



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“APLICACIÓN DE RECIERRE MONOPOLAR EN UNA LÍNEA
DE INTERCONEXIÓN DE 230 kV
ENTRE DOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
CENTRO AMÉRICA”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**INGENIERA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO**

P R E S E N T A N:

**LÓPEZ FRAGOSO ALEJANDRA
VALENCIA RAMÍREZ LUIS MARCELINO**

**DIRECTOR DE TESIS:
ING. ARMANDO GRANDE GONZÁLEZ**

CIUDAD UNIVERSITARIA, A 5 DE NOVIEMBRE DE 2014



AGRADECIMIENTOS

Doy gracias a Dios por haberme dado la sabiduría, fortaleza y entendimiento para poder llegar al final de mi carrera y no permitir que me rindiera en los momentos difíciles.

Teniendo como resultado este trabajo que está dedicado con mucho cariño y agradecimiento a todos mis seres queridos que me apoyaron en esta travesía:

A mis Padres, que siempre me enseñaron que para conseguir todo lo que se desea hay que trabajar duro para lograrlo, apoyándome en cada momento y guiarme a lo largo de toda mi vida.... Gracias por lo que hicieron por mi espero poder regresar poco de lo mucho que me dieron!!

A mis Hermanos que desde que estaba pequeña me apoyaron en todo momento para que cumpliera con mis obligaciones....Gracias por todos los detalles que tuvieron conmigo!!

A mi Esposo por llegar a mi vida en el preciso momento para enseñarme la nobleza del amor y ser el motor que me impulso a realizar este trabajo de tesis apoyándome en cada momento y no dejarme sola ni un solo minuto...Gracias Amor porque sin ti no lo habría concretado.

A mis sobrinos, que con sus risas y travesuras me dieron momentos inolvidables!!

A mi cuñado, que siempre se preocupó porque regresará con bien a casa y por obsequiarme una herramienta necesaria para continuar con mis estudios!!!

A mi tío José López que me motivaba para seguir adelante aunque ya no esté con nosotros sabrá que logre llegar a la meta... Gracias tío por todos sus consejos que me alentaron a no rendirme nunca, siempre estará en mi corazón!!

Y extendo este agradecimiento a nuestro director de tesis el Ing. Armando Grande González, por todo el apoyo y comprensión que nos brindó a lo largo de la realización de este trabajo, sin usted no lo hubiéramos logrado.... Gracias por ser una excelente persona que nos ayudó a cumplir con esta meta!!

Finalmente agradezco a la UNAM y a la Facultad de Ingeniería que me proporcionó las herramientas necesarias para poder realizarme como profesionista...Gracias por darme la oportunidad de pertenecer a esta gran institución!!

Alejandra López Fragoso

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo está dedicado en especial a mis padres que siempre me han apoyado para seguir adelante, por la confianza que siempre han tenido en mí y por estar conmigo apoyándome en las buenas y en las malas.

A mis hermanos y a mis sobrinos por todos los gratos momentos que he vivido con ellos.

A mis amigos por todos los momentos que pasamos juntos y por brindarme su ayuda durante esta etapa de mi vida.

A los profesores que además de su conocimiento, experiencia, tiempo y dedicación, me inculcaron el querer ser mejor cada día.

Quiero extender mi agradecimiento al Ing. Armando Grande González por todo el apoyo y comprensión que nos brindó durante la realización de este trabajo.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por haberme brindado la oportunidad de pertenecer a esta gran institución, en especial a la Facultad de Ingeniería por haberme formado como persona y por todo lo que me dio durante mi estancia en ella.

Luis Marcelino Valencia Ramírez

ÍNDICE

PRÓLOGO	XI
INTRODUCCIÓN.....	XII
OBJETIVOS.....	XXI
ALCANCE DEL TRABAJO.....	XXI
METODOLOGÍA APLICADA.....	XXII
CAPÍTULO 1 EL RECIERRE MONOPOLAR	
1.1 Introducción.....	1
1.2 Corriente de arco secundario.....	2
1.3 Neutralización del acoplamiento capacitivo	4
1.4 Efectos capacitivos de la línea.....	5
1.5 Redes de secuencia con un conductor abierto	6
1.6 Conclusiones.....	9
CAPÍTULO 2 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO CONSIDERADO	
2.1 Introducción	10
2.2 Características de la red de transmisión de interconexión	14
2.3 Características de la red de transmisión asociada a la LT PAN-SBV.....	16
2.4 Condiciones operativas consideradas para el análisis de la LT PAN - SBV.....	18
2.4.1 Flujos de Potencia	18
2.4.1a Demanda máxima de invierno	19
2.4.1b Demanda mínima de invierno	23
2.4.2 Conclusiones del análisis de flujos de potencia en la LT PAN - SBV	26
CAPÍTULO 3 UBICACIÓN DE LOS REACTORES DE FASE	
3.1 Introducción	27
3.2 Robustez de las subestaciones PAN-230 y SBV-230	27
3.2.1 Corto circuito en subestaciones PAN y SBV	28
3.2.2 Curvas Q-V en subestaciones PAN y SBV.....	29
3.3 Conclusiones.....	37
CAPÍTULO 4 CAPACIDAD DE LOS REACTORES DE FASE	
4.1 Introducción	38
4.1.1 Esquema de 4 reactores.....	38
4.2 Capacidad de los reactores de fase.....	39
4.3 Conclusiones.....	46
CAPÍTULO 5 CÁLCULO DEL REACTOR DE NEUTRO	
5.1 Introducción.....	47
5.2 Esquemas utilizados para la eliminación de la corriente de arco secundario	47
5.3 Cálculo de la reactancia del Reactor de neutro.....	51
5.4 Conclusiones.....	55
CAPÍTULO 6 CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE ARCO SECUNDARIO	
6.1 Introducción.....	56
6.2 Extinción de la corriente de arco secundario	57
6.3 Magnitud de corriente de arco secundario y tiempo mínimo de extinción	58
6.4 Conclusiones.....	62

CAPÍTULO 7 TIEMPO MÁXIMO DE RECIERRE	
7.1 Introducción	63
7.2 Comportamiento del Sistema Eléctrico asociado a la LT PAN-SBV	67
7.2.1 Casos de estudio representativos	68
7.2.2 Resultados obtenidos	69
7.3 Conclusiones	77
CAPÍTULO 8 ENERGIZACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PAN - SBV	
8.1 Introducción	78
8.2 Procedimiento.....	79
8.3 Características del circuito utilizado.....	80
8.4 Obtención de resultados.....	82
8.4.1 Demanda máxima de invierno	83
8.4.2 Demanda mínima de invierno.....	89
8.5 Conclusiones.....	93
CAPÍTULO 9 OPERACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PAN – SBV CON RECIERRE MONOPOLAR	
9.1 Introducción.....	94
9.2 Procedimiento.....	94
9.3 Obtención de resultados.....	96
9.4 Conclusiones.....	102
CONCLUSIONES.....	103
RECOMENDACIONES.....	104
BIBLIOGRAFÍA.....	105
GLOSARIO.....	107
<i>Apéndice I Parámetros eléctricos de la LT de interés</i>	<i>109</i>
<i>Apéndice II Equivalentes del Sistema</i>	<i>115</i>
<i>Apéndice III Corto circuito y Curvas Q-V.....</i>	<i>119</i>
<i>Apéndice IV Cálculo del Reactor de neutro.....</i>	<i>134</i>

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Modelo para el análisis de cargabilidad en una línea de transmisión (LT)	XIV
Figura 2 Generador síncrono remoto conectado mediante líneas de transmisión a un SEP grande o robusto.....	XIV
Figura 3 Potencia real transmitida en función del ángulo entre las fuentes de tensión mostradas en Figura 2.....	XV
Figura 4 a)Curva ángulo potencia, b) Conversión del ME a desplazamiento angular	XVI
Figura 5 Generador síncrono de un SEP conectado mediante líneas de transmisión a una carga	XVII
Figura 6 Gráfica indicando el porcentaje de ocurrencia de las fallas en los diferentes elementos de un SEP, de acuerdo a la tabla 2	XIX
Figura 1.1 Representación del disparo monopolar de la fase fallada con la aplicación del esquema de recierre monopolar	1
Figura 1.2 Tiempo en el que se puede efectuar el recierre en función de la magnitud de la corriente de arco secundario	3
Figura 1.3 Esquema de cuatro reactores y acoplamientos capacitivos de la línea de transmisión	4
Figura 1.4 Efectos capacitivos de la línea de transmisión.....	5
Figura 1.5 Línea de transmisión con una fase abierta	6
Figura 1.6 Secuencia positiva en serie con el paralelo de las secuencias cero y negativa ..	8
Figura 2.1 Red de transmisión asociada al proyecto SIEPAC	10
Figura 2.2 Estructura del mercado Eléctrico Regional	12
Figura 2.3 Despacho del mercado Eléctrico Regional	13
Figura 2.4 Tipo de estructura utilizada para la LT-PAN-SBV	17
Figura 2.5 Diagrama unifilar	22
Figura 2.6 Diagrama unifilar	25
Figura 3.1 Diagrama unifilar del sistema bajo estudio	28
Figura 3.2 Curva QV.....	30

Figura 3.3 Curvas QV para demanda máxima estimada para invierno de 2015, en la subestación SBV	31
Figura 3.4 Curvas QV para demanda máxima estimada de invierno para 2015, en la subestación PAN.....	32
Figura 3.5 Curvas QV para demanda mínima estimada para invierno de 2015, en la subestación SBV	33
Figura 3.6 Curvas QV para demanda mínima estimada para invierno de 2015, en la subestación PAN.....	34
Figura 3.7 Curvas QV para demanda máxima estimada para invierno de 2015, en la subestación SBV	35
Figura 3.8 Curvas QV para demanda máxima estimada para invierno de 2015, en la subestación PAN	36
Figura 4.1 Esquema de los 4 reactores	39
Figura 4.2 Potencia transmitida en función del ángulo entre tensiones en extremos de la LT	43
Figura 4.3 Potencia reactiva en función del ángulo entre tensiones en extremos de la LT	43
Figura 4.4 Potencia transmitida en la LT	44
Figura 4.5 Potencia reactiva en la LT	44
Figura 4.6 Tensión en la subestación Panaluya para distintas capacidades de los reactores de fase	45
Figura 4.7 Potencia reactiva suministrada por una unidad en la CH El cajón para distintas capacidades de los reactores de fase de la LT PAN-SBV.....	46
Figura 5.1 Circuitos capacitivos equivalentes para una línea de transmisión trifásica	47
Figura 5.2 Conexión de los reactores para supresión de la falla y compensación de la línea	49
Figura 6.1 Tiempo en el que se puede efectuar el recierre en función de la magnitud de la corriente de arco secundario	57
Figura 6.2 Circuito utilizado para determinar la magnitud de la corriente de arco secundario en la LT PAN-SBV.....	58
Figura 6.3 Circuito utilizado para determinar la magnitud de la tensión de recuperación en la LT PAN-SBV.....	59

