiva. En los otros casos de carga menores al 100% y comparando con el año 2003, se nota que la tensión en la barra de 115 kV se mantiene en el rango permitido.

3) Caso 3: Fuera de servicio L/T Barbacoa- Jose.

Tabla # 4.18: Resultados con L/T Barbacoa- Jose fuera de servicio para diferentes valores de cargas

Carga	TAP Mínimo	Un Banco en servicio (100MVAr)	Dos Bancos en servicio (200MVAr)
100% (2005)	0,8854	0,9292	0,9571
90% (2005)	0,9149	0,9428	0,9701
70% (2005)	0,9493	0,9901	1,002
100% (2003)	0,9682	1,023	1,042

Esta contingencia es la más severa, comparada con la falla en la L/T San Gerónimo. Si la carga esta en 100% de su valor nominal, será necesario incorporar 200 MVAr de compensación capacitiva aún estando los autotransformadores en el TAP mínimo. En caso de estar los valores de cargas por debajo del 70% con solamente 100 MVAr de compensación capacitiva se alcanza el límite establecido. Es de hacer notar en el caso del año 2003, no fue necesaria la compensación capacitiva.

4.4.2.1. Análisis de resultados.

✚ En caso de cualquier contingencia, el TAP de los autotransformadores debe mantenerse en el mismo nivel de tensión previo a la inserción de la compensación, de esta manera garantizar la tensión en la barra dentro de los límites permitidos por la empresa (0,95 – 1,05 p.u).

✚ Se recomienda mantener conectado una compensación capacitiva de 100 MVAR, y así puede mantenerse el TAP de los autotransformadores en un (1) paso por debajo del nominal, aún con la carga al 100%, y mantener la tensión en la barra de 115 kV en los límites permitidos, de este modo se tendrá una mayor flexibilidad operativa al sistema ante variaciones imprevistas de la carga, y asegurar una mayor operatividad de los autotransformadores.

✚ Sin la conexión de compensación reactiva de 100 MVAR, los autotransformadores deberán operar siempre por debajo del TAP nominal, exactamente dos (2) posiciones por debajo del nominal, aún en condiciones normales de operación. Esta condición desmejora el sistema a 400 kV en la subestación en cuanto a niveles de tensión se refiere, no tendría flexibilidad ante cambios repentinos.

✚ Al ocurrir la contingencia más grave (cuando se produce la mayor disminución de tensión en la barra), la falla en la L/T Barbacoa –Jose y la carga es máxima (100%), no basta conectar una compensación de 100 MVAR, en este caso será necesario completar la compensación con 100 MVAR adicionales en el menor tiempo posible, y que el TAP de los autotransformadores este en la mínima tensión (360 kV).

✚ Para el caso de mantenimiento la conexión y desconexión del banco de condensadores es completamente factible, en condiciones normales de operación, se sugiere que se realice esta maniobra cuando la demanda de la carga sea mínima y colocar la toma en su valor nominal o menos para asegurar la tensión en la barra dentro de lo permitido.

✚ En ningún caso la toma podrá estar por encima del TAP nominal, porque no se alcanza el nivel mínimo de tensión, 0,95 p.u.

4.4.3. Escenario 3: Análisis transitorio del banco de condensadores.

Este estudio se hace necesario para verificar la factibilidad de la operación del banco de condensadores a ser instalado en la subestación, revisar los niveles de corrientes “Inrush” y “Outrush” que surgen durante las maniobras de conexión y desconexión del banco.

A partir de los resultados obtenidos en el escenario de control, se realizará el estudio para el caso de carga del 90%, y con un banco de condensadores conectado en condiciones normales de operación, se comenzará el estudio con los autotransformadores en el un tap por debajo del nominal, y suponiendo dos contingencias: fuera de servicio L/T San Gerónimo- Jose, fuera de servicio L/T Barbacoa- Jose.

Para cada caso se presentaran los resultados, las gráficas y el análisis de resultados, sólo se mostrará la fase de la corriente donde se registre la mayor amplitud, y en el anexo #8 se muestran las tres fases según el caso simulado.

Para analizar las corrientes se toman en cuenta los interruptores asociados al banco, y estos actuarán según lo especificado en los manuales del fabricante, es decir, las fases A y B cerrarán al mismo tiempo mientras que la fase C lo hará 4,17 milisegundos después. Esta maniobra se realiza así para reducir al mínimo el efecto transitorio debido a la energización de los bancos de condensadores [9].

Las consideraciones para el análisis de resultados serán tomadas de las normas:

- ✚ Un banco de condensadores no debe producir sobretensiones transitorias de magnitud mayor a $2,2 V_{nominal}$ (rms) en 6 ciclos [3].

✚ El nivel de aislamiento del banco no debe excederse de 150 kV (datos de placa del banco) en condiciones normales de operación de servicio.

✚ En cuanto a los interruptores se mantienen las mismas condiciones presentadas al inicio del capítulo:

a) Interruptor de protección del banco: $V_{\text{máx}} = 145 \text{ kV}$, $I_{\text{nominal}} = 3,15 \text{ kA}$, $I_{\text{cc}} = 40 \text{ kA}$, $I_{\text{outrush}} = 56,4 \text{ kA}$ (se tomará 50 kA por norma [5]), tiempo al pico = 8,3 ms.

b) Interruptor de barra: $V_{\text{nominal}} = 245 \text{ kV}$, $I_{\text{nominal}} = 2,5 \text{ kA}$, $I_{\text{cc}} = 31,5 \text{ kA}$, $I_{\text{outrush}} = 44,42 \text{ kA}$.

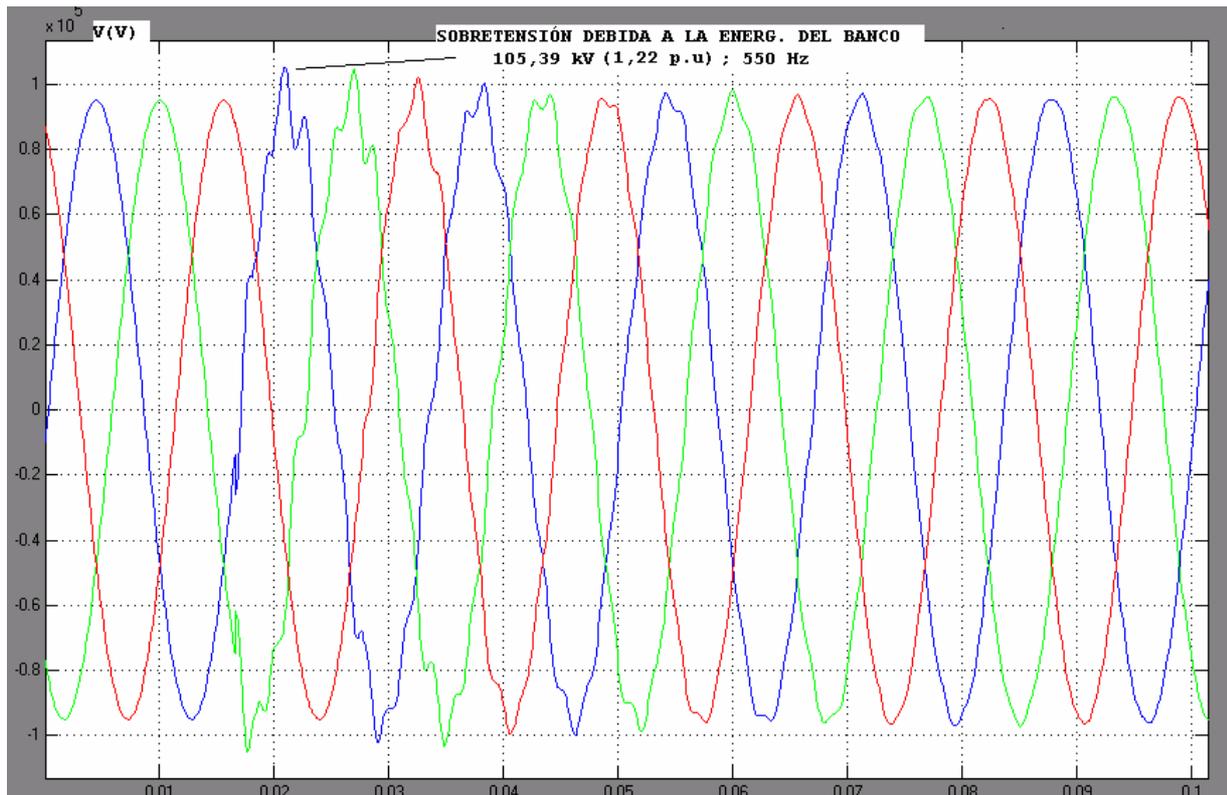
✚ Las sobretensiones causadas por maniobras de bancos de condensadores se clasifican en el rango de frecuencia entre 50/60 Hz – 20 kHz [10].

Antes de hacer las evaluaciones se hizo un barrido de frecuencia del sistema en condiciones normales sin ninguna maniobra, una vez con un banco conectado y otra con los dos bancos conectados, en el anexo #7, se presentan ambas gráficas. Esto es para conocer a que frecuencias hay menor impedancia en el sistema, lo que podría provocar posibles resonancias con la maniobra de los bancos. Este barrido se realizó utilizando el modulo de medición de impedancia del software Simulink de Matlab, conectado en la barra a 115 kV, que es el punto de interés.

4.4.3.1. Caso 1: Condiciones normales de operación.

La demanda es del 90%, y los autotransformadores están ajustados en el TAP nominal. El banco de compensación fue introducido después del primer ciclo, justo al pasar por cero la onda de tensión.

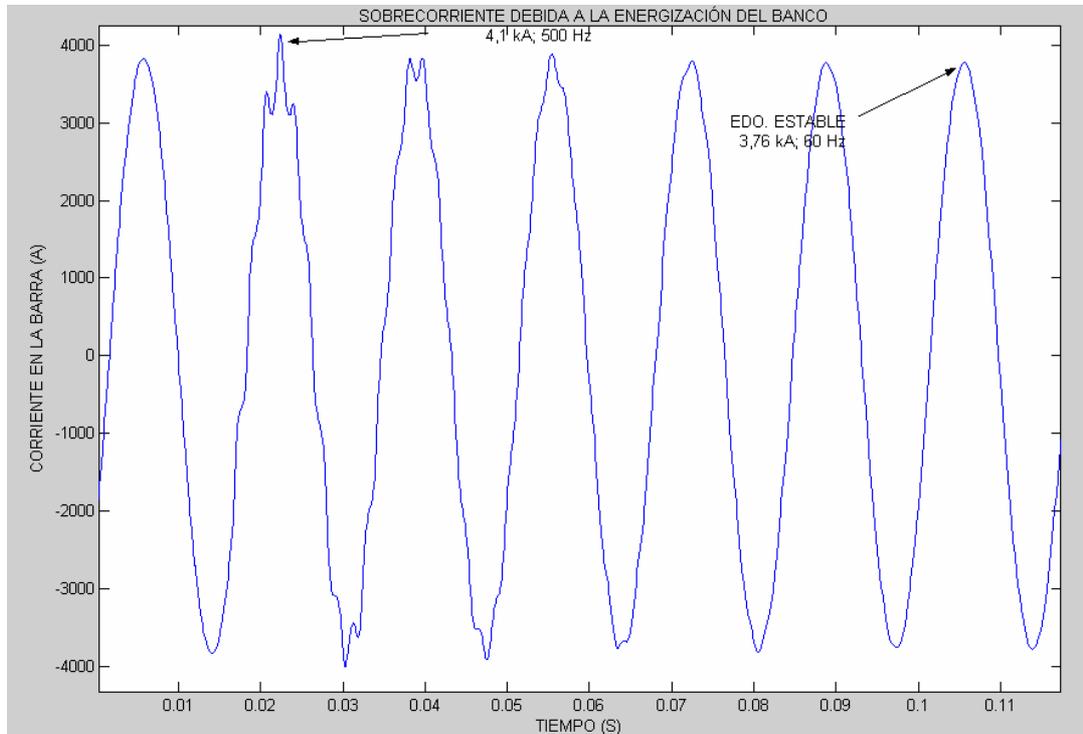
En la gráfica # 4.1, se presenta la forma de la tensión por fase en la carga, y se puede ver la sobretensión debido a la inserción del banco, esta alcanza un valor pico de 105,39 kV (1,22 p.u) con una frecuencia de oscilación de 550 Hz y una duración de aproximadamente 130 ms.



Gráfica #4.1: Forma de onda de la tensión en la barra en condiciones normales de operación (90% de la demanda y 100 MVar de compensación).

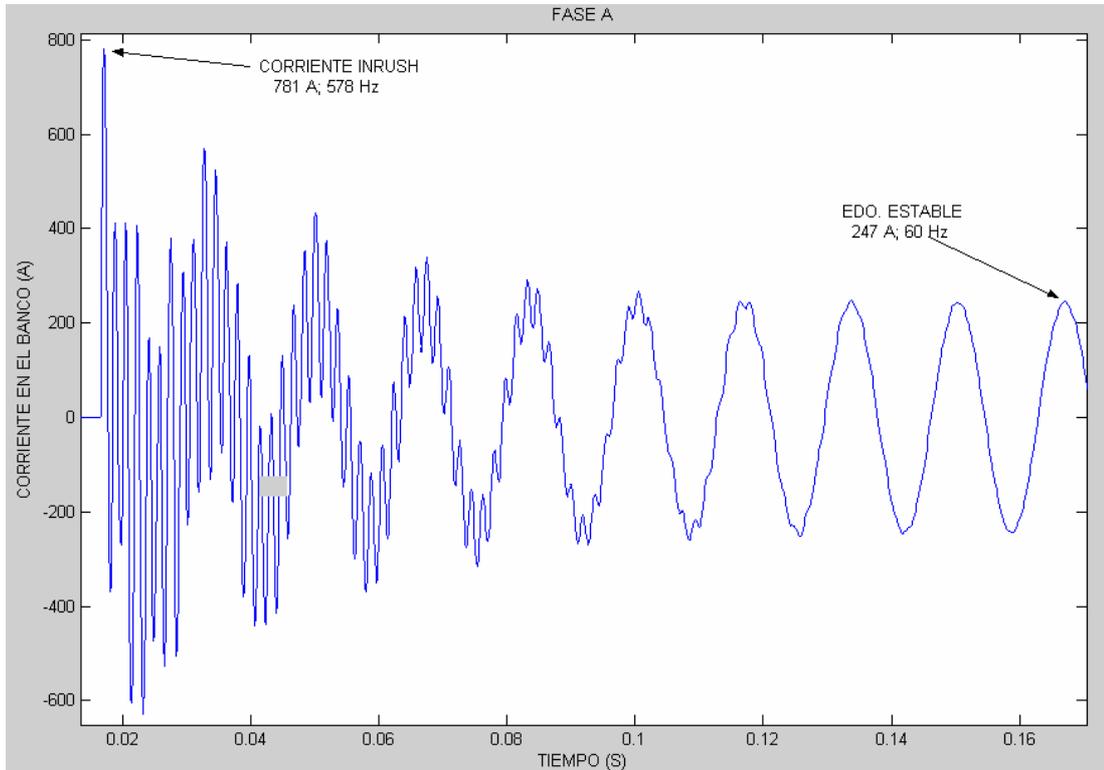
La corriente en la barra presentó un pico de 4,1 kA con una frecuencia de oscilación de 500 Hz, al momento de energizar el banco. Esta corriente en condición estable alcanza un valor de 3,76 kA, a 60 Hz, en 98 ms.

En la gráfica #4.2 se puede observar la forma de onda de la corriente en la fase A.



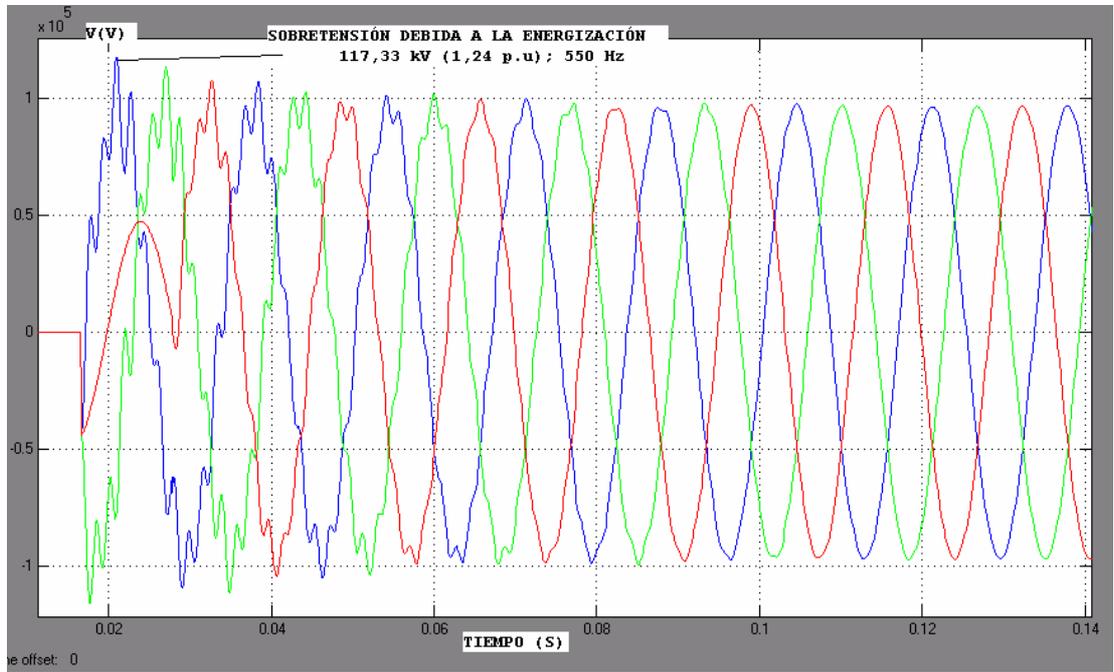
Gráfica #4.2: Corriente en la barra a 115 kV, sin ninguna contingencia en el sistema.

En la gráfica #4.3, tenemos la forma de la corriente del banco de condensadores donde alcanza su máximo pico, claramente se puede notar la corriente “Inrush”, debida a la energización inicial del banco con una duración de 160 ms, el valor pico de esta corriente es de 781 A con una frecuencia de oscilación de 576 Hz. La corriente llega a la estabilización con valor pico de 247 A, 60 Hz.



Gráfica #4.3: Corriente en el banco de condensadores.

En la gráfica #4.4, tenemos la forma de la tensión en el banco de condensadores. La sobretensión es de 117,33 kV, con una frecuencia de oscilación de 550 Hz. Llega a la estabilidad con una amplitud de 95,4; 60 Hz en 108 ms



Gráfica #4.4: Tensión en el banco de condensadores.

A continuación se presenta en la tabla #4.18 el resumen de los resultados obtenidos de los primeros casos de simulación, el tiempo que se señala es la duración del periodo transitorio debido a la maniobra del banco:

Tabla # 4.19: Resultados sin contingencias. Condiciones normales de operación.

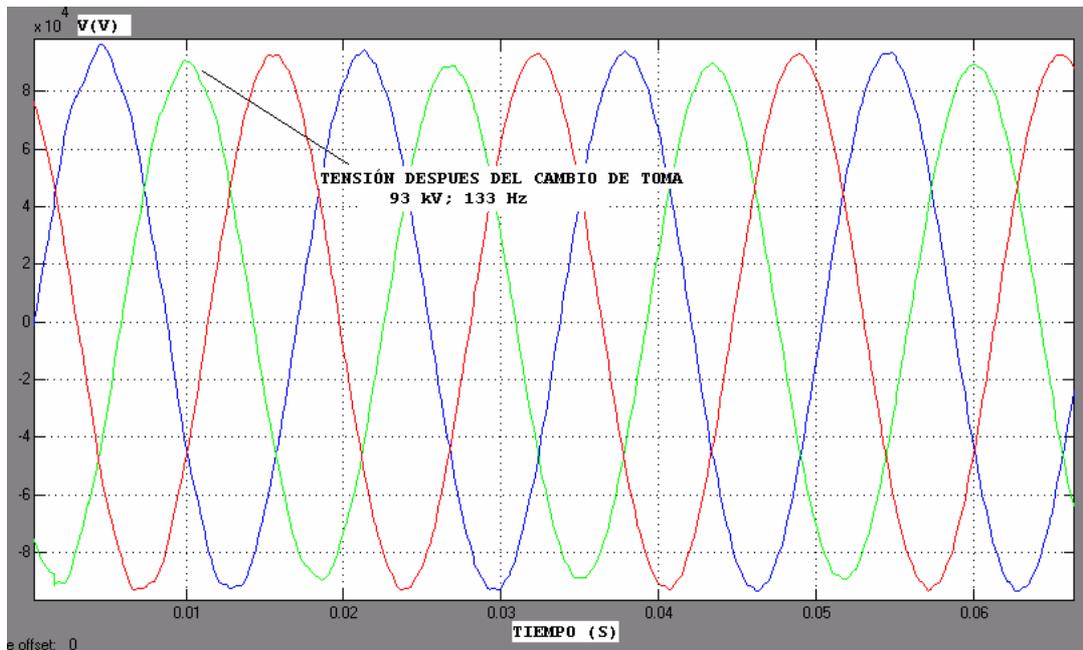
		Tiempo (S)	Frecuencia (Hz)	Amplitud pico
Banco 1	Inrush (A)	0,160	576	781
	Edo. Estable (A)	-	60	247
	Sobretensión (kV)	0,108	550	117,33
	Edo. Estable (kV)	-	60	95,4
Barra	Tensión inicial (kV)	-	60	86
	Sobretensión (kV)	0,13	550	105,39
	Edo. Estable (kV)	-	60	90
	Corriente inicial (kA)	-	60	3,5
	Sobrecorriente (kA)	0,098	500	4,1
	Edo. Estable (kA)	-	60	3,76

De lo antes expuesto, se concluye que la amplitud de la corriente inrush del banco es menor a 16 kA, el valor límite según las normas [5], en cuanto a la frecuencia de oscilación del periodo transitorio, es también menor a la establecida ($f < 4,250$ kHz) [5] y con un tiempo de duración de 160 ms. La sobretensión en el banco por la energización del banco es 1,5 p.u, la cual es menor al 2,2 p.u permitido. En cuanto a la sobrecorriente en la barra debida a la energización del banco es menor 31,5 kA, que es la especificada del interruptor de transferencia. Ahora bien respecto al aislamiento del banco: la sobretensión producida dentro del banco es menor en amplitud al BIL del banco (150 kV) y la sobrecorriente de 781 A tiene una duración dentro del límite (0,16 s) para no afectar el aislamiento (ver anexo #3).

4.4.3.2. Caso 2: Falla la línea de transmisión San Gerónimo- Jose.

Se abrirá la L/T en un tiempo de 16 ms después de iniciada la simulación, inmediatamente detectada la falla según el procedimiento se cambia de toma al TAP mínimo. La tensión en la barra se recupera hasta 0,989 p.u, después de estabilizarse el sistema, sin necesidad de conectar el otro banco de condensadores.

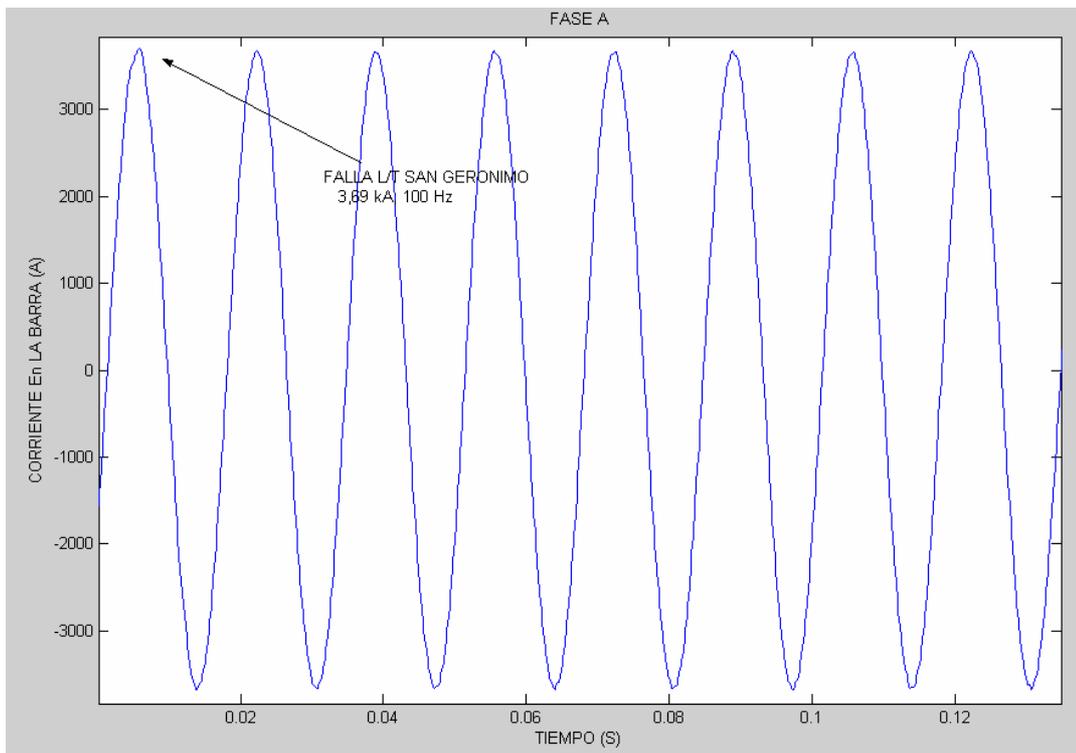
En la gráfica #4.5 se observa la forma de onda de la tensión en la barra a 115 kV. Al fallar la línea y realizarse el cambio de toma, la tensión en la barra llega hasta 93 kV con una frecuencia de oscilación de 133 Hz de corta duración (1,5 ms).



Gráfica #4.5: Forma de onda de la tensión en la barra cuando falla L/T San Gerónimo- Jose.

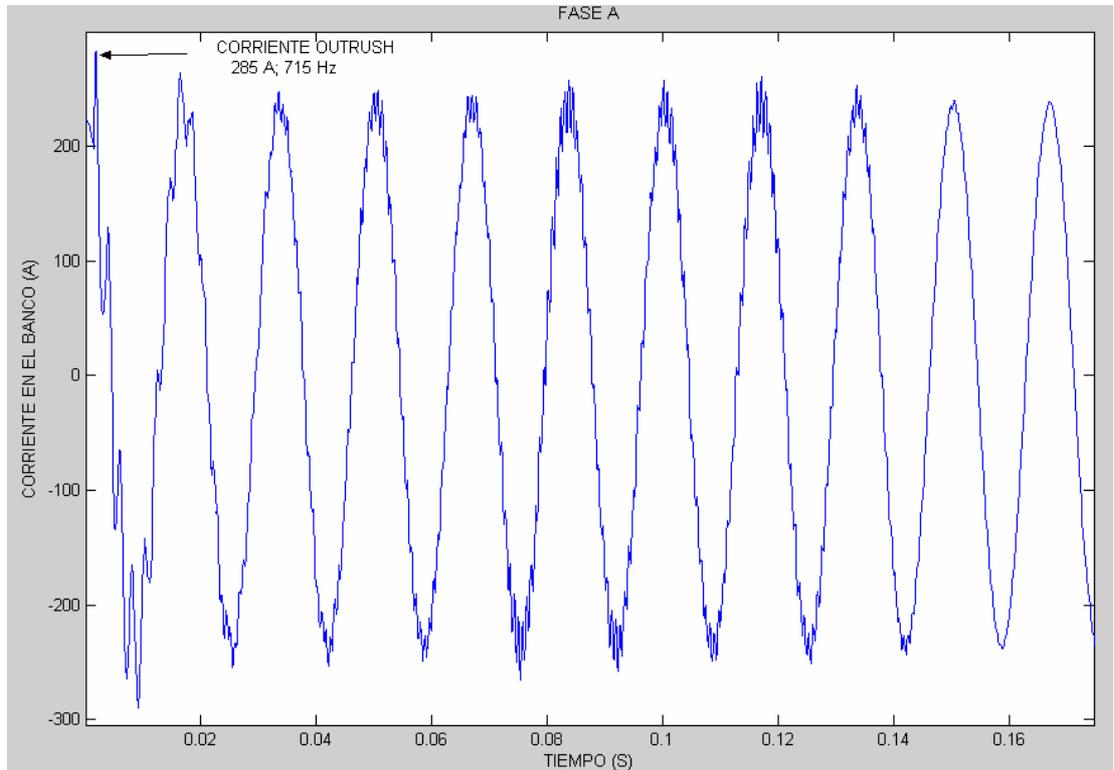
En la gráfica #4.6 se muestra la corriente en la barra, presenta una sobrecorriente de 3,69 kA con una frecuencia de 100 Hz, con una duración de 50 ms, al efectuarse el

cambio de toma después de ocurrida la contingencia, la corriente baja hasta 3,64 kA a la frecuencia del sistema, 60 Hz.