Figura 6.4 Corriente de arco secundario.....	59
Figura 6.5 Tensión de arco secundario	59
Figura 6.6 Circuito utilizado para determinar la corriente de arco secundario, así como la tensión de recuperación de la LT PAN-SBV	60
Figura 6.7 Corriente de arco secundario determinada mediante la utilización del circuito de la figura 6.6.....	61
Figura 6.8 Tensión de recuperación determinada mediante la utilización del circuito de la figura 6.6	61
Figura 6.9 Tiempo de extinción de la corriente de arco secundario considerando una tensión de recuperación de 45 kV.....	62
Figura 7.1 Método para analizar la estabilidad de una máquina síncrona – bus infinito ante la operación exitosa del recierre monopolar	64
Figura 7.2 Oscilación del ángulo del rotor después de alcanzar su valor máximo $\delta_{max}=137^\circ$; asumiendo una operación exitosa del recierre monopolar	65
Figura 7.3 Comportamiento de la potencia eléctrica del rotor durante la operación exitosa del recierre monopolar.....	66
Figura 7.4 Comportamiento de la tensión de 230 kV en las subestaciones PAN y SBV, ante falla de fase a tierra transitoria a la mitad de la LT PAN-SBV con 35 MW el recierre se realiza en 36 ciclos.....	69
Figura 7.5 Comportamiento de la posición angular de la unidad 1 en la CH El cajón, ante falla de fase a tierra transitoria a la mitad de la LT PAN-SBV con 35 MW el recierre se realiza en 36 ciclos.....	70
Figura 7.6 Comportamiento del flujo de potencia activa en la LT SBV-PAN ante la falla de fase a tierra transitoria a la mitad de la dicha LT con 35 MW el recierre se realiza en 36 ciclos.....	71
Figura 7.7 Comportamiento de la posición angular de la unidad 1 en la CH. El cajón ante falla de fase a tierra transitoria en LT PAN-SBV con 35 MW el recierre se realiza en 36 ciclos	72
Figura 7.8 Comportamiento de la posición angular de la unidad 1 en la CH. El cajón ante falla de fase a tierra transitoria en LT PAN-SBV considerando un flujo de 35 MW y un tiempo de recierre de 120 ciclos.....	73
Figura 7.9 Comportamiento de la posición angular de la unidad 1 en la CH El cajón, ante la falla de fase a tierra transitoria en la LT PAN-SBV, considerando un flujo de 125 MW y un tiempo de recierre en 120 ciclos	74

Figura 7.10 Comportamiento de la potencia activa de la unidad 1 en la CH El cajón ante falla de fase a tierra transitoria en LT PAN-SBV, considerando un flujo de 125 MW y un tiempo de recierre de 120 ciclos	75
Figura 7.11 Comportamiento de la potencia reactiva y tensión en terminales de la unidad 1 en la CH El cajón ante falla de fase a tierra transitoria en LT PAN-SBV, considerando un flujo de 125 MW y un tiempo de recierre en 120 ciclos	62
Figura 8.1 Circuito para simular la energización de la LT PAN-SBV	79
Figura 8.2 Energización de la LT Panaluya – San Buenaventura.Tensiones en extremo Panaluya, valores en kV no se consideran apartarrayos de línea	83
Figura 8.3 Energización de la LT PAN-SBV tensiones en extremo Panaluya valores en kV cresta, se considera apartarrayo de línea clase de designación 180 kV	84
Figura 8.4 Energización de la LT Panaluya – San Buenaventura se consideran apartarrayos de línea clase designación 180 kV	85
Figura 8.5 Energización de la LT Panaluya – San Buenaventura, tensiones en extremo Panaluya, valores en kV cresta no se considera apartarrayo de línea	86
Figura 8.6 Energización de la LT Panaluya – San Buenaventura tensiones en extremo Panaluya, valores en kV, se consideran apartarrayos de línea clase de designación 180 kV	87
Figura 8.7 Energización de la LT Panaluya – San Buenaventura se consideran apartarrayos de línea clase de designación 180 kV	88
Figura 8.8 Energización de la LT Panaluya – San Buenaventura, tensiones en extremo Panaluya valores en kV cresta, se consideran apartarrayos de línea de designación 180 kV	89
Figura 8.9 Energización de la LT Panaluya – San Buenaventura, se consideran apartarrayos de línea clase de designación 180 kV	90
Figura 8.10 Energización de la LT Panaluya – San Buenaventura, tensiones en extremo Panaluya valores en kV cresta, se consideran apartarrayos de línea clase de designación 180 kV	90
Figura 8.11 Energización de la LT Panaluya – San Buenaventura, se consideran apartarrayos de línea clase de designación 180 kV	91
Figura 8.12 Tensión en estado estable en extremo PAN-230 de la LT Panaluya – San Buenaventura se asume que no hay reactores en esta LT, condiciones de operación correspondientes a demanda mínima de invierno	92
Figura 9.1 Circuito para simular la operación del recierre monopolar de la LT PAN-SBV ..	94

Figura 9.2 Datos para simular los interruptores en la LT PAN – SBV para recierre monopolar	95
Figura 9.3 Datos para simular el interruptor en la LT PAN – SBV para efectuar una falla de fase a tierra.....	95
Figura 9.4 Corrientes de fase en LT PAN – SBV, vistas en la subestación SBV-230 durante la operación del recierre monopolar.....	96
Figura 9.5 Tensiones de fase en LT PAN – SBV vistas en la subestación SBV-230, (lado línea) durante la operación del recierre monopolar	97
Figura 9.6 Tensión y corriente en el reactor de neutro de la LT PAN – SBV durante la operación del recierre monopolar	98
Figura 9.7 Corriente y tensión en el punto de falla en la LT PAN – SBV, durante la operación del recierre monopolar	99
Figura 9.8 Tensión en el reactor de neutro, durante la operación del recierre monopolar de la LT PAN – SBV	100
Figura 9.9 Corriente en el reactor de neutro, durante la operación del recierre monopolar de la LT PAN - SBV	101

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Tipos de falla y porcentajes de ocurrencia.....	XVIII
Tabla 2 Porcentajes de ocurrencias de las fallas en los diferentes elementos del SEP ..	XIX
Tabla 2.1 Longitud de cada tramo de la línea SIEPAC por país	15
Tabla 2.2 Parámetros de la LT PAN-SBV, los valores están referidos a 100 MVA	16
Tabla 2.3 Casos considerados en este estudio para condiciones de demanda máxima y mínima estimadas para el año 2015, se indica la demanda a nivel Sistema Eléctrico Regional.....	18
Tabla 2.4 Casos base considerados en este estudio para condiciones de demanda máxima y mínima estimadas para el año 2015 para el Sistema Eléctrico de Guatemala .	18
Tabla 2.5 Casos base considerados en este estudio para condiciones de demanda máxima y mínima estimadas para el año 2015, para el Sistema Eléctrico de Honduras .	19
Tabla 2.6 Despacho de generación correspondiente al caso base de demanda máxima estimada para invierno del año 2015, en el Sistema Eléctrico de Guatemala	20
Tabla 2.7 Nodos cuyo valor de tensión esta fuera del rango 0.95 a 1.04 pu correspondiente al caso base de demanda máxima estimada para verano del año 2015 en el Sistema Eléctrico de Guatemala.....	21
Tabla 2.8 Enlaces cuyo flujo de potencia activa por encima del 90% del rate A correspondiente al caso base de demanda máxima estimada para invierno del año 2015 en el Sistema Eléctrico de Guatemala	21
Tabla 2.9 Despacho de generación correspondiente al caso base de demanda mínima estimada para invierno del año 2015 en el Sistema Eléctrico de Guatemala	23
Tabla 2.10 Nodos cuyo valor de tensión esta fuera del rango de 0.95 al 1.04 pu, correspondiente al caso base de demanda mínima estimada para verano del año 2015 en el Sistema Eléctrico de Guatemala	24
Tabla 2.11 Enlaces cuyo flujo de potencia activa está por encima del 90% del rate A correspondiente al caso de demanda mínima para invierno del año 2015 en el Sistema Eléctrico de Guatemala.....	24
Tabla 3.1 Valores simétricos de corrientes de falla condiciones de demanda máxima de invierno de 2015	28
Tabla 3.2 Valores simétricos de corrientes de falla para condiciones de demanda mínima de invierno de 2015	

Tabla 4.1 Magnitud de tensiones.....	40
Tabla 4.2 Reactancias y admitancias LT	40
Tabla 4.3 Cálculo de potencia natural	40
Tabla 4.4 Ángulo de potencia natural	40
Tabla 4.5 Cuadro resumen.....	40
Tabla 4.6 Datos de potencia activa y reactiva de la LT de interés en función del ángulo entre las tensiones en ambos extremos.....	42
Tabla 5.1 Características del reactor de neutro de la LT PAN-SBV considerando reactores de fase igual a 6 Mvar	52
Tabla 5.2 Características del reactor de neutro de la LT PAN-SBV considerando reactores de fase igual a 7 Mvar	53
Tabla 5.3 Características del reactor de neutro de la LT PAN-SBV considerando reactores de fase igual a 8 Mvar	54
Tabla 5.4 Capacidad de los reactores de fase y reactancia de reactores de fase y neutro LT PAN-SBV.....	55
Tabla 6.1 Valores obtenidos de corriente de arco secundario y tensión de recuperación de la LT de 230 kV PAN-SBV	62
Tabla 7.1 Secuencia de eventos para simular falla de fase a tierra en LT PAN-SBV.....	67
Tabla 7.2 Casos de estudio representativos para determinar el tiempo máximo de recierre de la LT PAN-SBV	68
Tabla 8.1 Capacidad de los reactores de fase y reactancia de reactores de fase y neutro LT PAN-SBV.....	78
Tabla 8.2 Sobretensiones en LT Panaluya-San Buenaventura extremo en Panaluya durante su energización, demanda máxima de invierno 2015, los reactores de fase considerados son 7 Mvar, no se considera apartarrayo de línea.....	83
Tabla 8.3 Sobretensiones en LT Panaluya-San Buenaventura extremo en Panaluya durante su energización, demanda máxima de invierno 2015, los reactores de fase considerados son 7 Mvar, considerando apartarrayo de línea clase de designación 180 kV	84
Tabla 8.4 Sobretensiones en LT Panaluya-San Buenaventura extremo en Panaluya durante su energización, demanda máxima de invierno 2015, los reactores de fase considerados son 6 Mvar, no se considera apartarrayo de línea.....	86

Tabla 8.5 Sobretensiones en LT Panaluya-San Buenaventura extremo en Panaluya durante su energización, demanda máxima de invierno 2015, los reactores de fase considerados son 6 Mvar, considerando apartarrayo de línea clase de designación 180 kV	87
Tabla 8.6 Sobretensiones en LT Panaluya-San Buenaventura extremo en Panaluya durante su energización, demanda mínima de invierno 2015, los reactores de fase considerados son 7 Mvar, considerando apartarrayo de línea clase de designación 180 kV	89
Tabla 8.7 Sobretensiones en LT Panaluya-San Buenaventura extremo en Panaluya durante su energización, demanda mínima de invierno 2015, los reactores de fase considerados son 6 Mvar, considerando apartarrayo de línea clase de designación 180 kV	91

PRÓLOGO

El propósito de este trabajo es guiar a todo aquel compañero que se interese en conocer la manera cómo se aborda el planteamiento, desarrollo y propuesta de solución; de una situación real en el campo de la Ingeniería Eléctrica. En este caso específico, se refiere a la Aplicación de Recierre Monopolar en una línea de transmisión de 230 kV que interconecta a dos Sistemas Eléctricos de Centro América. Adicionalmente, culminar nuestros estudios a nivel de Licenciatura, realizando un trabajo en el que se apliquen los conocimientos y experiencias que se ha adquirido en nuestra Facultad.

El trabajo se presenta en el siguiente orden:

El capítulo 1, es una introducción al significado de la Aplicación de Recierre Monopolar en una línea de transmisión (LT). Mencionar sus ventajas, así como indicar los requerimientos necesarios para la aplicación del Recierre Monopolar. Se hace mención a dos variables de suma importancia: la Corriente de arco secundario y la Tensión de recuperación.

En el Capítulo 2, se exponen las principales características del Sistema Eléctrico en el cual está inmersa la LT de interés. Se presentan los flujos de potencia en el Área asociada a las subestaciones de 230 kV que son interconectadas por la LT de interés.

En el Capítulo 3, se determina la ubicación del Esquema de reactores monofásicos (tres de fase y uno de neutro), en caso de ser necesarios, para la aplicación del Recierre Monopolar en la LT de interés. Lo anterior, mediante el análisis de los resultados obtenidos de Corto circuito y de Curva Q-V en las subestaciones interconectadas por la LT.

En el Capítulo 4, se determinan las características de los reactores de fase, los cuales junto con el reactor de neutro; reducen el tiempo de extinción de la corriente de arco secundario. Adicionalmente, los reactores de fase son necesarios durante la operación de la LT (sobre todo, durante su energización).

En el Capítulo 5, Se determinan las características del reactor de neutro.

En el Capítulo 6, Se determina la magnitud de la corriente arco secundario, así mismo, se estima el tiempo mínimo para efectuar el recierre de la LT.

En el Capítulo 7, Se determina el tiempo máximo en el que se puede llevar a cabo el recierre de la LT. Lo anterior, para evitar la pérdida de sincronismo de las unidades generadoras del Sistema Eléctrico analizado.

En el Capítulo 8, se presentan los resultados correspondientes a la energización de la LT de interés, considerando las características determinadas de reactores de fase y de neutro. Se hace uso del software de uso universal ATP (Alternative Transients Program) versión 5.8.

En el Capítulo 9, se muestra el comportamiento de la LT de interés operando con recierre monopolar. Lo anterior, considerando los tiempos de recierre. Así mismo se confirman las características técnicas del reactor de neutro.

Finalmente, se presentan las Conclusiones y Recomendaciones.

INTRODUCCIÓN

Las características de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), desde hace varios años exigen una mejor atención por parte del personal de los diferentes procesos que intervienen en la planeación, generación, transmisión, distribución y operación de los mismos. Lo cual da una oportunidad para que el personal involucrado se capacite de manera permanente para poder afrontar esos retos. El crecimiento de los Sistemas Eléctricos, adicionalmente requiere del desarrollo y aplicación de nuevas metodologías de análisis, así como de la utilización de software especializado.

Los SEP en su mayoría están interconectados, lo cual presenta ventajas y retos:

Ventajas

- Intercambios de energía.
- Mejor comportamiento de la frecuencia ante desbalances carga – generación.
- Mayores márgenes de estabilidad transitoria y en estado estable.

Retos

- Coordinación entre las diferentes Áreas técnicas en lo que respecta a criterios de análisis y bases de datos.
- Modelación de los diferentes elementos del SEP en mayor cantidad y en muchas ocasiones en mayor detalle.
- Realización de análisis de mayor complejidad por el involucramiento de sistemas de regulación de tensión y velocidad de diferentes tipos y con criterios de ajuste diferentes.
- Análisis de pequeña señal (oscilaciones locales y entre Áreas).
- Mayores transferencias de potencia en enlaces.

Uno de los aspectos de mayor interés, lo constituye la transferencia de potencia activa en líneas de transmisión y sobre todo en aquellas que interconectan a los SEP. A este tipo de estudios en la literatura se le conoce como “análisis de cargabilidad”.

La cargabilidad se define como la cantidad máxima de potencia eléctrica que se puede enviar a través de una o de un conjunto de líneas de transmisión manteniendo las condiciones operativas del SEP dentro de márgenes preestablecidos.

El concepto más general sobre cargabilidad o capacidad de transmisión es el que se refiere al límite o capacidad térmica del conductor; sin embargo, existen otros criterios restrictivos como la caída de tensión, los márgenes de estabilidad angular y de tensión que deben ser considerados. La cargabilidad de líneas de transmisión se debe analizar tanto en el ámbito de la planeación como en el ámbito de la operación del SEP. Para tal efecto, se utilizan curvas características en la que se relacionan al comportamiento de las variables que dependen de la cantidad de potencia que se transfiere por la línea o conjunto de líneas valiéndose de un modelo adecuado del SEP para la cuantificación de la cargabilidad [1].

Dado que las condiciones de carga o demanda son cambiantes durante los meses, semanas y días; con frecuencia es necesario analizar diferentes condiciones de demanda y despachos de generación. Por otra parte, como todo SEP está expuesto a la ocurrencia de fallas en alguna o algunas de sus componentes, es necesario considerar en la elaboración de los análisis la ocurrencia de contingencias de líneas de transmisión, de transformadores y de unidades generadoras. Contingencias sencillas, como múltiples.

Un aspecto de suma importancia lo constituye la base de datos y modelos de las distintas componentes y controles del SEP. Los resultados obtenidos dependen en gran medida de la información utilizada.

Capacidad Térmica

La capacidad térmica o límite térmico queda determinada por la máxima temperatura que soporta el conductor sin perder sus características eléctricas y mecánicas. El incremento de temperatura afecta la flecha de los conductores y la pérdida de su resistencia mecánica. Por lo anterior, podrían disminuir las distancias a tierra permisibles o bien podría excederse el límite de elasticidad del conductor, con lo cual ya no recuperaría su longitud original aun cuando se enfriara posteriormente.

La temperatura del conductor depende de la magnitud de la corriente y de la duración de ésta, así como de la temperatura ambiente, velocidad del viento y de las condiciones físicas en la superficie del conductor (ya que este límite resulta de la producción de calor por las pérdidas óhmicas). La constante de tiempo térmica es de varios minutos por lo que se puede hablar de una capacidad o límite térmico de corto plazo y otra de largo plazo.

Para líneas cuyo nivel de tensión es superior a 345 kV, las consideraciones ambientales tales como el efecto corona y los efectos de campos, obligan a que su diseño resulte en capacidades térmicas elevadas. Cuando se tienen varios conductores por fase, la capacidad térmica generalmente excede por un margen significativo los requerimientos del Sistema para transferir potencia a través de una línea específica. En tales casos, el equipo terminal de la línea, tal como trampas de onda o transformadores de corriente, entre otros, pudieran presentar un límite térmico más restrictivo que los conductores de línea. Aspectos que deben ser considerados desde la etapa de proyecto.

Caída de Tensión

La limitante por caída de tensión es otro aspecto que es considerado sobre todo en Sistemas Eléctricos Longitudinales (SEL); está íntimamente relacionada con la capacidad de suministro de reactivos en los extremos terminales de la línea. Con base en el modelo simplificado de la Figura 1, la caída de tensión o de voltaje entre el nodo de envío y el de recepción queda determinada de la manera siguiente:

$$CV(\%) = \frac{VE-VR}{VR} \times 100 \quad (1)$$

CV = Caída de tensión; VE = Tensión nodo emisor; VR = Tensión en nodo receptor

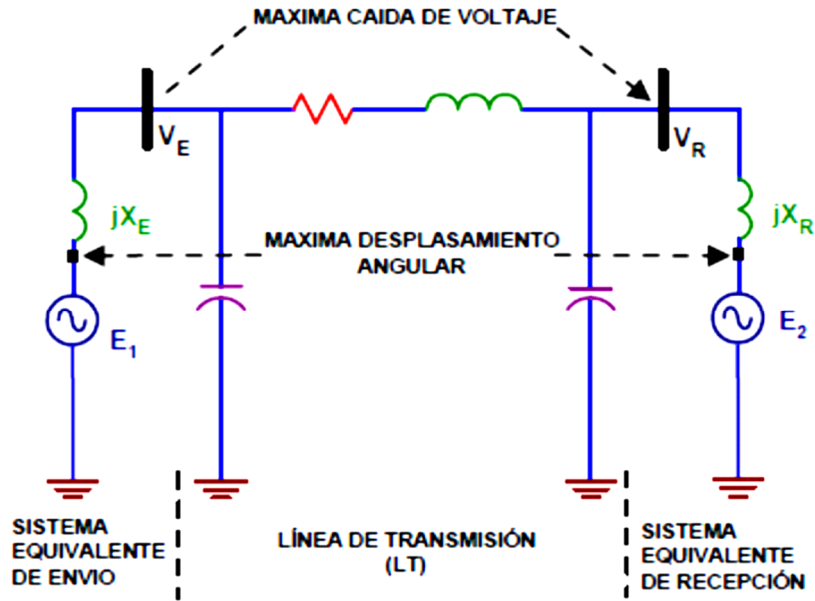


Figura 1. Modelo para el análisis de cargabilidad en una línea de transmisión (LT)

Y en consecuencia la tensión límite del extremo de recepción (V_R) en términos de V_E :

$$V_R = V_E \left[1 - \frac{CV}{100} \right] \quad (2)$$

Dependiendo de la ubicación de la subestación y como resultado del análisis correspondiente se establecen los criterios permisibles. Un valor de 5% podría ser válido para muchas subestaciones, sin embargo podría ser prohibitivo para muchas otras.

Estabilidad Angular

En [2] se describe la situación extrema de un problema de estabilidad angular: un generador síncrono remoto, conectado mediante líneas de transmisión a un sistema de potencia grande (estabilidad angular pura - caso máquina nodo infinito). Lo anterior se muestra en la Figura 2.

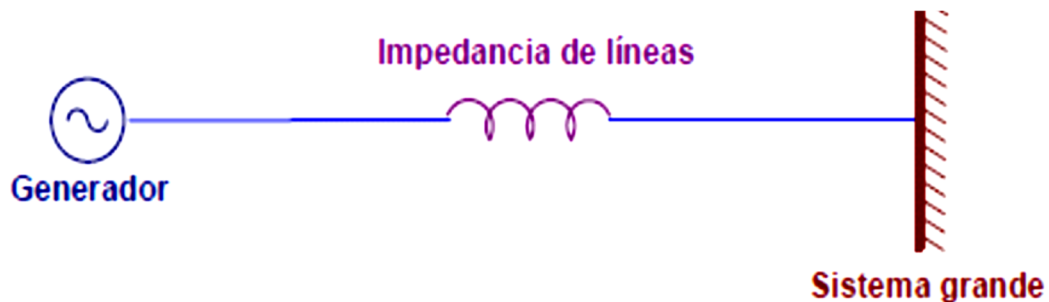


Figura 2. Generador síncrono remoto conectado mediante líneas de transmisión a un SEP grande o robusto.

Una función simplificada para determinar la transferencia de potencia activa es la siguiente:

$$PR = \frac{V_E \cdot V_R}{X'} \text{Sen}\delta \quad (3)$$

X' = reactancia inductiva entre ambos sistemas

$\text{Sen}\delta$ = representa el ángulo entre las dos tensiones

Al no considerar las pérdidas, la potencia activa en el extremo de envío de la línea es igual a la correspondiente en el extremo de recepción (Esto es: $PE=PR$). X' representa la reactancia equivalente entre las dos fuentes de tensión.