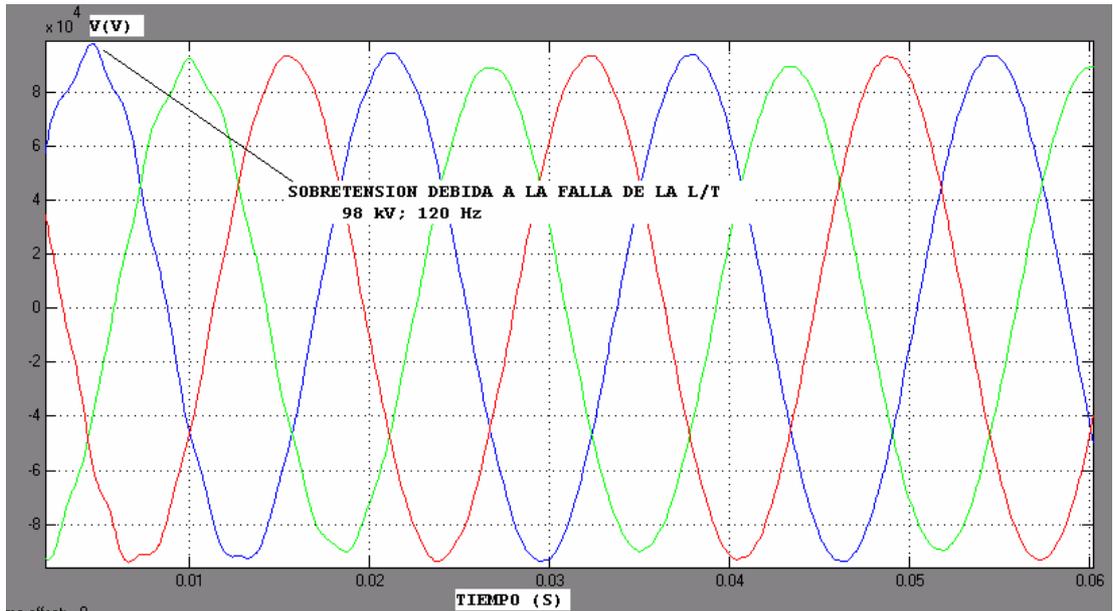
Gráfica #4.6: Forma de onda de la corriente en la barra, cuando falla San Gerónimo.

En la gráfica #4.7 la corriente en el banco de condensadores, la corriente outrush debida a la salida de la L/T es 285 A; 715 Hz, llega a su valor estable de 255 A en aproximadamente 178 ms.



Gráfica #4.7: Corriente outrush en el banco de condensadores al fallar San Gerónimo.

En la gráfica #4.8, se presenta la tensión en el banco de condensadores la cual después de la falla, esta llega hasta 98 kV; 120 Hz, la distorsión de la onda es poco apreciable y no se observan sobretensiones transitorias graves con una duración de 0,038 ms. Alcanza un valor final de 93,1 kV; 60 Hz.



Gráfica #4.8: Tensión en el banco de condensadores energizado cuando falla San Gerónimo.

A continuación se presenta una tabla con el resumen de los resultados obtenidos de este primer caso de simulación:

Tabla # 4.20: Resultados con L/T San Gerónimo- Jose fuera de servicio

		Tiempo (S)	Frecuencia (Hz)	Amplitud pico
Banco 1	Outrush (A)	0,178	715	285
	Edo. Estable (A)	-	60	255
	Tensión inicial (kV)	-	60	88
	Sobretensión (kV)	0,038	120	98,08
	Edo. Estable (kV)	-	60	93,1
Barra	Tensión inicial (kV)	-	60	90
	Edo. Estable (kV)	0,05	60	93
	Corriente inicial (kA)	-	60	3,42
	Sobrecorriente (kA)	0,05	100	3,65
	Edo. Estable (kA)	-	60	3,64

En resumen, visto los resultados de este caso, se evidencia la corriente outrush en el banco de condensadores al producirse la falla, esta corriente es menor a la corriente inrush cuando se energizó el banco en el caso anterior, por lo tanto, no hay problemas con la capacidad de los interruptores, la sobrecorriente en la barra se mantiene aproximadamente es menor que el caso anterior. El periodo transitorio de la corriente en el banco, esta dentro del límite para no dañar el aislamiento de la unidad. La falla aquí estudiada no es grave, en cuanto a distorsión transitoria, los tiempos de duración son muy cortos y, excepto en la corriente del banco, poco apreciables.

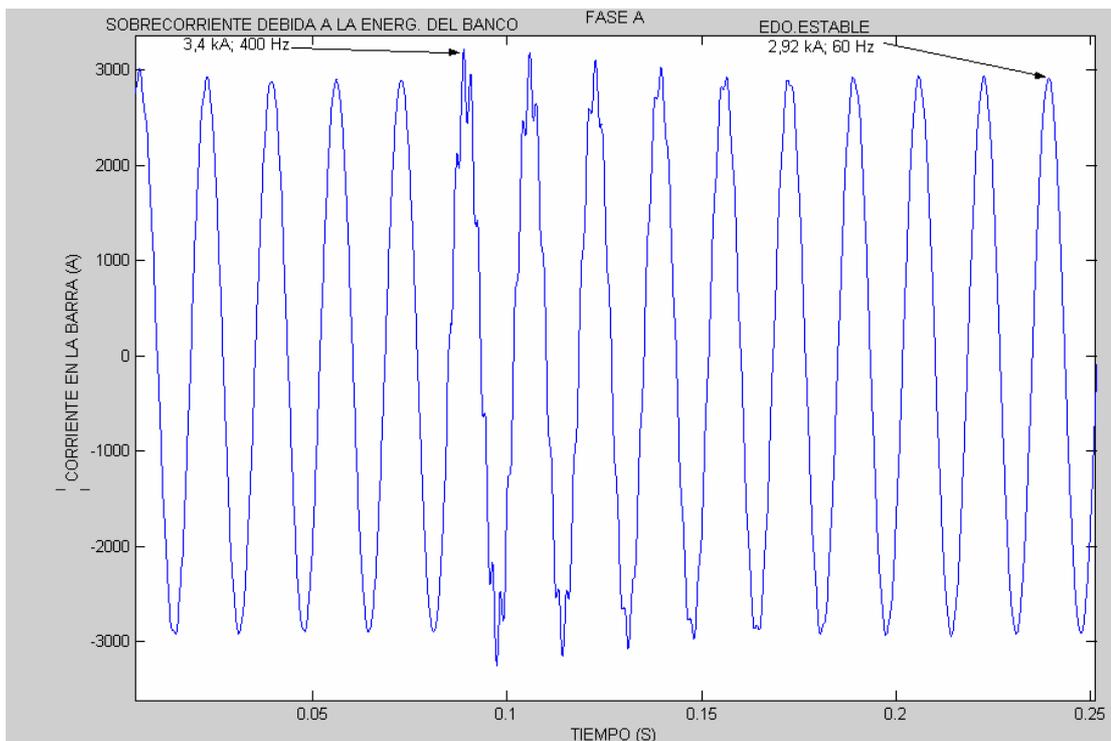
4.4.3.3. Caso 3: falla la línea de transmisión Barbacoa- Jose.

La L/T sale de servicio en un tiempo de 16 ms después de iniciada la simulación, inmediatamente detectada la falla según el procedimiento de operación se modifica el TAP de los autotransformadores, y luego actuarán los interruptores del segundo

banco de condensadores que tienen un tiempo de retardo de cuatro ciclos después de recibir la orden de cierre. El banco entra en funcionamiento cuando la tensión en la fase A de la barra pasa por cero.

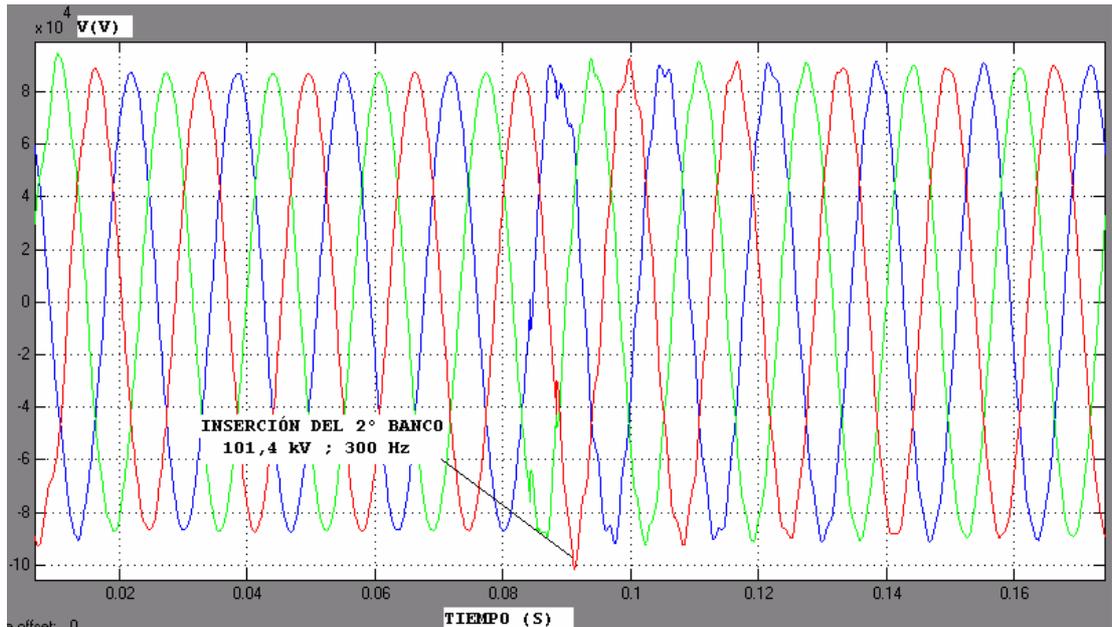
La sobrecorriente en la barra es 3,4 kA con una frecuencia de oscilación transitoria de 400 Hz, después de este periodo transitorio la corriente se estabiliza en 2,92 kA a 60 Hz en un tiempo de 152 ms.

A continuación en la gráfica #4.9 se muestra la corriente medida en la barra.



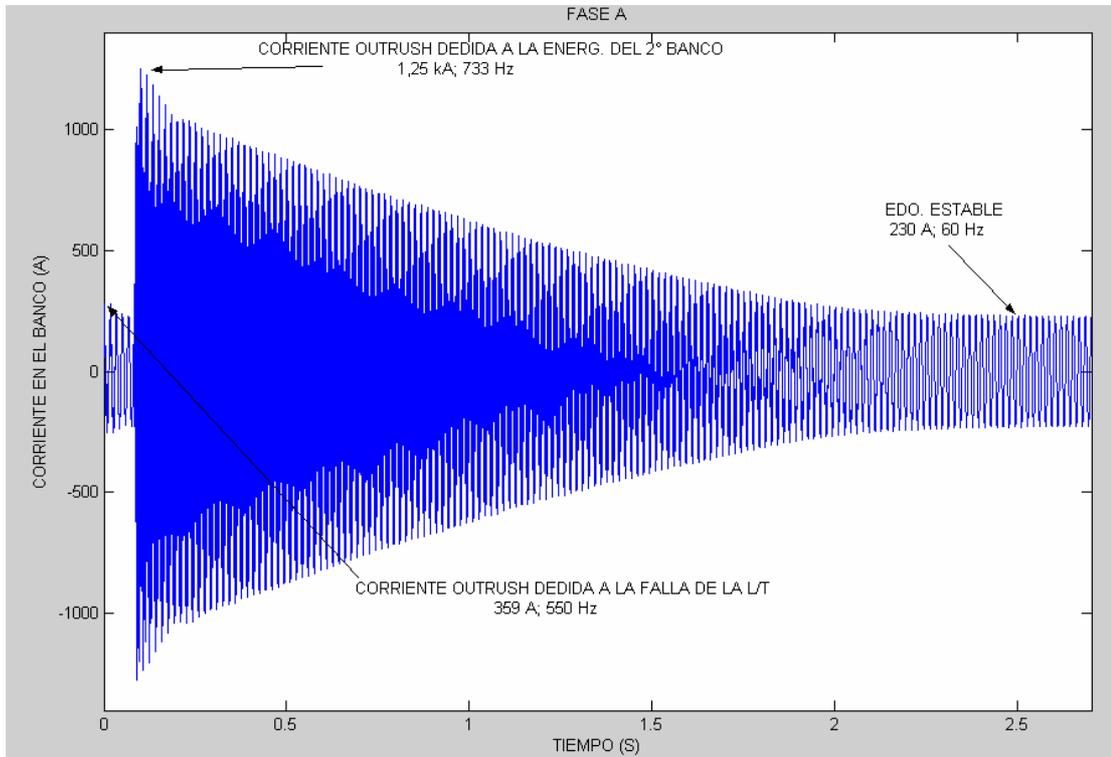
Gráfica #4.9: Corriente en la barra antes, durante y después de la energización del segundo banco.

La tensión en la barra al producirse la falla cae hasta 88,26 kV, se energiza el segundo banco de compensación y se produce una sobretensión de 101,4 kV a una frecuencia de 300 Hz y una duración de 0,166 segundos. En la gráfica #4.10 se muestra la forma de esta tensión en la barra.