La ecuación anterior se representa gráficamente en la Figura 3 considerando que las magnitudes de tensión se mantienen constantes y que el ángulo de fase δ varía de 0° a 90° . La máxima cantidad de potencia que la línea puede entregar (la cual ocurre cuando $\delta = 90^\circ$) está dada por la expresión dada en (4), en la cual $P_{\text{máx}}$ representa el límite teórico de estabilidad de estado permanente para una línea sin pérdidas.

$$P_{\text{max}} = \frac{V_E \cdot V_R}{X'} \quad (4)$$

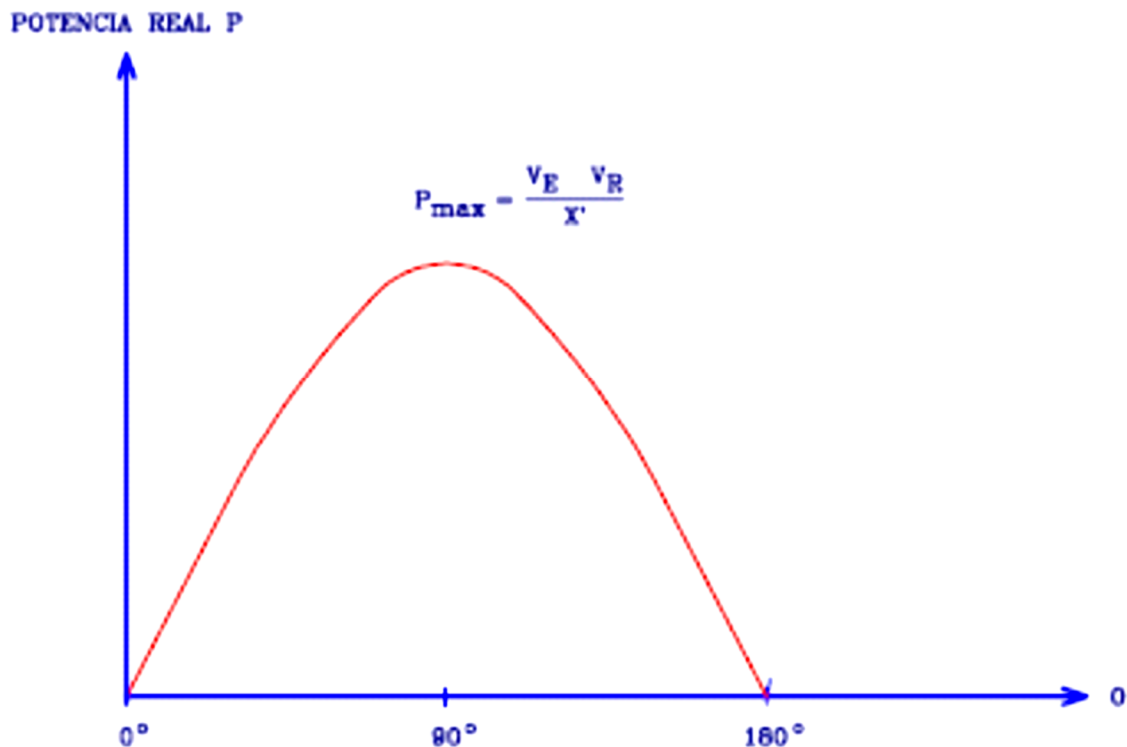


Figura 3. Potencia real transmitida en función del ángulo entre las fuentes de tensión mostradas en la Figura 2.

La limitante por estabilidad (estabilidad angular) se refiere al margen entre la potencia máxima ($P_{m\acute{a}x}$) y la potencia de operación permisible (P_{op}). El ME (margen de estabilidad) se define en términos de $P_{m\acute{a}x}$ y P_{op} .

$$ME = \frac{P_{m\acute{a}x} - P_{op}}{P_{m\acute{a}x}} \times 100 \quad (5)$$

Este margen se selecciona para proporcionar un funcionamiento estable del SEP ante una diversidad de contingencias que ocurren en el mismo y que pueden provocar cambios súbitos de carga y/o de generación ya sean transitorios o de régimen permanente. Esos cambios pueden ser originados por maniobras de apertura y/o cierre de interruptores, desconexión de líneas y/o transformadores, por cambios en el despacho de generación o por disturbios eléctricos, tales como fallas de corto circuito o fallas de equipos eléctricos. Entre las fallas transitorias de corto circuito que presentan mayor ocurrencia están las de una fase a tierra.

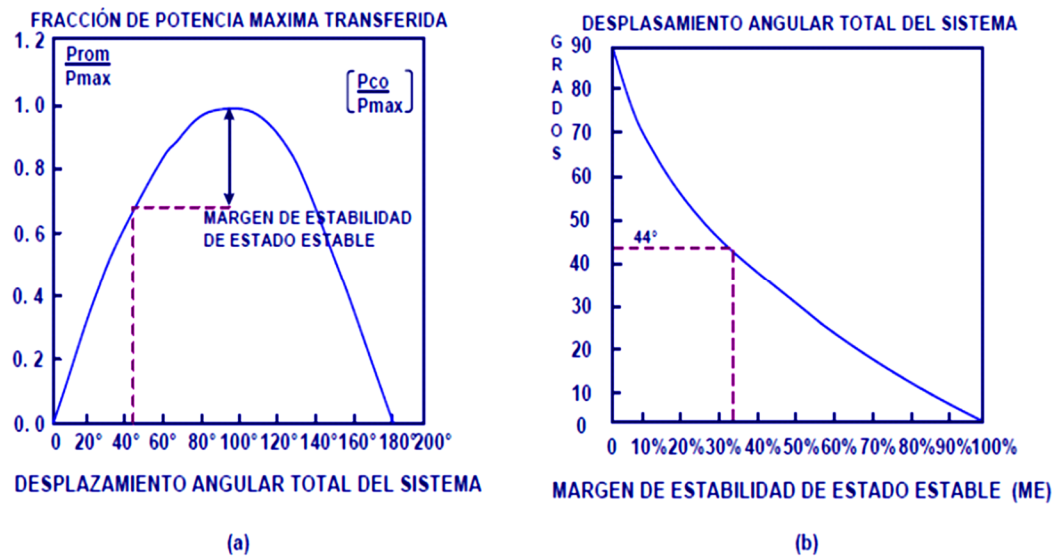


Figura 4. a) Curva ángulo potencia b) Conversión del ME a desplazamiento angular

Generalmente se utiliza un margen de 30% a 35%. Considerando la ecuación anterior para un 35% (0.35 pu) de margen de estabilidad:

$$0.35 = 1 - \frac{P_{op}}{P_{m\acute{a}x}} \quad (6)$$

$$\frac{P_{op}}{P_{m\acute{a}x}} = 0.65 \quad (7)$$

$$P_{op} = P_{m\acute{a}x} \text{Sen}(\delta) \quad (8)$$

$$\delta = \text{Sen}^{-1}(0.65) = 40^\circ \quad (9)$$

Como se observa en la Figura 4b. Para un valor en ME de 30%, el ángulo δ es igual a 44°

Se debe destacar que la separación angular considera al Sistema completo; esto es, desde la fuente de tensión equivalente en el extremo receptor hasta la fuente equivalente en el extremo de envío. Como puede observarse, se incluyen entre ambas fuentes de tensión, la suma de las reactancias equivalentes de los sistemas extremos y la impedancia de la línea o conjunto de líneas de transmisión.

Estabilidad de Tensión

También en [1] se describe la situación extrema de un problema de estabilidad de tensión: *un generador síncrono perteneciente a un SEP conectado mediante líneas de transmisión a una carga.*



Figura 5. Generador síncrono de un SEP conectado mediante líneas de transmisión a una carga.

La estabilidad de tensión significa diferentes aspectos para distintos ingenieros. De esta forma, representa un fenómeno rápido para ingenieros involucrados con motores de inducción y cargas de aire acondicionado. En cambio, es un fenómeno lento (si se involucran cambiadores de derivaciones o taps de transformadores, limitadores de máxima excitación, entre otros) para otros ingenieros. Muchos investigadores e ingenieros de redes eléctricas han discutido extensamente los métodos de análisis más apropiados, con una particular polémica referente a si la estabilidad de tensión es un fenómeno estático o dinámico.

La inestabilidad de tensión y el colapso de tensión son utilizados algunas veces de manera indistinta. La estabilidad de tensión ha sido vista frecuentemente como una "viabilidad" del problema en estado estable apropiada para el análisis estático (flujos de potencia). La capacidad para transferir potencia reactiva de las fuentes de producción hacia los centros de consumo durante condiciones estables de operación, es un aspecto relevante de la estabilidad de tensión.

Es importante mencionar que el límite máximo de transferencia de potencia de la red no es necesariamente el límite de estabilidad de tensión.

La estabilidad de tensión transitoria está frecuentemente relacionada con la estabilidad angular y, las formas más lentas de estabilidad de tensión están íntimamente relacionadas con la estabilidad angular ante pequeños disturbios. Con frecuencia, los mecanismos de los dos tipos de estabilidad no es sencillo de separar.

En contraste con la estabilidad angular, la dinámica de estabilidad de tensión involucra principalmente las cargas y los medios para el control de tensión. Debido a esto, la estabilidad de tensión ha sido llamada comúnmente estabilidad de la carga.

Un Sistema de potencia en un estado de operación dado y sujeto a un "x" disturbio, experimenta un colapso de tensión si las tensiones de equilibrio después del disturbio son inferiores a los límites aceptables. El colapso de tensión puede ser total o parcial.

La inestabilidad de tensión en un SEP es la ausencia de estabilidad de tensión y resulta en un progresivo decremento (o incremento) de tensión. Sin embargo, la operación de controles cuando éstos alcanzan sus límites y otro tipo de acciones de control (p.e. desconexión de carga), pueden en algunos casos establecer una estabilidad global.

El término seguridad de tensión se utiliza también con frecuencia. Éste se refiere a la habilidad de un Sistema, no solamente para operar de manera estable, sino también para permanecer estable después de contingencias probables o de incrementos en la carga. Lo anterior frecuentemente significa la existencia de un margen considerable desde un punto de operación hasta el punto de inestabilidad de tensión (o hasta el punto máximo de transferencia de potencia) después de la ocurrencia de una probable contingencia.

Aun cuando la estabilidad de tensión involucra fenómenos dinámicos, los métodos estáticos de análisis (curvas Q-V) son utilizados con más frecuencia por ser rápidos y por su facilidad de implementación además de la importante e inmediata información que proporcionan la cual, puede servir como punto de partida para realizar posteriormente algunas simulaciones dinámicas con la ventaja de que en este caso, ya se tendría importante información preliminar para decidir los casos de verdadero interés para su simulación en el dominio del tiempo y/o en el dominio de la frecuencia.

Como se ha mencionado, los SEP están expuestos a la presencia de fallas de corto circuito. Dependiendo del tipo de falla, de su ubicación y de su duración; el SEP puede quedar expuesto a condiciones que comprometen su confiabilidad y continuidad. En la Tabla 1 puede observarse que las fallas transitorias de fase a tierra son las que presentan un mayor porcentaje de ocurrencia.

Tipo de falla	Porcentaje de ocurrencia
Fallas de línea a tierra	80
Fallas de fase a fase (línea a línea)	13
Fallas de dos líneas a tierra	5
Fallas trifásicas	2

Tabla 1. Tipos de falla y porcentajes de ocurrencia

De los tipos de falla que se muestran en la Tabla 1, la falla trifásica es la más severa para el SEP, sin embargo, afortunadamente es la que con menos frecuencia ocurre. Por el contrario, la falla de fase a tierra es la que con mayor frecuencia ocurre, pero afortunadamente es la menos severa.

En orden de ocurrencia en los elementos del SEP se tiene la siguiente distribución que se muestra en la Tabla 2. La misma información, pero de manera gráfica se muestra en la Figura 6.

Elementos del Sistema Eléctrico de Potencia	Porcentaje de ocurrencia
Líneas de transmisión	70
Interruptores	10
Transformadores de instrumento (potencial y corriente)	9
Apartarrayos	7
Tableros	2
Transformadores de potencia	1
Equipos de protección y misceláneo (cables, cuchillas, etc.)	1

Tabla 2. Porcentajes de ocurrencias de fallas en los diferentes elementos del SEP [2].

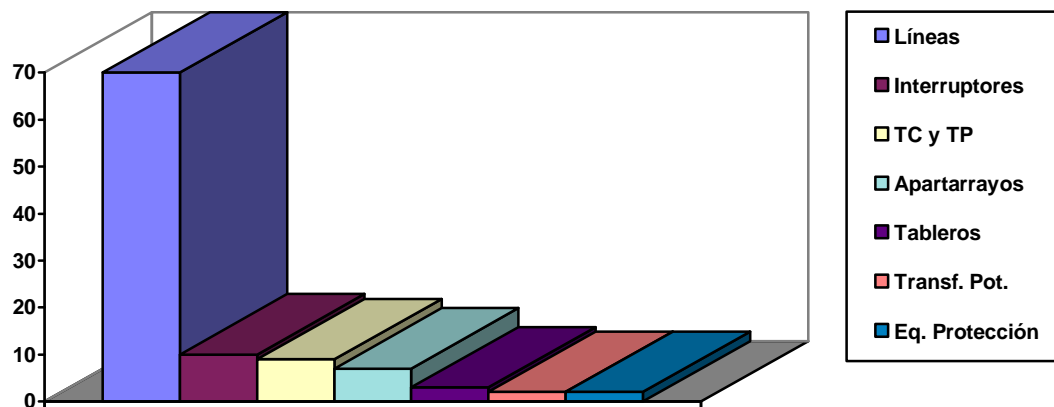


Figura 6. Gráfica indicando el porcentaje de ocurrencia de fallas en los diferentes elementos de un SEP, de acuerdo a la Tabla 2

Recierre monopolar

Considerando que en los SEP la falla transitoria de fase a tierra es la que se presenta con mayor frecuencia, se ha implantado desde hace muchos años (más de cuarenta) que la liberación de este tipo de fallas se realice abriendo exclusivamente la fase fallada. Después de un determinado tiempo, se efectúa su cierre. A este modo de operar las líneas de transmisión (LTs), se le conoce como **“operación con recierre monopolar”**

En México, la primera LT que operó con recierre monopolar fue Manzanillo – Acatlán, de 400 kV (y una longitud de 178 km), en el año de 1981. Actualmente en CFE (Comisión Federal de Electricidad), la gran mayoría de líneas de 230 kV y 400 kV libran las fallas de fase a tierra de esta manera. Es decir, con recierre monopolar.

Dependiendo de la tensión de operación, ubicación, longitud de la LT, así como de la potencia (o carga) que se transmita; el tiempo de recierre queda determinado. Hay un rango dentro del cual se puede efectuar el recierre. El tiempo mínimo se determina conociendo la magnitud de la corriente de arco de falla (también conocida como corriente residual, corriente de arco eléctrico o corriente de arco secundario) y debe ser lo suficientemente grande para que el arco eléctrico se extinga. El tiempo máximo se determina mediante un estudio de

estabilidad angular. Debe ser tal que se conserve la estabilidad transitoria del SEP. No siempre se cumplen ambas condiciones.

En ocasiones se ha determinado que el tiempo mínimo de recierre es prácticamente igual al tiempo máximo de recierre. En estos casos, se deben incorporar a la LT otros elementos que permitan que la extinción del arco secundario se efectúe en un menor tiempo. Entre estos elementos están:

- Esquema de cuatro reactores monofásicos.
- Sustitución de sistemas de excitación por unos de respuesta más rápida.
-

Precisamente, el propósito de este trabajo es determinar los requerimientos necesarios para que una LT de 230 kV, 215 km, que conecta a dos subestaciones de diferentes Sistemas Eléctricos (es decir, una LT de interconexión); opere con recierre monopolar. En el caso de requerirse el esquema de reactores monofásicos; deberá indicarse su ubicación y sus características, así como el tiempo en el que deberá ser efectuado el recierre de la línea. La LT se identificará como PAN – SBV.

OBJETIVOS

Los objetivos principales de este trabajo se indican a continuación:

- En caso de así requerirse, determinar la ubicación y capacidad de los reactores de fase, así como las características del reactor de neutro.
- Determinar el tiempo de recierre de una línea de transmisión de 230 kV, 215 km, que interconecta a las dos subestaciones de diferentes Sistemas Eléctricos.
- Determinar las sobretensiones transitorias y de estado estable durante la energización de la LT.

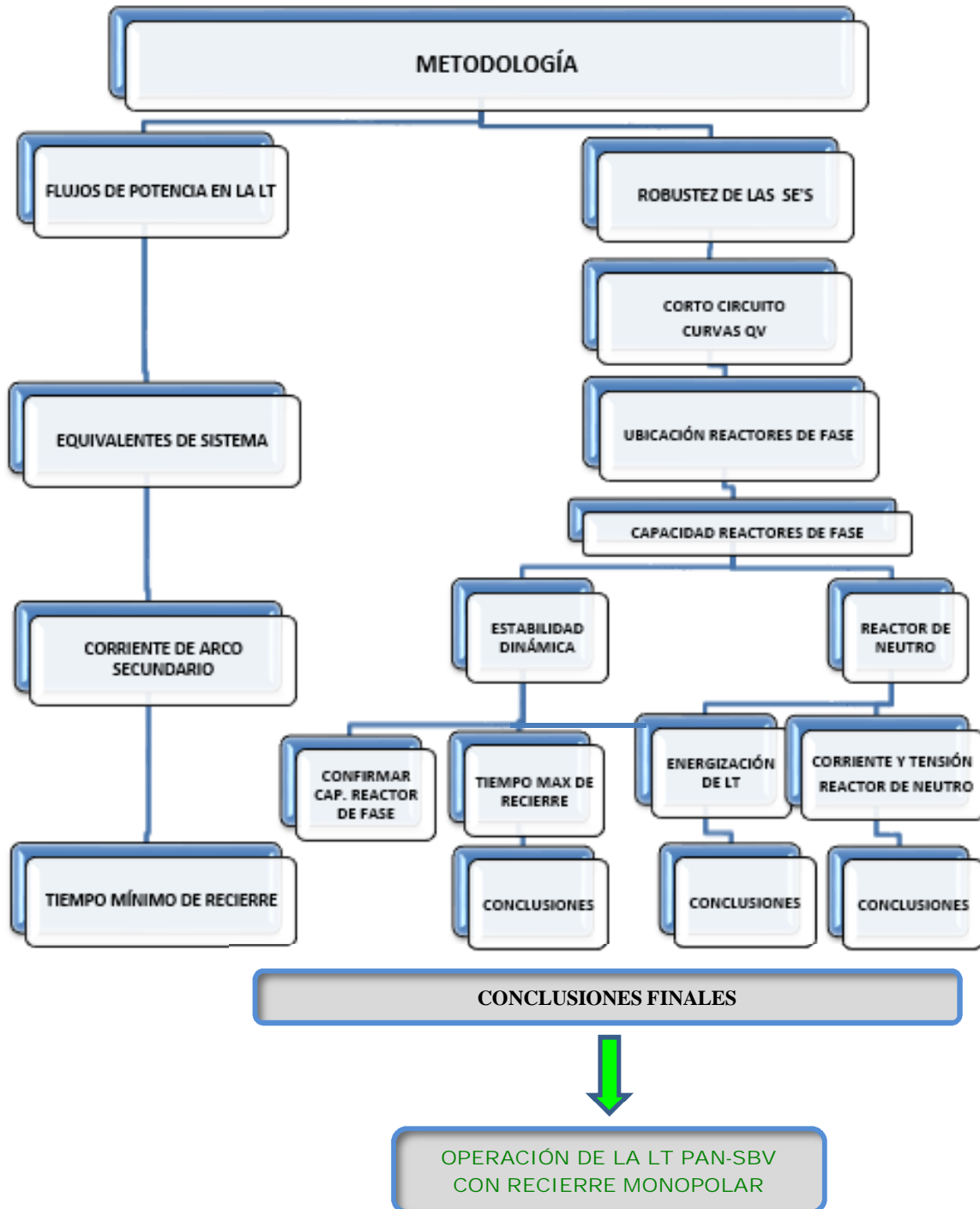
ALCANCE

- Determinar la ubicación y capacidad de los reactores de fase.
- Determinar las características técnicas principales del reactor de neutro.
- Determinar el tiempo de recierre de una línea de transmisión de 230 kV, 215 km, que interconecta dos subestaciones de diferentes Sistemas Eléctricos.
- Determinar las sobretensiones transitorias y de estado estable durante la energización de la línea.
- Las condiciones de operación corresponde a demanda máxima y mínima de invierno estimada para el año 2015.

Lo anterior, mediante el desarrollo y aplicación de una Metodología.

METODOLOGÍA APLICADA

Con la finalidad de analizar la operación con recierre monopolar de la línea de transmisión PAN – SBV, se contempló la siguiente:



Capítulo 1

El Recierre Monopolar

1.1 Introducción

El desarrollo de este tema se enfocará básicamente a dos aspectos de primordial importancia en la operación de un SEP, ellos son:

- *La seguridad operativa*
- *La continuidad en el servicio de energía*

Las fallas más comunes en líneas de transmisión de alta tensión son del tipo de fase a tierra. En las instalaciones convencionales la presencia de una falla monofásica (1ϕ) en alguna línea de transmisión ocasiona que la falla sea liberada por la apertura tripolar de la línea en ambos extremos. Esto puede originar problemas en el SEP que redundan en una degradación de la seguridad operativa y/o pérdida de la continuidad del suministro. Con la aplicación del esquema de recierre monopolar, las fallas de fase a tierra son libradas mediante la apertura en ambos extremos únicamente de la fase fallada; las restantes dos fases permanecen cerradas.

La lógica de operación del esquema se explica de la siguiente manera: cuando ocurre una falla monofásica, (véase la figura 1.1), el esquema de protecciones instalado para disparo (desconexión) monopolar detecta la falla de fase a tierra y ejecuta la siguiente secuencia de operaciones:

1. Discrimina la fase fallada y manda la apertura del interruptor correspondiente en ambos extremos para liberar la falla (de 4 a 6 ciclos).
2. La fase abierta permanece en este estado el tiempo suficiente para que se extinga la corriente de arco secundario. Un rango típico es de 30 a 90 ciclos en líneas de 230 y de 400 kV.
3. Se efectúa el recierre secuencial de la fase abierta en los dos extremos de la línea.
4. Si el recierre es exitoso, la línea regresa a su operación normal. Esto se cumple cuando la corriente de arco secundario se ha extinguido.
5. Si el recierre es fallido, la línea se desconecta (dispara) tripolarmente. Esto ocurre cuando la falla es permanente, o bien, la corriente de arco secundario no se ha extinguido al momento de recerrar la fase.

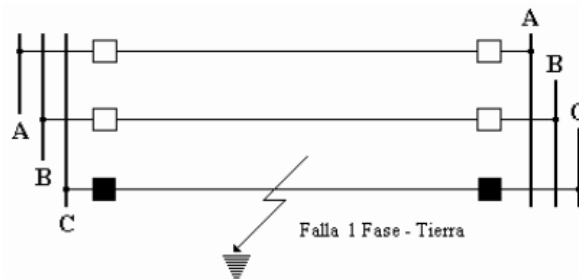


Figura 1.1 Representación del disparo monopolar de la fase fallada con la aplicación del esquema de recierre monopolar

Las redes eléctricas débiles, que por su configuración topológica presentan características longitudinales, están expuestas a problemas operativos de control de voltaje, de estabilidad transitoria y dinámica, de control carga-frecuencia, de continuidad de suministro etc., ante la ocurrencia de contingencias en líneas de transmisión. La implantación del esquema de recierre monopolar resulta sumamente atractivo para este tipo de redes. Algunos beneficios que se obtendrían son:

- a) *Mejora en los márgenes de estabilidad*
- b) *Incremento en los índices de confiabilidad de la red.*
- c) *Incremento en la continuidad de suministro de energía a los usuarios.*
- d) *Para grandes unidades de vapor reduce los esfuerzos en flechas por oscilaciones torsionales, comparado con disparo tripolar.*

La aplicación de este esquema lleva consigo algunos aspectos que deben ser considerados previamente a su implantación:

- *La corriente de arco secundario.*
- *Esfuerzos mecánicos en las flechas de los turbo-generadores y efectos en los alabes.*
- *Esquemas de protecciones apropiados.*
- *Sobretensiones transitorias y sostenidas.*

Dado que el enfoque del presente trabajo va dirigido a su relación con la estabilidad transitoria, y tomando en cuenta que cada uno de los puntos anteriores corresponde a temas muy amplios. Sólo se comentará con cierto detalle el primero.