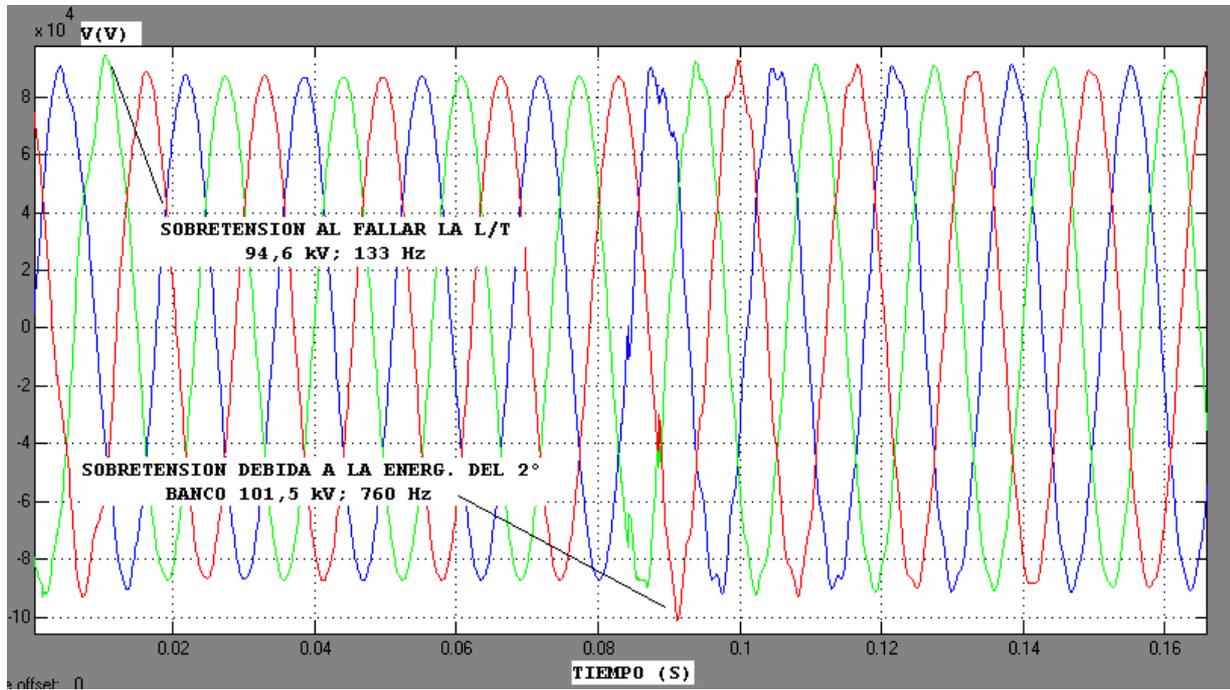
Gráfica #4.10: Tensión en la barra antes, durante y después de la energización del segundo banco.

Al producirse la falla la corriente outrush es 359 A; 550 Hz, al energizar el segundo banco de condensadores se produce una segunda corriente outrush en el primer banco, ya energizado, esta corriente es de 1,25 kA con una frecuencia 733 Hz y llega a la estabilización en aproximadamente 2,27 segundos después de la energización del segundo banco. En la gráfica #4.11 se puede observar esta corriente.



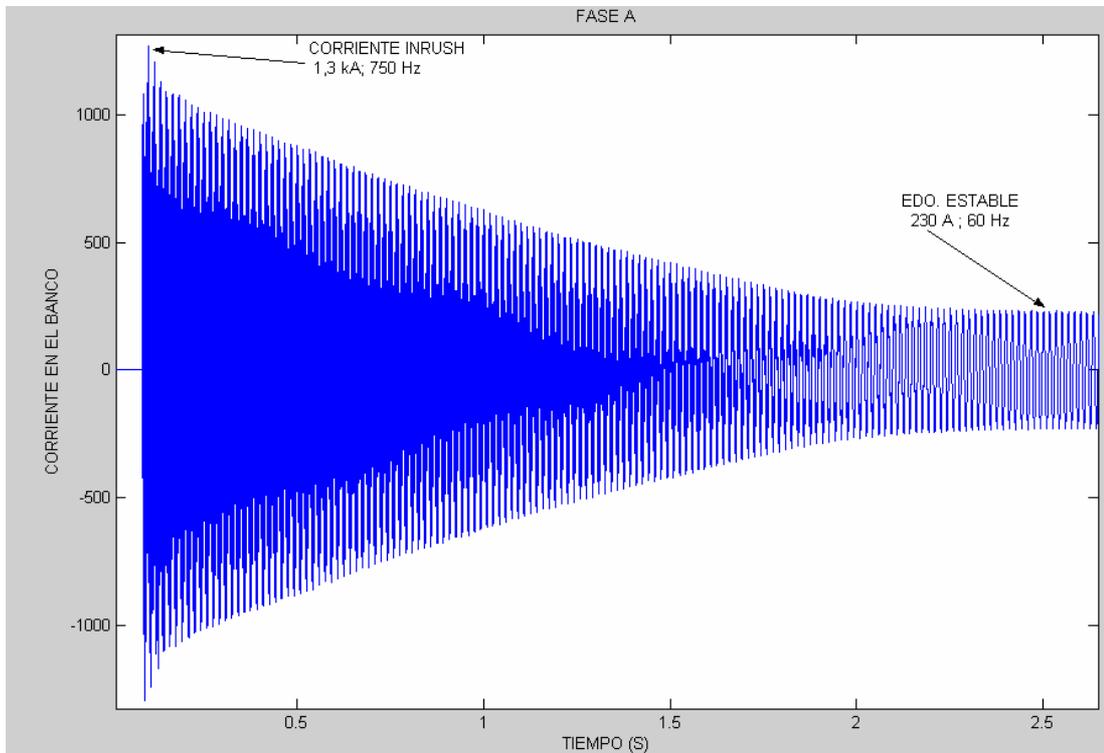
Gráfica #4.11: Forma de onda de la corriente en el primer banco de condensadores.

La tensión en el primer banco (gráfica # 4.12) se presenta una sobretensión por la falla es 94,6 kV; 133 Hz. Al energizar el segundo banco se presenta una sobretensión de 101,5 kV; 760 Hz, este periodo transitorio dura aproximadamente 85 ms.



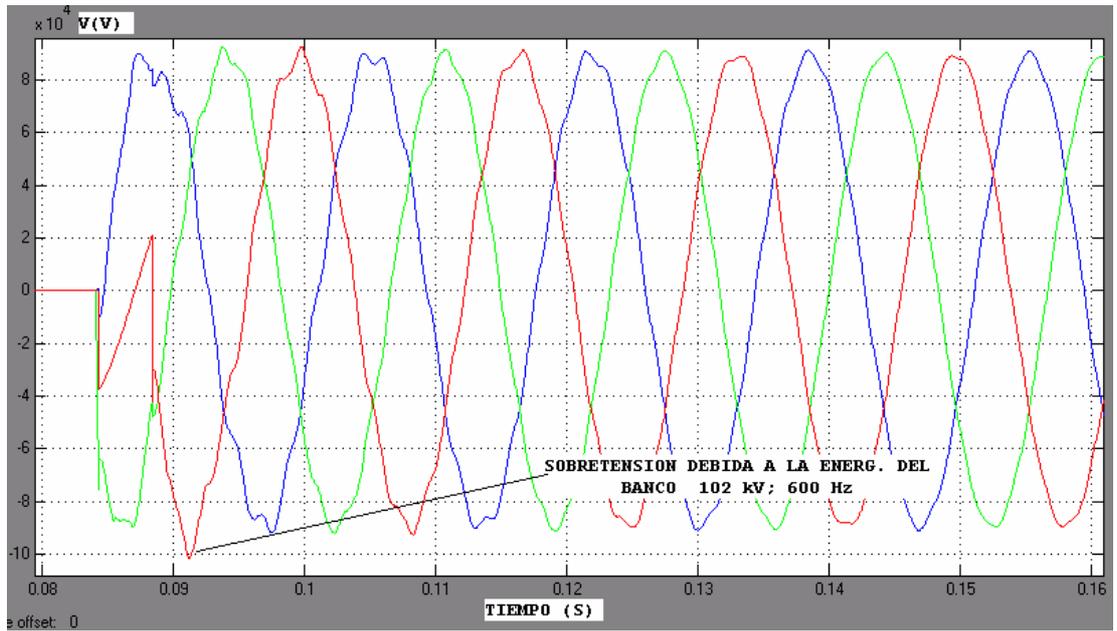
Gráfica #4.12: Forma de onda de la tensión en el primer banco de condensadores.

En el segundo banco se produce una sobrecorriente de energización, inrush tal como se muestra en la gráfica # 4.13, la cual llega a una magnitud pico de 1,3 kA a 750 Hz. En estado estable la corriente en el banco es de 230 A, 60 Hz y se estabiliza en aproximadamente en 2,3 segundos.



Gráfica #4.13: Forma de onda de la corriente en el segundo banco de condensadores, introducido después de producida la falla.

En la gráfica #4.14 se muestra la tensión en el segundo banco cuando este es energizado, se puede observar la sobretensión producida, la cual llega hasta 102 kV, con una frecuencia de oscilación de 600 Hz. La tensión llega a su estado estable en aproximadamente 92 ms.



Gráfica #4.14: Forma de onda de la tensión en el primer banco de condensadores al energizar el 2º banco de condensadores.

Ahora se presentará una tabla resumen con los datos obtenidos en la simulación.

Tabla # 4.21: Resultados de las mediciones con L/T Barbacoa- Jose fuera de servicio

		Tiempo (S)	Frecuencia (Hz)	Amplitud pico
Banco 1	Outrush 1 (falla L/T) (A)	-	550	359
	Outrush 2 (back-to-back) (kA)	2,27	777	1,25
	Edo. Estable (A)	-	60	210
	Tensión al fallar L/T (kV)	-	133	94,6
	Tensión al entrar el 2° banco (kV)	0,256	760	101,5
	Edo. Estable (kV)	-	60	93
Banco 2	Inrush (kA)	-	750	1,3
	Edo. Estable (kA)	2,58	60	0,23
	Tensión energización (kV)	-	600	102
	Edo. Estable (kV)	0,092	60	94
Barra	Tensión al fallar L/T (kV)	-	60	88,26
	Sobretensión (kV)	0,125	300	101,4
	Edo. Estable (kV)	-	60	90,03
	Corriente inicial (kA)	-	60	3
	Sobrecorriente por el 2° banco (kA)	0,289	400	3,64
	Edo. Estable (kA)	-	60	3,2

En resumen, en este caso, la corriente inrush en el segundo banco es bastante elevada si se compara con los estudios anteriores, sin embargo, no sobrepasa los niveles estimados por las normas, ni por las especificaciones de diseño de los interruptores a asociados al banco. La corriente outrush del primer banco también resultado elevada, pero también cumple con todas las especificaciones. Al revisar la corrientes outrush e inrush, (que tienen una magnitud de 1,3 kA), y se compara con la curva del anexo #3, esta corriente debe tener una duración menor a 0,1 segundos (porque el dieléctrico del aislamiento es “all- film”), efectivamente el pico de

corriente dura menos de este valor, aunque en las gráficas se observa que estas corrientes presentan un periodo transitorio mayor a los casos presentados anteriormente (2 segundos)

4.4.3.4. Análisis de resultados.

- ✚ En cuanto a las corrientes de energización (inrush) no superan al máximo permitido por las especificaciones de los interruptores, esto es debido al reactor en serie colocado al banco que reduce tales corrientes, por lo tanto, no hay problemas de energización de un banco.
- ✚ En cuanto a las corrientes outrush, tampoco superan los máximos valores permitidos por las normas y las especificaciones de los interruptores.
- ✚ Los transitorios producidos por la maniobra de bancos de condensadores son de muy corta duración en el caso de condiciones normales y salida de L/T San Gerónimo.
- ✚ Los transitorios producidos en el caso de falla en Barbacoa, tiene una duración de dos segundos, lo cual es prolongado comparado con los casos anteriores, esto podría explicarse con el efecto conocido como “carga atrapada”. Probablemente el interruptor funciona para la desconexión de la línea de transmisión, su corriente capacitiva esta pasando por cero cuando se interrumpe la corriente, en el mismo instante la tensión esta en su valor máximo, así la tensión inicial que se queda en la línea de transmisión es de la misma magnitud que la tensión máximo del sistema eléctrico. Este efecto de carga atrapada se presenta debido a que en el modelo simulado no se consideró la resistencia del reactor, porque en los planos del mismo esta información no se incluye. La presencia de esta resistencia amortiguaría el tiempo de estabilización de la corriente en el banco de condensadores.

✚ En cuanto a las frecuencias de oscilación producidas, todas están dentro del rango establecido para sobretensiones por maniobras de capacitores y/o líneas de transmisión de 60 Hz hasta 20 kHz [11], y dentro de lo permitido para operación de los interruptores [5].

CONCLUSIONES

- ✚ Respecto a las diferentes configuraciones de los bancos de condensadores estudiadas, se concluye que según las normas, fabricantes y los resultados de las simulaciones la más efectiva es la configuración sin fusibles. Esta configuración tiene como ventaja principal el bajo costo y al no existir fusibles el banco no posee protecciones asociadas para coordinar con las del sistema.
- ✚ La herramienta utilizada para el escenario de control del banco de condensadores es insuficiente para tomar como concluyentes los resultados mostrados en este trabajo, porque las impedancias de thevenin equivalentes del sistema interconectado utilizadas se refieren a una condición de flujo de potencia particular, por lo tanto, son una primera aproximación a los valores reales que se pueden presentar en la subestación.
- ✚ En el estudio transitorio y de control se observó que la peor contingencia de las planteadas en este trabajo (salida de las L/T que alimentan la subestación), es la salida de la L/T Barbacoa- Jose a 400 kV.
- ✚ Las magnitudes de las sobretensiones producidas por la energización del banco de condensadores, es menor al nivel de aislamiento del mismo contra sobretensiones de maniobras.
- ✚ En ningún caso las corrientes debidas a la energización de un banco de condensadores, corrientes inrush y/o outrush, sobrepasan las especificaciones de los interruptores de potencia ubicados tanto en la barra de la subestación como los usados para la protección principal del banco de condensadores.
- ✚ La salida de cualquiera de las líneas de transmisión, provocan una sobretensión muy leve en el banco de condensadores, 104%, por lo tanto, las maniobras de líneas

Conclusiones

de transmisión no afectan en forma grave a un banco de condensadores ya energizado.

RECOMENDACIONES

✚ Como resultado de las simulaciones y estudio realizado se recomienda:

1. La instalación de la tecnología de banco de condensadores en configuración sin fusibles, esquema estrella doble, con neutro flotante y un relé para protección de desbalance.
2. Para optimizar el uso de los cambiadores de tomas de los autotransformadores debe dejarse siempre conectado un banco de compensación de 100 MVar.
3. Dado que no se esperaba que la peor contingencia fuera la salida de L/T Barbacoa- Jose, se recomienda agregar al modelo de simulación para el estudio de control y transitorio aquí planteado, la subestación Barbacoa a 400 kV, con sus cargas y modelar la L/T El Tigre –Barbacoa a 400 kV.
4. Realizar un estudio de control del banco de condensadores con una herramienta de simulación que considere cambios en el flujo de potencia del sistema interconectado.
5. Considerar en el estudio de protección y control (primer escenario planteado en este trabajo) el efecto de la eventual asimetría de la carga sobre el banco de condensadores.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

NORMAS:

- [1] IEEE, Std 18-2002: “IEEE Standard for Shunt Power Capacitors”.
- [2] IEEE, Std 100: “Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms”.
- [3] IEEE, Std 1036-1992: “IEEE Guide for Application of Shunt Power Capacitors”.
- [4] IEEE, Std C37-99-2000: “IEEE Guide for the Protection of Shunt Capacitors Banks”.
- [5] ANSI- NEMA, C37.06- 2000: “AC High- Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis”.
- [6] ANSI- NEMA, C37-012-1979: “IEEE Application Guide for Capacitance Current Switching for AC High- Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis”.
- [7] IEC, 871-3: “Shunt Capacitors for A.C Power Systems Having a Rated Voltage Above 1000V, Part 3: Protection Of Shunt Capacitors And Shunt Capacitors Banks”.
- [8] ANSI/ NEMA, Std CP1-2000: “Shunt Capacitors”.
- [9] Synchronous Switching To Lower Transients, ABB, March 1991.

Referencias Bibliográficas

[10] Pereira Marco Polo, Furnas Centrais Eléctricas S.A, “Transitorios en Bancos de Capacitores”, Fenómenos Transitorios en Sistemas Eléctricos de Potencia, Capítulo 6-Parte II, 20 al 23 de Octubre 1998, Viña del Mar Chile.

[11] Pereira Marco Polo, Furnas Centrais Eléctricas S.A, “Introducción a la simulación de Fenómenos Transitorios”, Fenómenos Transitorios en Sistemas Eléctricos de Potencia, Capítulo 1-Anexo I, 20 al 23 de Octubre 1998, Viña del Mar Chile.

BIBLIOGRAFÍAS.

Libros:

T.J.E Millar, *Reactive Power Control in Electric Systems*, Wiley- Interscience Publication, 1982.

Anderson y Farmer, *Series Compensation of Power System*, Ed. PBLSH!, 1991.

British Electricity International, *Modern Power Station Practice Electrical Systems and Equipment*, Vol K, página 281.

Siebert Luis, *Transmisión en Alta Tensión*, 1998.

Gil B. Rafael V, *Estudios en Sistemas de Potencia*”, Trabajo de ascenso presentado ante la ilustre Universidad Central de Venezuela, diciembre de 2000.

A. Greenwood, *Electrical Transients in Power Systems*, John Wiley, NY, 1991.

EPRI, *Transmission Line Reference Book 345 kV and above*, página 90, 1991.

PUBLICACIONES:

Villa R. Alessandro, C.V.G EDELCA, “Simulación y comparación de las pruebas de energización de los bancos de condensadores de 160 MVAR de la subestación Guayana B a 115 kV de EDELCA”, VI Encontro Regional Latino- Americano Da CIGRÉ, mayo 28 al 1° de junio de 1995, Foz de Iguacu- Paraná, Brasil.

Fernandez Paulo C., Esmeraldo Paulo C., Amon F. Jorge y Ribeiro Cesar, “Use of Controlled Switching Systems In Power System To Mitigate Switching Transients- Brazilian Experience, Décimo Encuentro Regional Latinoamericano de la CIGRÉ, 18 al 22 de mayo de 2003.

Short Tom, “Revisiting Capacitor Fusing”, EPRI PEAC, presentado en la Southeastern Electric Exchange Working Group on Power Quality and Reliability, Dallas, TX, Septiembre 2003.

Imai Shinichi, Tokyo Electric power, “TEPCO observations on August 14 blackout and recommendations to prevent future blackouts based on TEPCO’s experience”, IEEE/PES 2004 General meeting, Denver, 8 de Junio de 2004.

Horton Randy, Warren Ted, Fender Karl, Harry Steven y Gross Charles A, “IEEE Transactions on power delivery”, Vol. 17, número 3, July 2002.

Bibliografía

Power Technologies, Inc, PSS/E 25, Program Application Guide, Vol I, December 1997.

COOPER Power Systems, “Power Capacitors”, Vol 230- 10 al 12 y Vol 230- 30 y 31, Enero 2002.

ABB Power Technology Products AB, “Report, Fusing Technology for Power Capacitors”, 1999/11/04.

ABB Power Technology Products AB, “Report, Higher Reliability whit Large Capacitor Units”, mayo de 2004.

G E Transmission Systems, Guide Form Specification, G E Power Capacitor, 1997.

INTERNET:

“High Voltage Capacitors Banks”, www.nokian-capacitors.fi, revisada Mayo 2004.

“Power Quality”, www.hydroquebec.com/distribución, revisada Mayo 2004.

GLOSARIO

Todos los términos están definidos según el diccionario IEEE Std 100 [2].

1. **Back to back:** La interrupción de un banco de condensadores que esta conectado en paralelo con uno o más bancos de condensadores.
2. **Banco de condensadores:** Un ensamblaje de capacitores en una sola estructura y con todos sus accesorios asociados, tales como, fusibles, equipos de protección, interruptores, control, etc., requeridos para una completa operación. Esto puede ser una colección de componentes ensamblados en sitio para la operación o puede incluir una o más pieza (s) ensambladas en fábrica.
3. **BIL:** Nivel de aislamiento básico.
4. **Bushing:** son los terminales aisladores de la unidad capacitiva que se utilizan para atravesar el tanque o la tapa de la unidad.
5. **Capacitor:** Un elemento con un circuito que consiste de dos conductores, cada uno con una superficie expuesta al lado del otro, pero separados por una lámina de material aislante llamado dieléctrico.
6. **Compensación:** Una acción suplementaria que intenta mejorar el rendimiento con respecto a algunas características específicas. La compensación es frecuentemente realizada serie, paralela, realimentación, etc., para indicar la posición relativa del elemento compensador. Si se inserta una impedancia en una rama de la red, el aumento de corriente producido en cualquier rama de la red, es igual a la corriente que será producida en el punto donde se desea compensar la tensión.

- 7. Corrientes Inrush:** El transitorio de la corriente de carga que fluye dentro de un capacitor cuando un banco de condensadores es inicialmente conectado a una fuente de un sistema de energía (energizado).

- 8. Corrientes Outrush:** Corrientes de descarga de uno o más capacitores, de alta frecuencia, y alta magnitud, dentro de un corto circuito, tal como, la falla de una unidad capacitiva conectada en paralelo con la unidad descargada, o en el cierre de un interruptor durante una falla.

- 9. Elementos capacitivos:** construidas con hojas de Al como electrodos y capas de plástico polipropileno como dieléctrico. Es la “célula” del banco.

- 10. Energía Reactiva:** El producto de la tensión, la corriente, y el seno del ángulo entre ellos. En redes pasivas, la energía reactiva representa el intercambio alterno de la energía almacenada (inductiva o capacitiva) entre dos áreas.

- 11. Fusible individual de un capacitor:** Un fusible aplicado para desconectar un capacitor fallado del banco de condensadores.

- 12. Unidad capacitiva:** Un ensamblaje de uno o más elementos capacitivos sencillos en un solo container (caja) que se conectan en serie o paralelo, con uno o más terminales aislados externos.

- 13. VAr:** La unidad de energía reactiva en el Sistema Internacional (MKS).

ANEXO 1

Esquemas de protección para bancos de condensadores según la condición de falla presentada (tabla tomada de la norma IEEE Std C37.99- 2000 [4])

Protección del Banco Shunt

Condición	Tipo de protección	Comentario
Falla de un elemento capacitivo	Fusibles externos o internos para bancos con fusibles externos; fusión por calentamiento, para bancos sin fusibles	Los fusibles deben ser de acción rápida para coordinarlos con los relés de desbalance, pero no deben operar durante fallas externas o interrupción
Falla de elementos capacitivos con el casco, fallas del bushing, fallas de conexión en la unidad capacitiva.	Fusibles para capacitores con fusibles externos, protección de desbalance para bancos con fusibles internos o bancos sin fusibles.	Para bancos con fusibles externos, los fusibles deben ser de acción rápida para coordinación con los relés de desbalance, pero no deben operar durante una interrupción o fallas externas. Para bancos con fusibles internos o sin fusibles, la protección de desbalance deberá ser rápida para evitar la ruptura del casco, pero no debe operar durante interrupciones o fallas externas
Otras fallas en bancos de condensadores (formación de arcos dentro de la unidad)	Protección de desbalance. El relé debe tener un filtro pasa banda para seguridad de la corriente y tensión fundamental	La protección de desbalance debe ser rápida para minimizar los daños a otras unidades durante una falla mayor.
Sobretensiones continuas sobre unidades o elementos capacitivos, debidas a fallas de elementos u operaciones de fusibles dentro del banco.	Protección de desbalance. El relé debe tener un filtro pasa banda para seguridad de la corriente y la tensión fundamental.	El banco debe disparar para tensiones por encima del 110% de la tensión nominal o según lo recomendado por el fabricante en las unidades sanas. Una alarma puede ser añadida para desbalances del 5% o una unidad fuera de operación. (en algunas aplicaciones críticas sobre 110% del tensión nominal, se usa disparo retardado)
Descargas disruptivas sobre el estante del banco en dos grupos series en una fase de un banco en conexión estrella	Relé de sobrecorriente o secuencia negativa; la corriente de desbalance para bancos de condensadores estrella- estrella.	Se requiere una operación rápida para minimizar los daños.

ANEXO 2

Valores nominales sugeridos de la maniobra de corriente capacitiva en interruptores con tensión nominal superior a 123 kV según norma ANSI C37.06

[5]

Table 3A – Preferred capacitance current switching ratings for outdoor circuit breakers rated 123 kV and above, including circuit breakers applied in gas insulated substations

Line No.	Rated Maximum Voltage kV, rms	Rated Continuous Current Amperes, rms	Rated Short-Circuit Current kA, rms	General-Purpose Circuit Breaker		Definite-Purpose Circuit Breaker (2)(4)				
				(1) (2)		Isolated		Back-to-Back		
				Rated Overhead Line Current Amperes, rms	Rated Isolated Current Amperes, rms	Rated Capacitor Bank Current Amperes, rms	Rated Overhead Line Current Amperes, rms	Rated Capacitor Bank Current Amperes, rms	Rated Inrush Current (3)(5)	
				Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	Col 10
1	123	1200, 2000	31.5	50	50	315	160	315	16	4250
2	123	1600, 2000, 3000	40	50	50	315	160	315	16	4250
3	123	2000, 3000	63	50	50	315	160	315	16	4250
4	145	1200, 2000	31.5	80	80	315	160	315	16	4250
5	145	1600, 2000, 3000	40	80	80	315	160	315	16	4250
6	145	2000, 3000	63	80	80	315	160	315	16	4250
7	145	2000, 3000	80	80	80	315	160	315	16	4250
8	170	1600, 2000	31.5	100	100	400	160	400	20	4250
9	170	2000, 3000	40	100	100	400	160	400	20	4250
10	170	2000, 3000	50	100	100	400	160	400	20	4250
11	170	2000, 3000	63	100	100	400	160	400	20	4250
12	245	1600, 2000, 3000	31.5	160	160	400	200	400	20	4250
13	245	2000, 3000	40	160	160	400	200	400	20	4250
14	245	2000, 3000	50	160	160	400	200	400	20	4250
15	245	2000, 3000	63	160	160	400	200	400	20	4250
16	362	2000, 3000	40	250	250	500	315	500	25	4250
17	362	2000, 3000	63	250	250	500	315	500	25	4250
18	550	2000, 3000	40	400	400	500	500	500	25	4250
19	550	3000, 4000	63	400	400	500	500	500	25	4250
20	800	2000, 3000	40	900	500	500	900	--	--	--
21	800	3000, 4000	63	900	500	500	900	--	--	--

See page 9 for notes.

TABLA 5

Valores sugeridos de la corriente de maniobra capacitiva nominal en interruptores según norma IEC 62271-100 [2]

62271-100 © IEC:2001

- 97 -

Table 5 – Preferred values of rated capacitive switching currents

Rated voltage	Line	Cable	Single capacitor bank	Back-to-back capacitor bank		
	Rated line-charging breaking current	Rated cable-charging breaking current	Rated single capacitor bank breaking current	Rated back-to-back capacitor bank breaking current	Rated back-to-back capacitor bank inrush making current	Frequency of the inrush current
U_r kV, r.m.s.	I_l A, r.m.s.	I_c A, r.m.s.	I_{sb} A, r.m.s.	I_{bb} A, r.m.s.	I_{bi} kA, peak	f_{bi} Hz
3,6	10	10	400	400	20	4 250
4,76	10	10	400	400	20	4 250
7,2	10	10	400	400	20	4 250
8,25	10	10	400	400	20	4 250
12	10	25	400	400	20	4 250
15	10	25	400	400	20	4 250
17,5	10	31,5	400	400	20	4 250
24	10	31,5	400	400	20	4 250
25,5	10	31,5	400	400	20	4 250
36	10	50	400	400	20	4 250
38	10	50	400	400	20	4 250
48,3	10	60	400	400	20	4 250
52	10	60	400	400	20	4 250
72,5	10	125	400	400	20	4 250
100	20	125	400	400	20	4 250
123	31,5 ✓	140	400	400	20	4 250
145	50	160	400	400	20	4 250
170	63	160	400	400	20	4 250
245	125 ✓	250	400	400	20	4 250
300	200	315	400	400	20	4 250
362	315	355	400	400	20	4 250
420	400 ✓	400	400	400	20	4 250
550	500	500	400	400	20	4 250
800	900 ✓					

NOTE 1 The values given in this table are chosen for standardization purposes.