1.2 Corriente de arco secundario

Cuando ocurre la falla monofásica en una línea de transmisión, se establece una corriente de falla de fase a tierra. En el momento de liberar la falla, mediante la apertura monopolar de los interruptores en ambos extremos de la fase, aún con el conductor abierto; persiste una corriente en el punto de falla llamada *corriente de arco secundario*. Dicha corriente es mantenida por el acoplamiento inductivo y capacitivo existente entre las fases que permanecen energizadas y el conductor abierto. El tiempo de recierre (también conocido como tiempo "muerto") considerado en la lógica de operación del esquema de protecciones para recerrar la fase abierta, tiene como fin dar margen para que la corriente de arco secundario se extinga y el recierre sea exitoso. Una vez que la corriente de arco secundario se extingue, aparece en el conductor abierto una tensión (voltaje) llamado *voltaje de recuperación* que, dependiendo de la razón de cambio cuando pasa por cero, puede originar un reencendido de la corriente de arco secundario. Esta corriente está función principalmente del nivel de tensión y de la longitud de la línea (es decir del acoplamiento capacitivo), y se extinguirá o no dependiendo de:

- *La corriente primaria de falla*
- *La magnitud de la corriente de arco secundario*
- *El voltaje de recuperación*
- *La velocidad del viento*

La corriente está compuesta por dos componentes, una capacitiva y otra inductiva, separadas 90° aproximadamente. La componente inductiva, que depende del flujo de potencia por las fases energizadas, es cero cuando la falla ocurre en la mitad de la línea y máxima para fallas en los extremos de la línea. En líneas de extra alto voltaje (345, 400 y 500 kV) la componente capacitiva que es la que predomina, es casi la misma para cualquier punto de falla en líneas entre 200 - 300 km. Lo comentado también sucede con el voltaje de recuperación.

En la figura 1.2 se presentan los resultados obtenidos de pruebas de campo y de laboratorio, mediante los cuales se puede estimar el tiempo en el que se extingue la corriente de arco secundario.

Como se observa en la figura 1.2, el tiempo para efectuar el recierre tiene un valor mínimo de 0.25 segundos, el cual corresponde a 15 ciclos. Posteriormente crece en forma lineal con respecto a la magnitud de la corriente de arco secundario. Sin embargo, debido a los diversos factores que intervienen; el tiempo requerido para la extinción del arco es aleatorio y la recta realmente indica el tiempo mínimo recomendable para realizar un recierre exitoso.

El tiempo que permanece abierta la fase, antes de proceder a efectuar el recierre; es identificado como "*tiempo muerto*". Este tiempo debe ser tal, que asegure que el arco secundario se ha extinguido y que el Sistema Eléctrico permanezca en sincronismo. Debido a que en ocasiones es difícil cumplir con ambos compromisos, se hace uso del esquema de cuatro reactores monofásicos; que permiten que el arco secundario se extinga más rápido y, por consecuencia, se efectúe el recierre en un tiempo menor de tal manera que se conserve la estabilidad del Sistema.

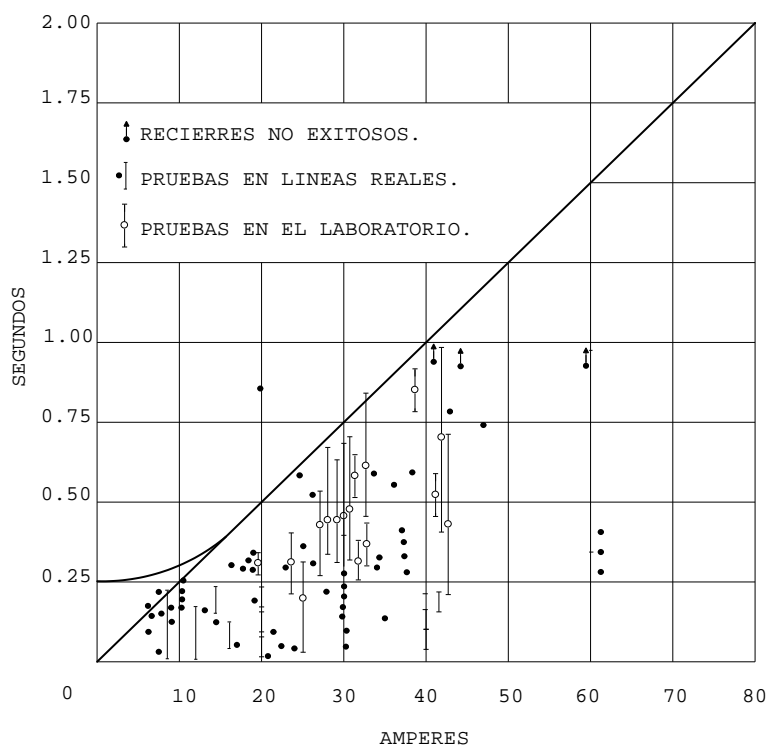


Figura 1.2 Tiempo en el que se puede efectuar el recierre, en función de la magnitud de la corriente de arco secundario[3]

1.3 Neutralización del acoplamiento capacitivo

La corriente de arco secundario es la principal responsable de un recierre exitoso o fallido. Para que el recierre sea exitoso, la corriente de arco secundario se debe extinguir antes que la fase fallada sea recerrada.

Esta corriente se puede extinguir sin ninguna ayuda externa, pero requerirá "tiempos muertos" más prolongados respecto de los casos donde se utilice algún medio para facilitar la extinción de ella. Uno de los métodos más utilizados para favorecer la extinción de la corriente de arco secundario es el denominado Esquema de cuatro reactores, 3 de fase y 1 de neutro a tierra.

Como el objeto principal de la aplicación del recierre monopolar está dirigido a mejorar los márgenes de estabilidad transitoria. En esta aplicación, el esquema de cuatro reactores es comúnmente utilizado (véase la figura 1.3). En líneas de transmisión radiales, o en casos donde el tiempo que la fase permanece abierta no es trascendental en el comportamiento dinámico de los generadores del Sistema, puede permitirse que la corriente de arco secundario se extinga sin la ayuda de ningún agente externo, permitiéndose mayores "tiempos muertos" antes de recerrar la fase abierta.

Como ya se dijo, la corriente de arco secundario es producida por el acoplamiento capacitivo e inductivo de las dos fases energizadas con la fase abierta, siendo predominante el efecto capacitivo. Con el esquema de cuatro reactores se compensa el acoplamiento capacitivo entre fases, y consecuentemente se favorece la extinción de la corriente de arco secundario. Cabe aclarar que con este esquema no se compensa el acoplamiento inductivo. Sin embargo, éste es mínimo en comparación con el acoplamiento capacitivo.

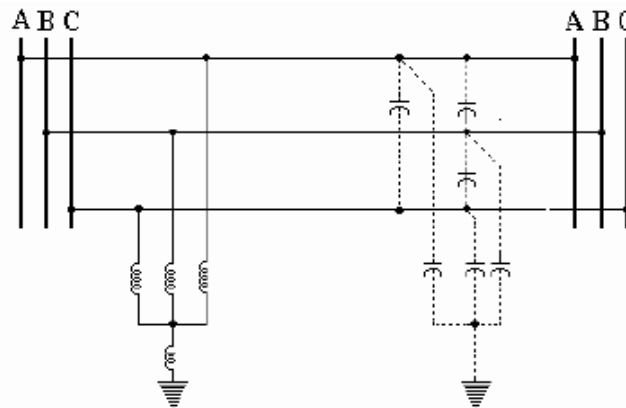


Figura 1.3 Esquema de cuatro reactores y acoplamientos capacitivos de la línea de transmisión [4]

El esquema de cuatro reactores utiliza tres reactores de fase de construcción monofásica, cuya capacidad debe ser determinada con base en estudios de flujos de carga, estabilidad y sobretensiones provocadas durante la energización de la línea. Una vez definida la capacidad de los reactores de fase, el valor en Ohms del reactor del neutro se determina en función de los reactores de fase y de las capacitancias de la línea. Antes de mostrar la manera como se determina las características del reactor del neutro, se comentará el acoplamiento capacitivo que se tiene en una línea de transmisión.

1.4 Efectos capacitivos de la línea

La capacitancia de una línea de transmisión es el resultado de la diferencia de tensiones entre los conductores o bien entre conductores y tierra, lo que ocasiona que estos se carguen de la misma forma que las placas de un capacitor cuando entre ellas existe un medio aislante, en este caso es el aire. La capacitancia que se produce entre los conductores paralelos de la línea es una constante que depende del tamaño y del espaciamiento entre ellos.

Los efectos capacitivos que se producen en la línea afectan tanto a la tensión (voltaje) a lo largo de la línea, a la eficiencia, su factor de potencia e incluso a la estabilidad del Sistema Eléctrico.

Si bien los efectos capacitivos suelen ser pequeños, he incluso se pueden llegar a despreciar en los cálculos para líneas cortas (no mayores de 80 km de longitud), al ser la línea bajo estudio una línea larga, ésta no puede ser despreciada por lo que es considerada.

Los efectos capacitivos mutuos y de fase a tierra que se presentan en una línea de transmisión, se muestran en la figura 1.4 (sin hilos de guarda).

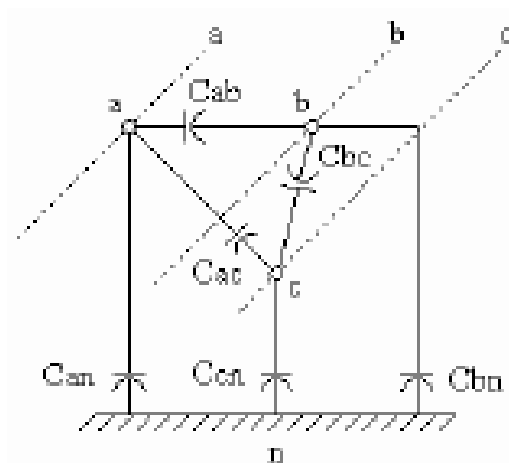


Figura 1.4 Efectos capacitivos de la línea de transmisión.

Las ecuaciones de tensión (voltaje) en términos de coeficientes de potencial, $V = Pq$, si q_a , q_b y q_c son los valores eficaces de las cargas eléctricas de los tres conductores, en Coulombs por metro cuadrado, se pueden expresar de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} \\ P_{ca} & P_{bc} & P_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} q_a \\ q_b \\ q_c \end{bmatrix} V \quad (1.1)$$

1.5 Redes de secuencias con un conductor abierto

Como se explicó, en el ciclo de operación del esquema de disparo monopolar, la falla monofásica es liberada con la apertura monopolar de la fase en ambos extremos de la línea. Durante el tiempo que la fase fallada permanece abierta, la línea se mantiene en operación con 2 fases, debido a esto el flujo de potencia de secuencia positiva es menor en comparación con el inicial en el cual se tienen las 3 fases en operación. Es decir, que con un conductor abierto da la impresión que la línea se alarga eléctricamente (mayor impedancia), lo que ocasiona que el flujo de potencia disminuya, pero sin llegar a ser cero como ocurre durante un disparo tripolar de la misma.

Para ilustrar el manejo de las redes de secuencia cuando se tiene un conductor abierto, y la reactancia equivalente de transferencia de potencia que presenta la línea, se expondrá un breve análisis del tema.

En la figura 1.5 se muestran 3 fases de una línea de transmisión. Supóngase que la fase "a" se abre entre los puntos P y Q, los cuales están suficientemente cerca uno de otro para suponer que la impedancia de las fases "b" y "c" en esta sección son cero. Las corrientes de línea en el sentido de P a Q son I_a , I_b , I_c . Las tensiones (voltajes) de fase en el punto P son V_a , V_b y V_c ; en el punto Q, V_a' , V_b' y V_c' .

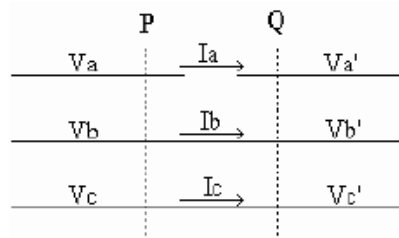


Figura 1.5 Línea de transmisión con una fase abierta.