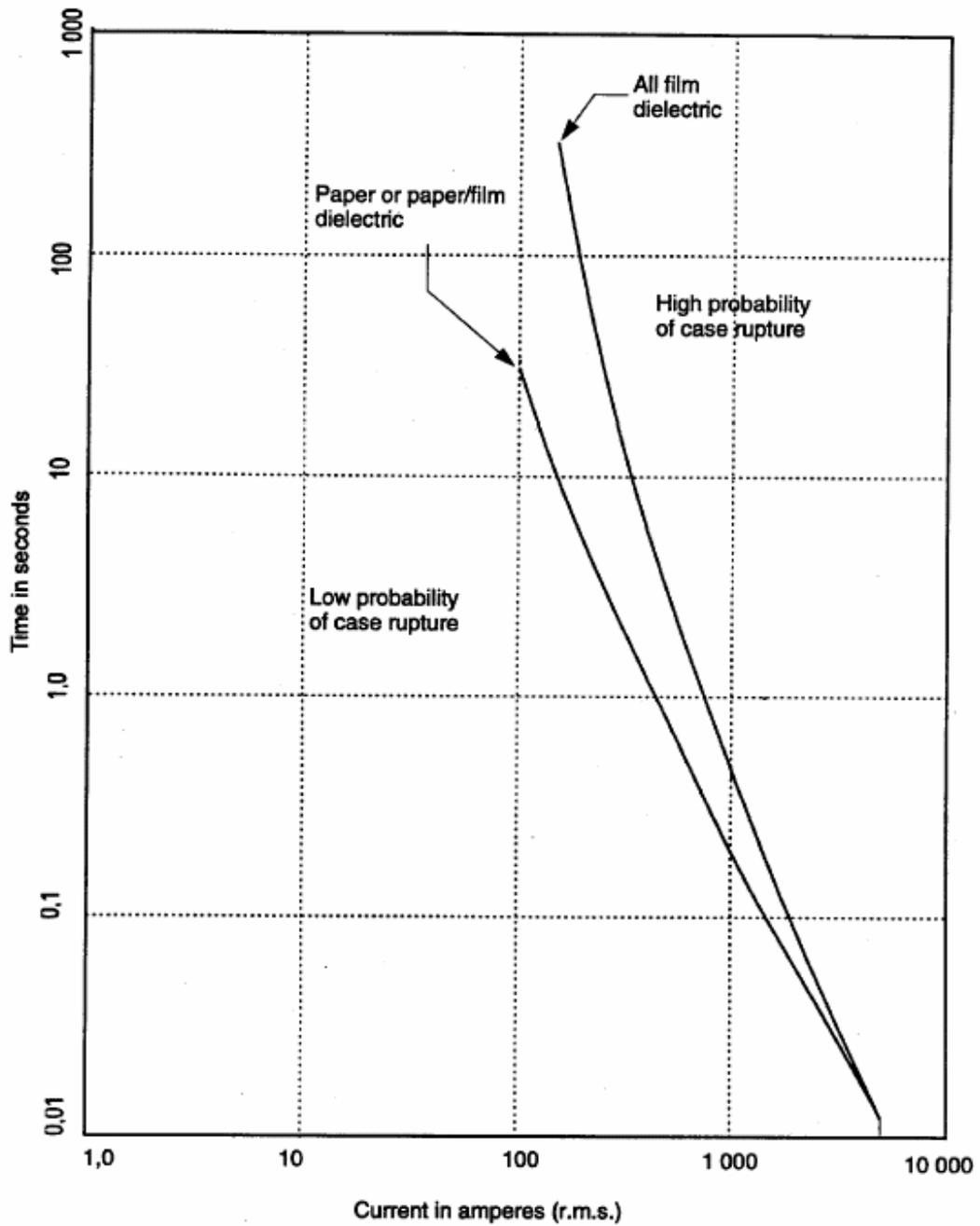
NOTE 2 For actual cases, the inrush currents can be calculated based on annex H.

NOTE 3 If back-to-back capacitor switching tests are performed, single capacitor bank switching tests are not required.

NOTE 4 The peak of the inrush current and the inrush current frequency may be higher or lower than the preferred values stated in table 5 depending on system conditions, for example whether or not current limiting reactors are used.

ANEXO 3

Curva típica en caso de ruptura del dieléctrico del aislante para aproximadamente 30.000 cm³ de volumen [7]



ANEXO 4

Nueva tecnología desarrollada por ABB para bancos de condensadores shunt sin fusibles. (Tomado de la página web: www.abb.com)

Actualmente ABB esta introduciendo al mercado una nueva tecnología de condensadores sin fusibles llamada “DryQ”, para tensiones entre 40 – 170 kV, que puede ser mas seguro y menos costoso que las unidades antes producidas.

El DryQ ahorra espacio y protege el ambiente, siendo encapsulados en una forma, son muchos más compactos que antes, esta nueva tecnología también reemplaza el gas por silicón ligado, el cual elimina el riesgo de dañar el ambiente, cumpliendo con las normas IEC. El DryQ explota las ventajas del polímero, el silicón vertido es moldeado como aislamiento externo, las conexiones son hechas en ambos extremos del condensador, lo cual significa que no se requieren bushing especiales para aislamiento. El DryQ es pequeño y más ligero que los condensadores convencionales, por lo tanto, de fácil manejo, tanto en el transporte como en la instalación.

Un capacitor DryQ se fundamenta en la conexión de bloques de condensadores conectados, cada bloque consiste de electrodos en forma de película de polímero metalizado, son únicos con propiedades de auto- corrección. Si ocurre una ruptura en el dieléctrico del capacitor, la superficie metálica vaporiza alrededor de la falla, asilándola efectivamente, porque la vaporización de la superficie es de tamaño microscópico, de modo que no ocurren cambios medibles en la función y capacidad del condensador. Gracias a sus propiedades de auto- corrección, no necesita fusibles y la capacitancia no se reduce por acciones de fusibles. En la fase final de la producción, el aire y cualquier humedad es eliminada del condensador con un cuidadoso proceso de calentamiento y vaciado. La cubierta se llena y se sella con silicón ligado, la producción es certificada de acuerdo con la norma ISO 9001.

Los DryQ son usados y protegen de igual forma que los condensadores convencionales, las conexiones mas comunes son también la doble estrella (con el neutro aislado) y la conexión H (recomendado para usar conexiones directas a tierra o impedancias de puesta a tierra para el banco).

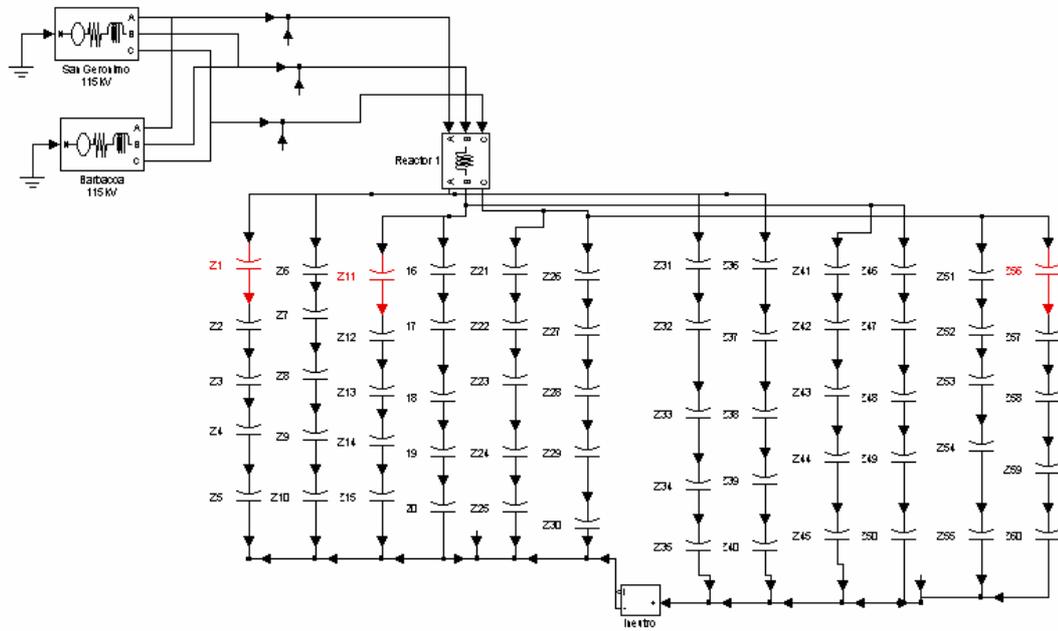
ANEXO 5

Circuitos modelados en Simulink de Matlab.

1) Caso banco de condensadores con fusibles externos.



2) Caso banco de condensadores sin fusibles



ANEXO 6

Modelos utilizados para las simulaciones.

1) Fuentes a 400 kV.

Block Parameters: BARBACOA

3-Phase Source (mask) (link)
This block implements a three-phase source in series with a serie RL branch.

Parameters

Phase-to-phase rms voltage (V):
390.21e3

Phase angle of phase A (degrees):
-26,80

Frequency (Hz) :
60

Internal connection: Yn

Specify impedance using short-circuit level

Source resistance (Ohms):
0.97964

Source inductance (H) :
35.555e-3

OK Cancel Help Apply

Block Parameters: SAN GERONIMO

3-Phase Source (mask) (link)
This block implements a three-phase source in series with a serie RL branch.

Parameters

Phase-to-phase rms voltage (V):
407.72e3

Phase angle of phase A (degrees):
-23,93

Frequency (Hz) :
60

Internal connection: Yn

Specify impedance using short-circuit level

Source resistance (Ohms):
5.18712

Source inductance (H) :
171.757e-3

OK Cancel Help Apply

2) Fuentes a 115 kV.

Block Parameters: San Geronimo [X]

3-Phase Source (mask) (link)
This block implements a three-phase source in series with a serie RL branch.

Parameters

Phase-to-phase rms voltage (V):
117,22e3

Phase angle of phase A (degrees):
-23,93

Frequency (Hz) :
60

Internal connection: Yn

Specify impedance using short-circuit level

Source resistance (Ohms):
0.4286

Source inductance (H) :
30.615e-3

OK Cancel Help Apply

Block Parameters: Barbacoa [X]

3-Phase Source (mask) (link)
This block implements a three-phase source in series with a serie RL branch.

Parameters

Phase-to-phase rms voltage (V):
112,19e3

Phase angle of phase A (degrees):
-26,80

Frequency (Hz) :
60

Internal connection: Yn

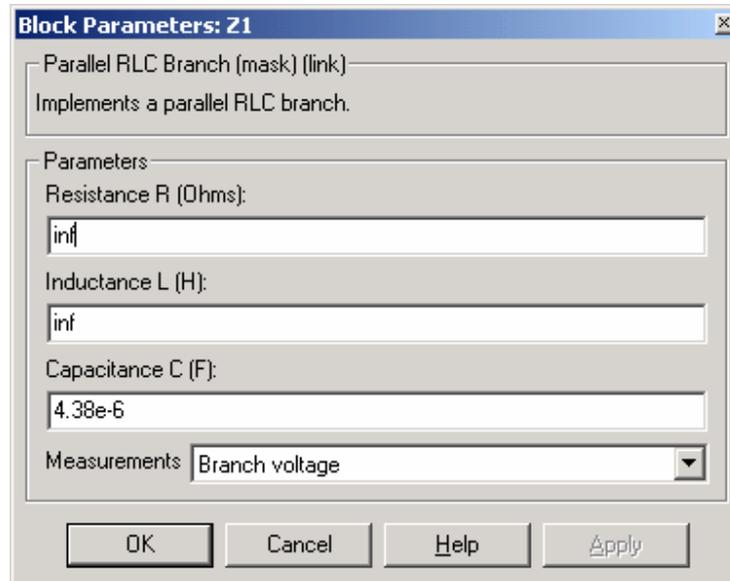
Specify impedance using short-circuit level

Source resistance (Ohms):
0.07145

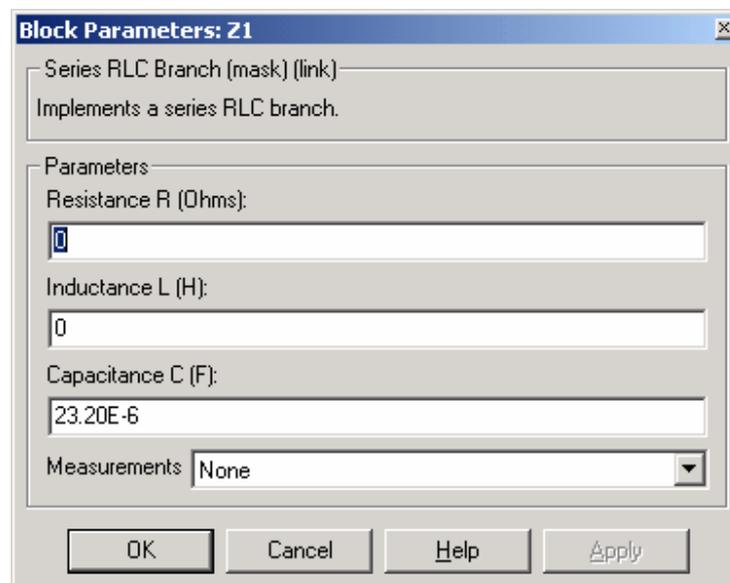
Source inductance (H) :
15.293e-3

OK Cancel Help Apply

3) Modulo del capacitor para el banco con fusibles externos.



4) Modulo del capacitor para el banco sin fusibles.



5) Modulo de las líneas de transmisión a 400 kV, parámetros distribuidos, transpuestas.

Block Parameters: Linea San Ger 165 Km

Distributed Parameters Line (mask) (link)

Implements a N-phases distributed parameter line model. The R,L, and C line parameters are specified by [N×N] matrices.

To model a two-, three-, or a six-phase symmetrical line you can either specify complete [N×N] matrices or simply enter sequence parameters vectors: the positive and zero sequence parameters for a two-phase or three-phase transposed line, plus the mutual zero-sequence for a six-phase transposed line (2 coupled 3-phase lines).