De la figura 1.5 se observa.

$$I_a = 0$$

Las caídas de tensión entre los puntos P-Q para las 3 fases son:

$$\begin{aligned} V_a - V_a' &= V_a \\ V_b - V_b' &= 0 \\ V_c - V_c' &= 0 \end{aligned}$$

Las caídas de tensión de secuencia cero, positiva y negativa (0,1,2) son:

$$\begin{bmatrix} v_{a0} \\ v_{a1} \\ v_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} V$$

$$v_{a0} = v_{a0} - v_{a0}' = \frac{1}{3} v_a$$

$$v_{a1} = v_{a1} - v'_{a1} = \frac{1}{3}v_a$$

$$v_{a2} = v_{a2} - v'_{a2} = \frac{1}{3}v_a$$

De lo anterior se deduce que:

$$v_{a0} = v_{a1} = v_{a2} \quad (1.2)$$

De la transformación de componentes simétricas

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = 0$$

Entonces (1.3)

$$I_{a1} = -(I_{a2} + I_{a0})$$

Por la ecuación 1.2 se observa que el conductor abierto da lugar a iguales caídas serie de voltaje en cada red de secuencia. La conexión de éstas será en paralelo.

Con voltajes generados balanceados, las redes de secuencia negativa y cero no contienen fuentes de voltaje de la secuencia correspondiente. Así que las ecuaciones de voltaje para estas redes son:

$$v_{a0} + I_{a0}Z_0 = 0$$

$$v_{a2} + I_{a2}Z_2 = 0 \quad (1.4)$$

De las ecuaciones (1.4) y (1.2)

$$I_{a0} = \frac{Z_2}{Z_0}I_{a2} \quad (1.5)$$

Utilizando la ecuación (1.3) y (1.5)

$$I_{a1} = -(I_{a2} + I_{a0}) = -\frac{Z_0 + Z_2}{Z_0}I_{a2}$$

$$I_{a2} = -\frac{Z_0}{Z_0 + Z_2}I_{a1}$$

$$I_{a0} = -\frac{Z_2}{Z_0 + Z_2}I_{a1}$$

De las ecuaciones (1.2) y (1.4)

$$v_{a1} = v_{a2} = v_{a0} = I_{a2}Z_2$$

Entonces;

$$v_{a1} = -I_{a2}Z_2 = \frac{Z_0Z_2}{Z_0+Z_2}I_{a1} = v_{a1} = \frac{Z_0Z_2}{Z_0+Z_2}I_{a1} \quad (1.6)$$

De la ecuación 1.6 se tiene que la caída serie de voltaje de secuencia positiva v_{a1} , entre los puntos P y Q será encontrada si la impedancia $Z_0Z_2 / (Z_0 + Z_2)$ es insertada en la red de secuencia positiva entre los puntos P y Q (ver figura 1.6). La expresión para esta impedancia muestra que es la resultante del paralelo de las impedancias de secuencia negativa y cero. La adición de la impedancia de la ecuación (1.6) a la impedancia de secuencia positiva de la línea; da como resultado la impedancia equivalente de secuencia positiva que presenta la línea cuando una fase está abierta.

Esto equivale a imaginar que la línea es más larga, es decir, que tiene una impedancia de secuencia positiva mayor.

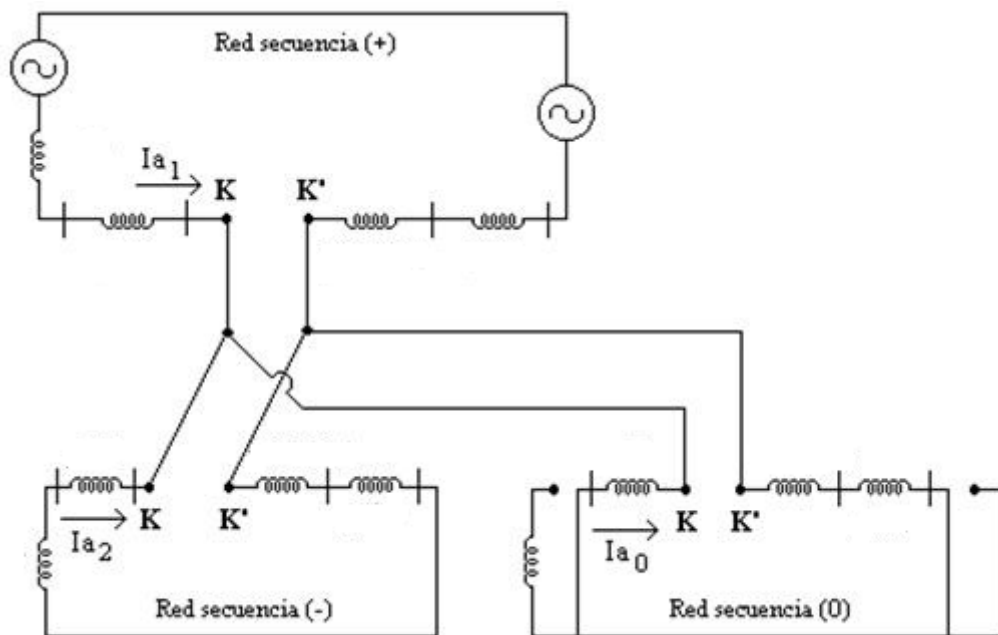


Figura 1.6 Secuencia positiva en serie con el paralelo de las secuencias cero y negativa

1.6 Conclusiones

- ✓ En este capítulo se definió la importancia que brinda la aplicación del recierre monopolar en una línea de transmisión, sobre todo en aquellas cuya importancia en la operación del SEP es alta, y no se puede permitir la salida de la línea cuando ocurre una falla de una fase a tierra, ya que se deben garantizar estos 2 aspectos:
 - *La seguridad operativa*
 - *La continuidad en el servicio de energía*

- ✓ De igual forma se pretende demostrar que esta aplicación es preferible en la operación de las líneas de transmisión, porque no se interrumpe completamente el suministro, pues a pesar de que el flujo de potencia disminuye aproximadamente en un 40%, durante el tiempo en que la fase se encuentra abierta. Valor muy superior a cero, condición que se presenta cuando la línea se abre tripolarmente.

Capítulo 2

**Características del Sistema
Eléctrico considerado**

2.1 Introducción

La línea de transmisión de 230 kV, 215 km, propósito de análisis en este trabajo, conecta a las subestaciones Panaluya y San Buenaventura (PAN-SBV). La primera subestación pertenece al Sistema Eléctrico de Guatemala. La segunda subestación pertenece al Sistema Eléctrico de Honduras. Es decir, es una línea de interconexión entre dos Sistemas. La línea está programada para entrar en operación comercial en el transcurso del año 2015.

Esta línea de transmisión forma parte del **Proyecto SIEPAC** (Sistema Interconectado Eléctrico de los Países de América Central).

El Diseño General del Mercado Eléctrico Regional fue elaborado por el Consultor Principal formado por el Consorcio Mercados Energéticos, Synex Ingenieros Consultores y PHB – Hagler Bailly. Dicho diseño estuvo en discusión y análisis por parte de la Región Centroamericana desde octubre de 1999 y fue aprobado formalmente por el Grupo Director del Proyecto SIEPAC en Abril de 2000.

El proyecto SIEPAC tiene como objetivo aportar soluciones a las necesidades de abastecimiento, calidad y economía del servicio eléctrico del conjunto de países miembros y compartir beneficios a través de crear un ámbito organizado con su juego de reglas para los intercambios internacionales.



Figura 2.1 Red de transmisión asociada al Proyecto SIEPAC [5]

Ello requiere una red capaz de permitir estos intercambios, así como también una estructura y organización comercial y normativa que encuadre y defina el Mercado Regional.

Los principales beneficios directos * que se deben esperar de la creación de un Mercado Eléctrico Regional son aquellos derivados de:

- Sustancial aumento de la seguridad jurídica para inversionistas, con la consecuente reducción del riesgo y con ello mayor facilidad de acceso a fuentes de financiamiento y disminución de las tasas de retorno pretendidas, lo cual se traduce en menores precios en general.
- Mejoras tecnológicas en la oferta por el cambio de escala, lo cual acarrea baja de precios.
- Mayor competencia al crearse un mercado de mayores dimensiones, con posibilidad de actuación de más oferentes.
- Mayor calidad de servicio, producto de una infraestructura de transmisión más robusta y aplicación sistemática de criterios de calidad y seguridad uniforme (gradualmente)
- Mejorar los modos de compartir servicios auxiliares, reservas y respaldos, llevando a mejoras en la calidad del servicio y tarifas de los consumidores finales.

Los requisitos a cumplir por las regulaciones de los Países son:

- Permitir intercambios internacionales y promover la eficiencia
- No discriminación y reciprocidad
- Respetar los contratos
- Despacho económico incluyendo los retiros e inyecciones internacionales
- Respetar la coordinación del Ente Operador Regional (EOR) en la operación de la Red de Transmisión Regional (RTR)
- Respetar la normativa regional de seguridad y calidad
- Permitir el acceso abierto a la transmisión
- Disposición de recursos para la coordinación de la operación
- Acceso abierto a la información

* *Es lo que se menciona. Ojalá y así sea.*

Obligaciones específicas de los Operadores de Sistemas y de Mercado (OS&M)

- Establecer enlaces de comunicación en tiempo real con el EOR
- Intercambio de información técnica y comercial con el EOR
- Conexión de los SCADA y Sistemas de Medición Comercial (SIMEC) de cada OS&M con el EOR
- Participar en la planificación y ejecución de los intercambios internacionales
- Incorporar al despacho nacional las ofertas de inyección y retiro internacionales
- Operación en tiempo real en coordinación con el EOR
- Programar con el EOR los intercambios en situaciones de emergencia
- Respetar el cumplimiento de los contratos nacionales e internacionales
- No permitir exportación de oportunidad en condiciones de déficit nacional de generación

Mercado Eléctrico Regional. En las figuras 2.2 y 2.3, se muestra su estructura operativa y la manera como se llevará a cabo su Despacho.

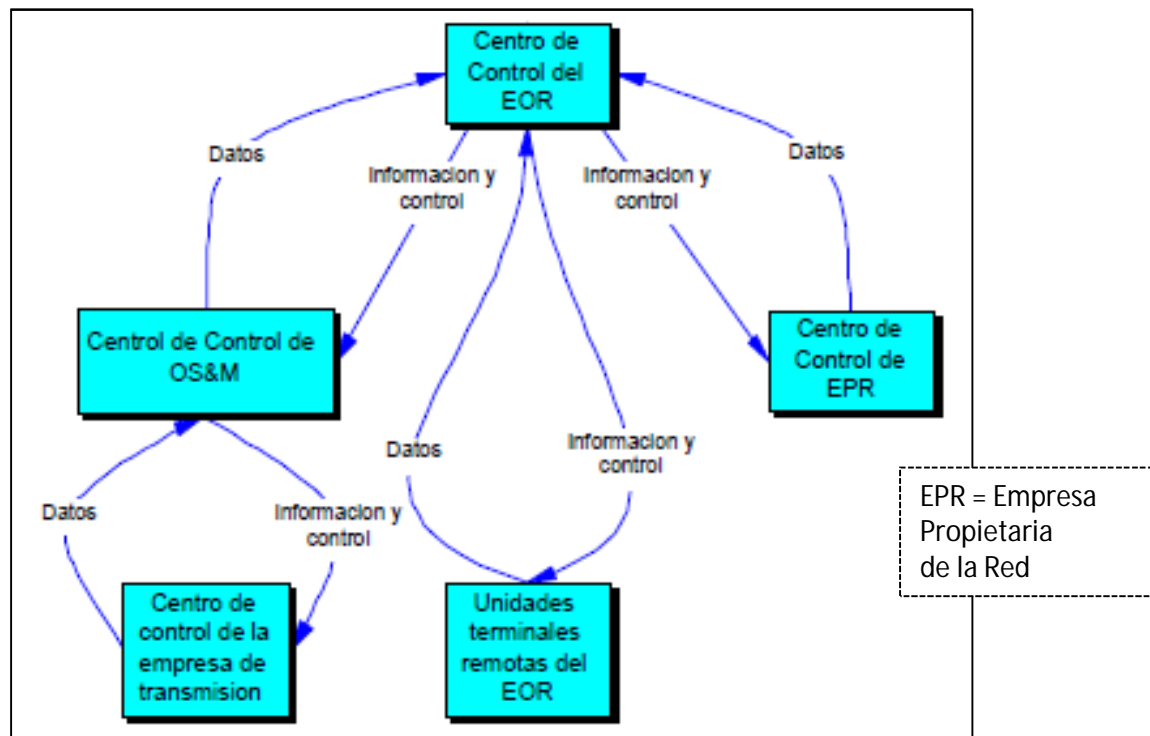


Figura 2.2 Estructura del Mercado Eléctrico Regional [6]