Parameters

Number of phases N
3

Frequency used for R L C specification (Hz)
60

Resistance per unit length (Ohms/km) [N*N matrix] or [R1 R0 R0m]
[0.0305 0.3251]

Inductance per unit length (H/km) [N*N matrix] or [L1 L0 L0m]
[1.01175e-3 2.7427e-3]

Capacitance per unit length (F/km) [N*N matrix] or [C1 C0 C0m]
[11.5387e-9 7.93122e-9]

Line length (km)
165

Measurements: None

OK Cancel Help Apply

Block Parameters: Linea Barbacoa 35 Km ✕

Distributed Parameters Line (mask) (link)

Implements a N-phases distributed parameter line model. The R,L, and C line parameters are specified by [N×N] matrices.

To model a two-, three-, or a six-phase symmetrical line you can either specify complete [N×N] matrices or simply enter sequence parameters vectors: the positive and zero sequence parameters for a two-phase or three-phase transposed line, plus the mutual zero-sequence for a six-phase transposed line (2 coupled 3-phase lines).

Parameters

Number of phases N

Frequency used for R L C specification (Hz)

Resistance per unit length (Ohms/km) [N*N matrix] or [R1 R0 R0m]

Inductance per unit length (H/km) [N*N matrix] or [L1 L0 L0m]

Capacitance per unit length (F/km) [N*N matrix] or [C1 C0 C0m]

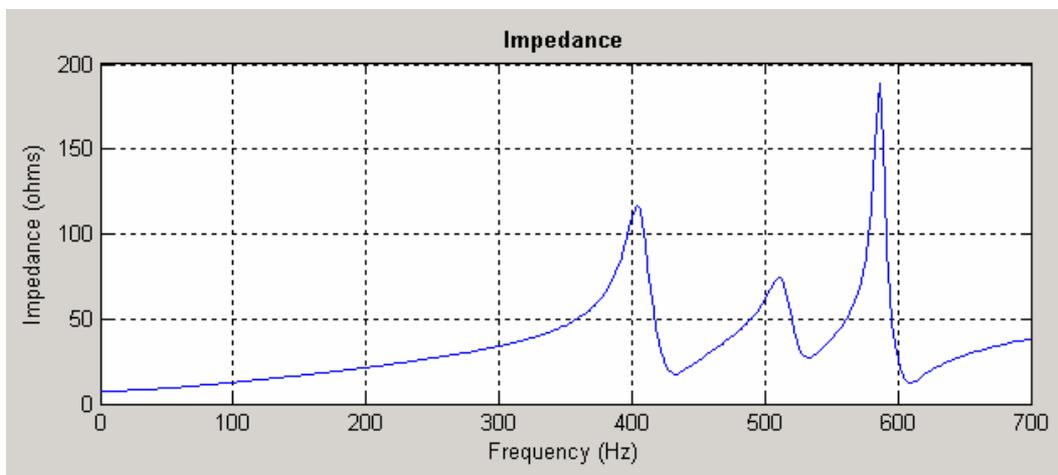
Line length (km)

Measurements ▼

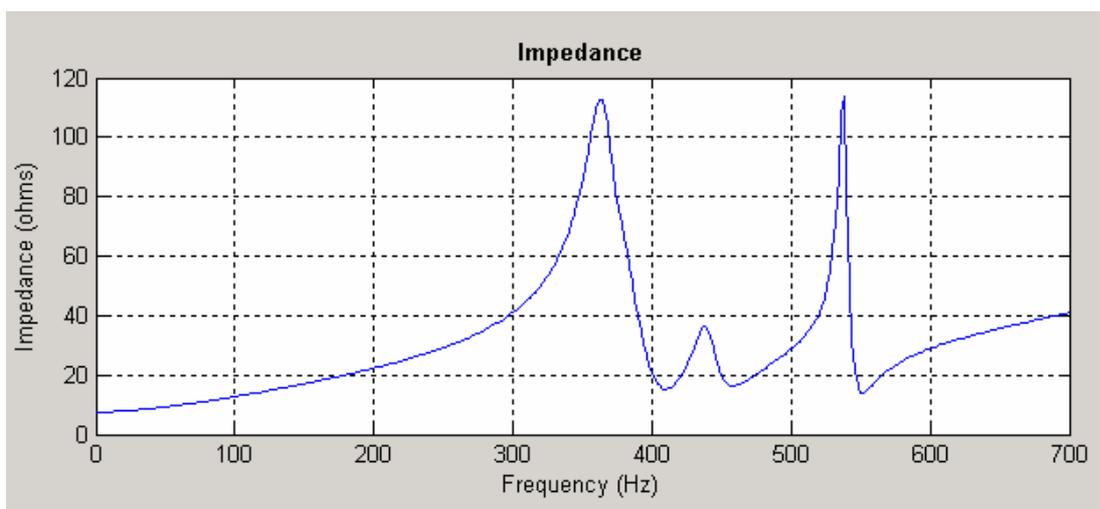
ANEXO 7

Resultado del barrido de frecuencia.

- Impedancia vs. Frecuencia, medida en la barra en régimen permanente, con un banco conectado a la barra.



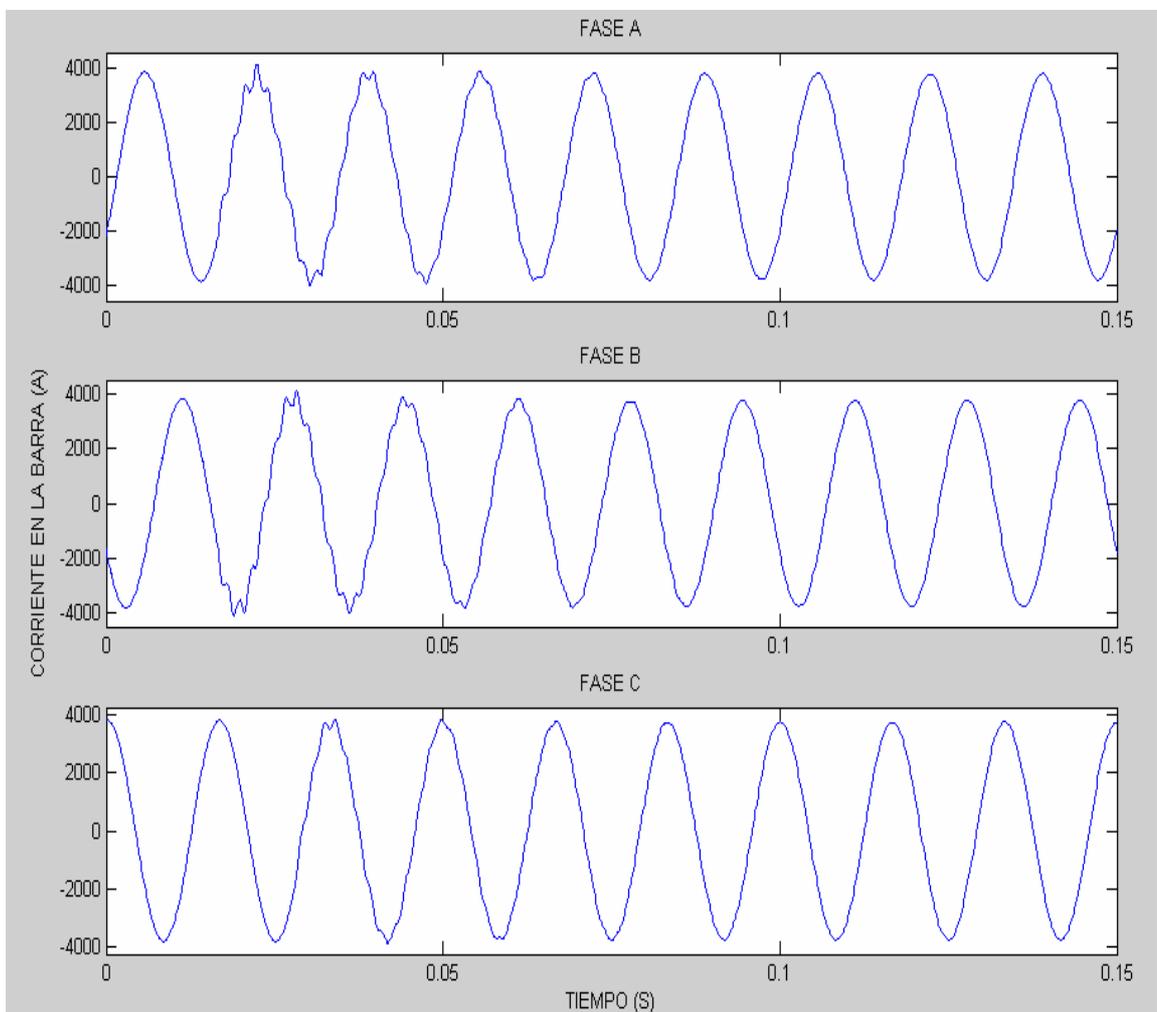
- Impedancia vs. Frecuencia, medida en la barra en régimen permanente, con un banco conectado a la barra.



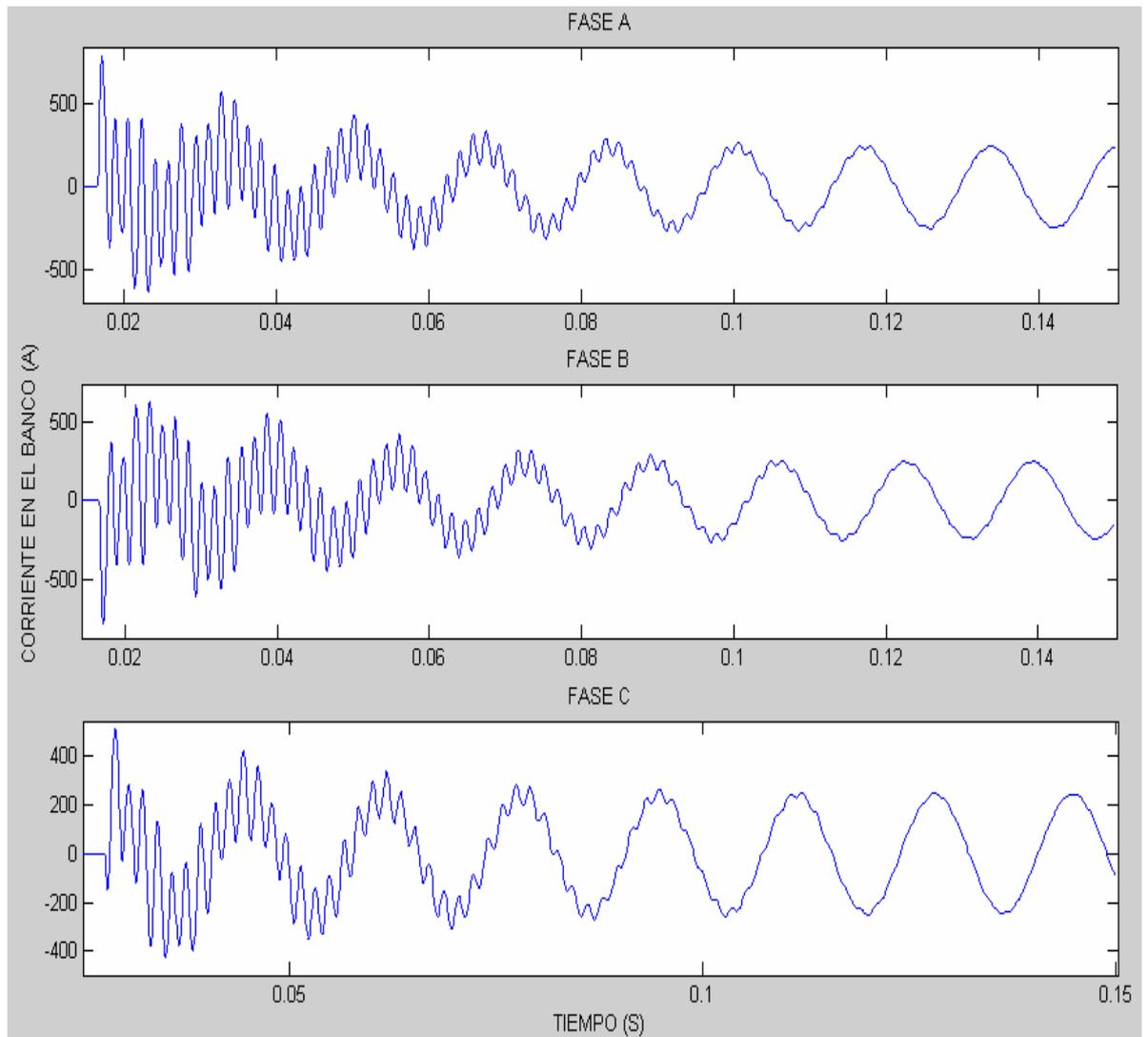
ANEXO 8

Forma de onda de la corriente en el banco de condensadores y en la barra a 115 kV para los casos simulados en el estudio transitorio.

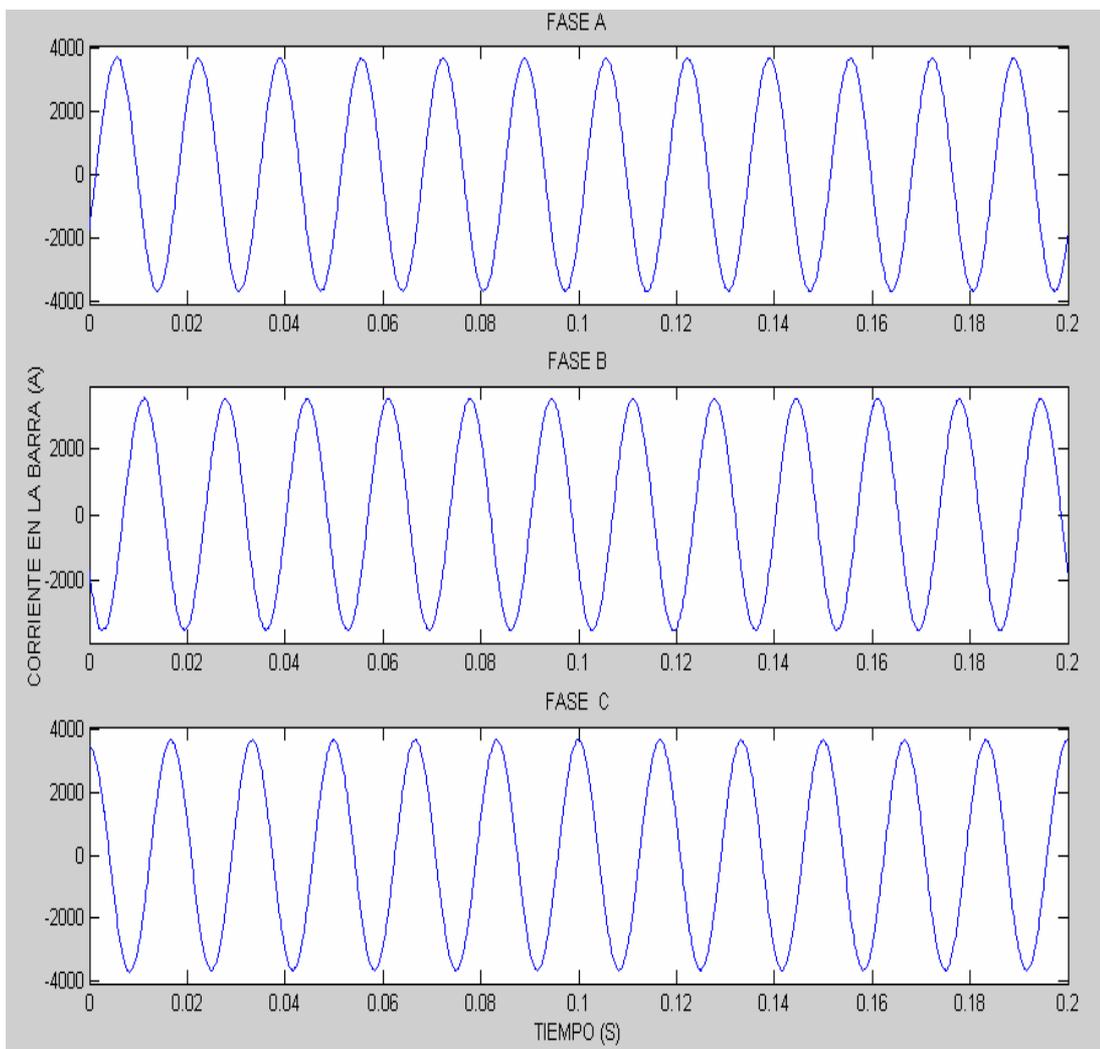
1) Corriente en las tres fases de la barra a 115 kV, en condiciones normales de operación.



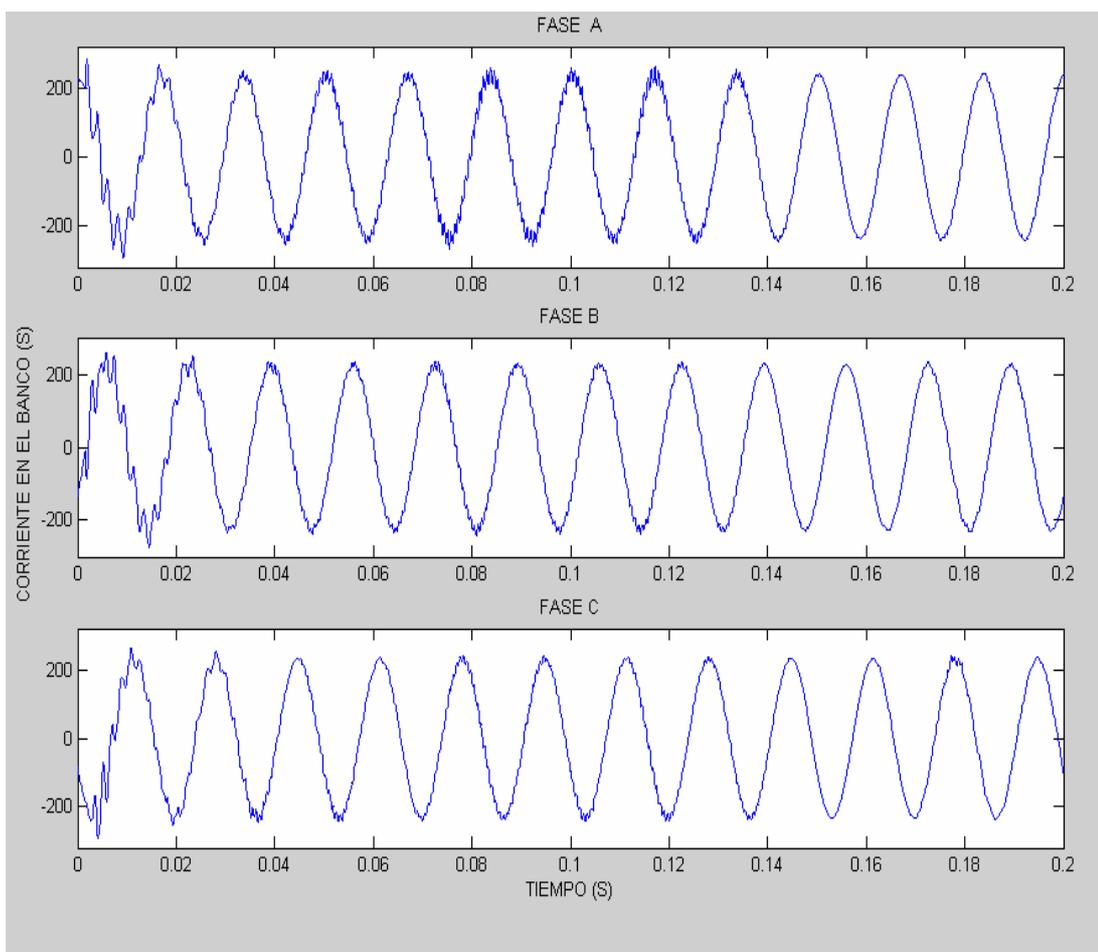
2) Corriente en las tres fases del primer banco de condensadores energizado en condiciones normales de operación.



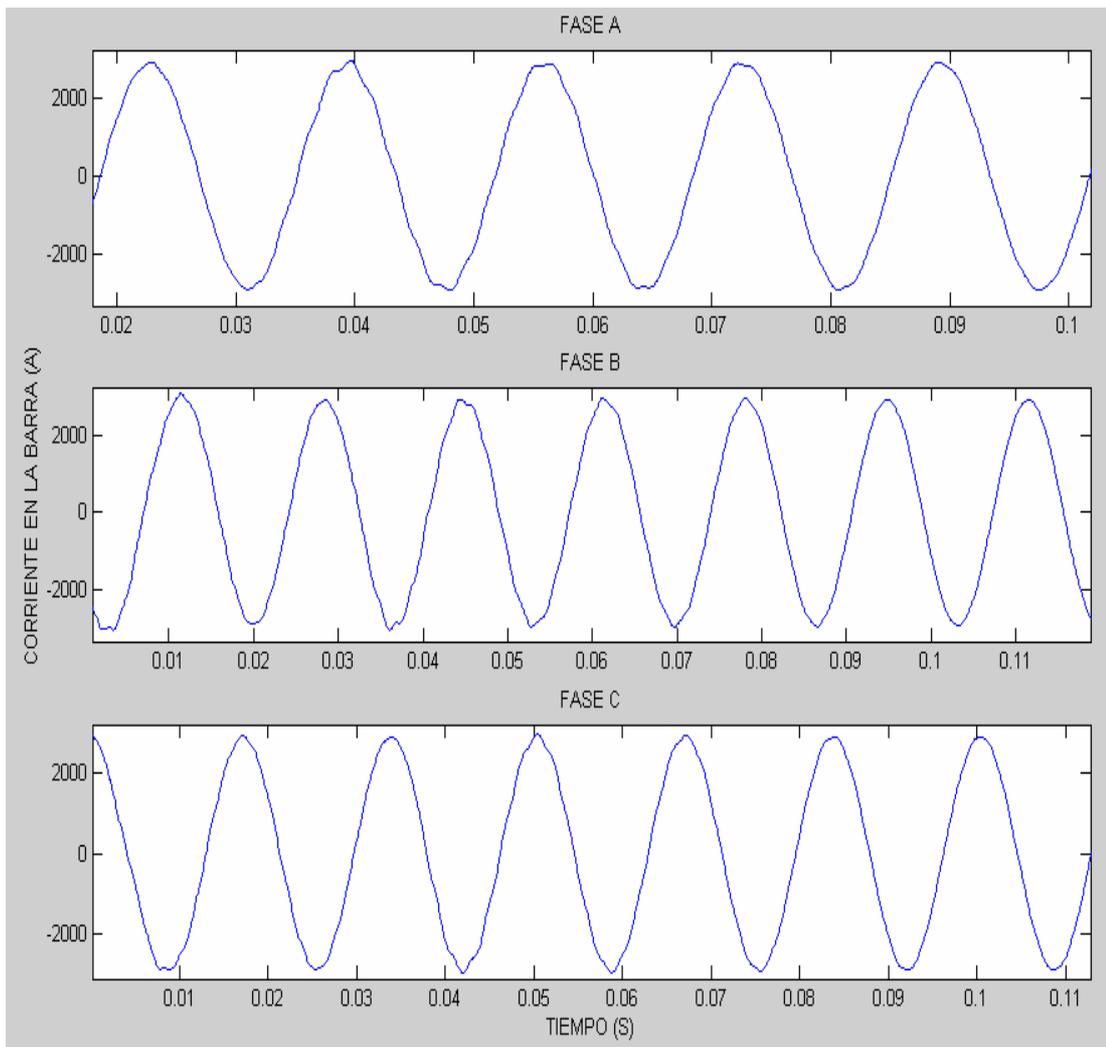
3) Corriente en las tres fases de la barra a 115 kV, cuando sale de operación la L/T San Geronimo- Jose.



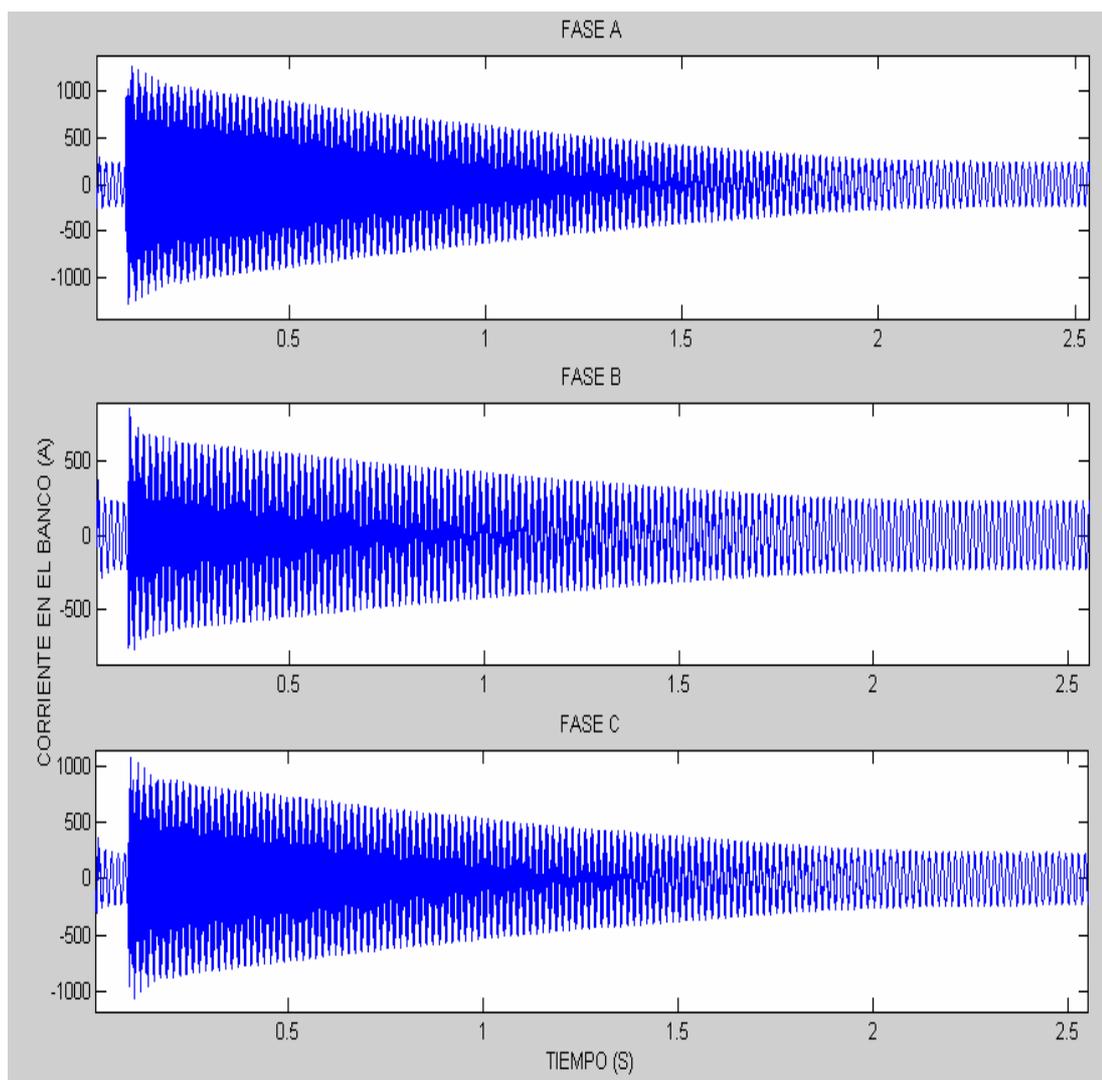
4) Corriente en las tres fases del primer banco de condensadores ya energizado, cuando falla la L/T San Geronimo- Jose.



5) Corriente en las tres fases de la barra a 115 kV, cuando sale de operación la L/T Barbacoa - Jose.



6) Corriente en las tres fases del primer banco de condensadores ya energizado, cuando falla la L/T Barbacoa- Jose.



7) Corriente en las tres fases del segundo banco de condensadores energizado, cuando falla la L/T Barbacoa- Jose.