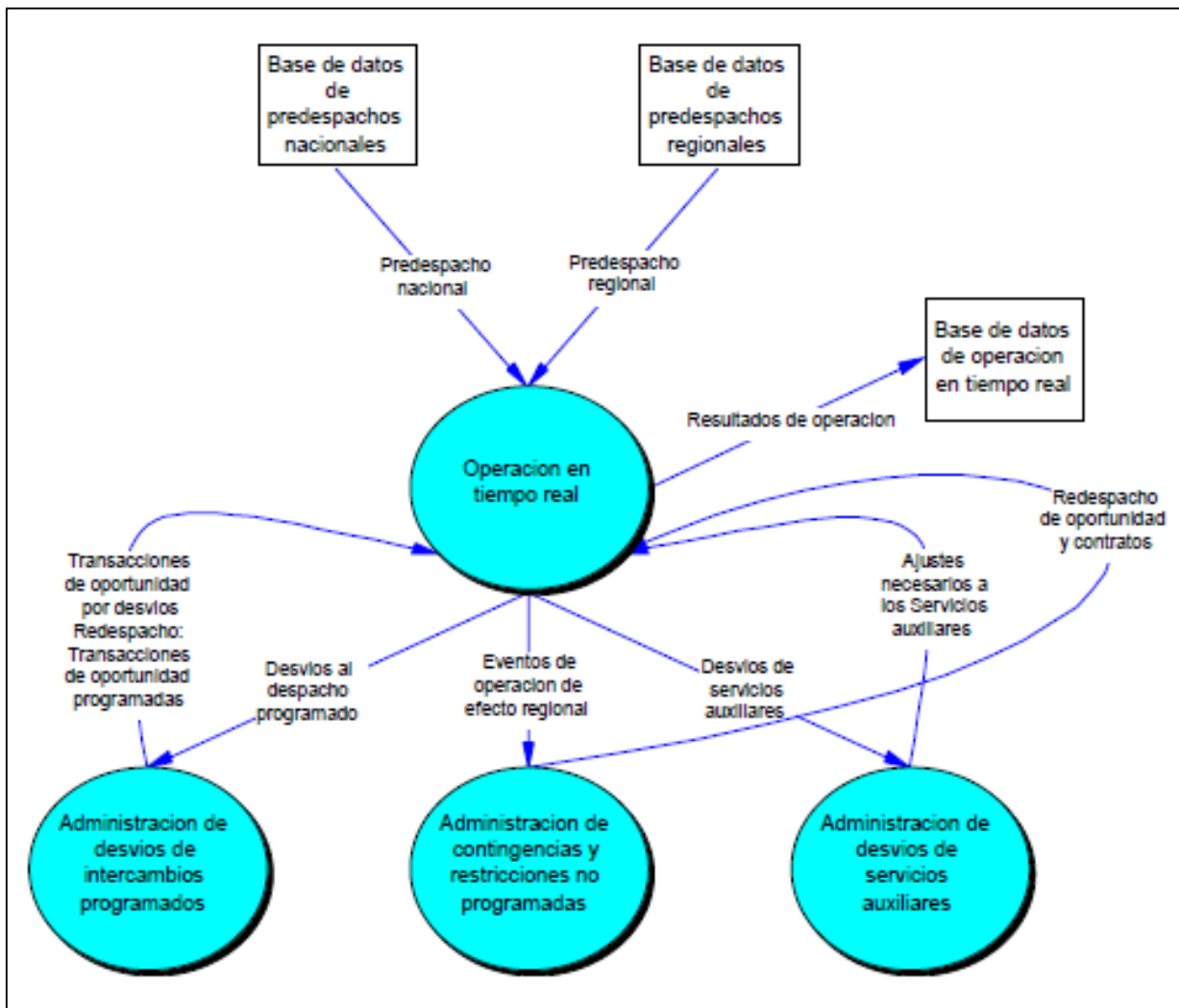


Figura 2.3 Despacho del Mercado Eléctrico Regional

Calidad y confiabilidad del servicio. Los criterios de calidad y seguridad definen las restricciones a la operación del Sistema, por lo tanto, limitan las posibilidades de intercambio. Por consideraciones de eficiencia, es necesario que los mismos sean determinados con criterios técnicos y económicos. Esto garantizará que las transacciones sean económicas.

Los servicios auxiliares tienen como objeto contar con los recursos operativos que permitan operar el Sistema con economía y al mismo tiempo con calidad y seguridad.

Los servicios auxiliares requeridos por los criterios de calidad y seguridad incluyen:

Regulación bajo AGC (Control Automática de Generación), reservas de respaldo (rodante y fría de corto plazo), control de tensión y potencia reactiva, esquemas de desconexión de cargas por baja frecuencia, generación obligada y regulación primaria de frecuencia.

La regulación Regional definirá las reglas para los servicios auxiliares y para establecerlos criterios de calidad y seguridad, administrar las restricciones y establecer los planes de coordinación para emergencias y colapso.

El EOR será el responsable de establecer los criterios de seguridad y calidad que se aplicaran en el MER de acuerdo a procedimientos reglamentados. En los estudios para realizar su determinación participará el Grupo de Apoyo de Coordinación.

2.2 Características de la Red de transmisión de interconexión

El componente de infraestructura, bajo responsabilidad de la EPR, consiste primordialmente en el diseño, ingeniería y construcción de aproximadamente 1800 kilómetros de líneas de transmisión de 230 kV con previsión en torres para un segundo circuito futuro, que se conectarán a 15 subestaciones de los países de la región, mediante 28 bahías de acceso, y además se incluyen equipos de compensación reactiva. Dicha infraestructura inicial, en conjunto con refuerzos de los sistemas de transmisión nacionales, permitirán disponer de una capacidad confiable y segura de transporte de energía de cerca de 300 MW, entre los países de la región.

Las líneas de transmisión eléctrica a 230 kV de un circuito, con torres previstas para un segundo circuito futuro, tienen las siguientes longitudes: Guatemala: 281 km; El Salvador: 286 km; Honduras: 270 km; Nicaragua: 310 km; Costa Rica: 493 km; y Panamá: 150 km. Además se incluyen aproximadamente 298 Mvar de equipos de compensación.

La Línea SIEPAC se conectará a las redes nacionales de cada país mediante un total de 28 bahías de acceso en las siguientes subestaciones: Guatemala Norte, Panaluya y Guatemala Este en Guatemala; Ahuachapán, Nejapa y 15 de Septiembre en El Salvador; San Buenaventura y Agua Caliente en Honduras; Planta Nicaragua y Ticuantepe en Nicaragua; Cañas, Parrita, Río Claro y Palmar Norte en Costa Rica; y Veladero en Panamá. En el tramo Ahuachapán – Nejapa-15 de Septiembre en El Salvador, el segundo circuito quedará de una vez habilitado.

Consideraciones técnicas de los circuitos. Cada circuito está equipado con conductor 1024.5 kcm (miles de circular mil) ACAR (519.1 mm²) y cada estructura dispone de 2 cables de guarda, uno de Alumoweld 7 No.8 (58.56 mm²), y el otro con OPGW que vendrá equipado con fibra óptica 12 Monomodo (Single Mode) y 24 Dispersión desplazada (Non Zero Dispersión).

En la concepción del proyecto se han introducido medidas destinadas a prevenir los riesgos sísmicos locales. No se utilizarán materiales que pudieran ocasionar efectos nocivos sobre el medio ambiente (amianto, halón, PCB).

En la construcción y explotación se respetarán las recomendaciones de los estudios de impacto ambiental, planes de gestión/supervisión ambiental, códigos aplicables al Proyecto y las normas vigentes de seguridad ocupacional y autorizaciones oficiales.

La Línea SIEPAC en magnitudes:

- 4 600 Estructuras de alta tensión (de 400 y 230 kV)
- 32 000 Toneladas de acero
- 110 000 Toneladas de concreto
- 4 000 Toneladas de aluminio
- 65 000 kilómetros de fibra óptica
- 1 800 kilómetros de servidumbres
- 7 000 permisos de paso

En la tabla 2.1, se muestra la longitud de los tramos de la Línea SIEPAC por cada País

País	Longitud aproximada	Total de tramos	Total de torres	Total de Subestaciones	Subestaciones
Guatemala	282.8	3	664	3	Aguacapa Guatemala Norte Panaluya
El Salvador	286	4	736	3	Ahuachapán Nejapa 15 de Septiembre
Honduras	270	4	727	2	Aguacaliente Buenaventura
Nicaragua	308	3	755	2	Sandino Ticuantepe
Costa Rica	493	5	1352	4	Cañas Parrita Palmar Norte Río Claro
Panamá	150.42	1	398	1	Veladero
Total	1,790.20	20	4,632	15	

Tabla 2.1. Longitud de cada tramo de la Línea SIEPAC por País [6]

Interconexión México-Guatemala. Cabe señalar que los Sistemas Eléctricos de México y Guatemala operan interconectados desde abril del año 2009, por medio de una LT de 400 kV con una longitud aproximada de 100 km. Con conductores de fase y guarda de características similares a los utilizados en la Línea SIEPAC. Las subestaciones que conectan a esta LT son Tapachula Potencia (en México) y Los Brillantes (Guatemala).

Eventos relevantes sobre esta interconexión:

- Abril 27 de 2009, se sincronizaron por primera ocasión los sistemas eléctricos de México y Guatemala.
- Noviembre 11 de 2009, se incorporó la Red eléctrica de El Salvador.
- Noviembre 26 de 2009, se interconectó la Red eléctrica de América Central al sistema eléctrico de México.
- Abril 25 de 2010, se declaró la operación comercial transitoria de la interconexión con una exportación desde México de 120 MW.
- Octubre 10 de 2010, se declaró la operación comercial definitiva
- Desde finales de 2012, la línea opera prácticamente con cero MW. Se mantiene cerrada para dar soporte a ambos Sistemas en caso de una emergencia.

2.3 Características de la Red de transmisión asociada a la LT PAN – SBV [7]

Como se ha mencionado la LT de 230 kV PAN-SBV, consiste de un circuito conformado con un conductor por fase 1024.5 kcm ACAR y dos hilos de guarda, en estructuras para doble circuito y de una longitud de 215 km. La LT no está provista con compensación paralelo (reactores).

Los parámetros de secuencia positiva y de secuencia cero de esta LT, se muestran en la tabla 2.2. Los valores están reportados en por unidad referidos a 100 MVA.

Secuencia	Impedancia serie	Admitancia capacitiva
Positiva	$0.02758 + j 0.20113$	$B1 = 0.3990$
Cero	$0.18252 + j 0.56711$	$B0 = 0.2512$

Tabla 2.2. Parámetros de la LT PAN-SBV. Los valores están reportados en por unidad, referidos a 100 MVA

En la figura 2.4 se muestra el tipo de estructura utilizada para esta LT de un circuito. La estructura está prevista para que un futuro se disponga de un segundo circuito.

En el apéndice 1 se indican los datos y coordenadas de conductores utilizados para determinar los parámetros indicados en la tabla 2.2.

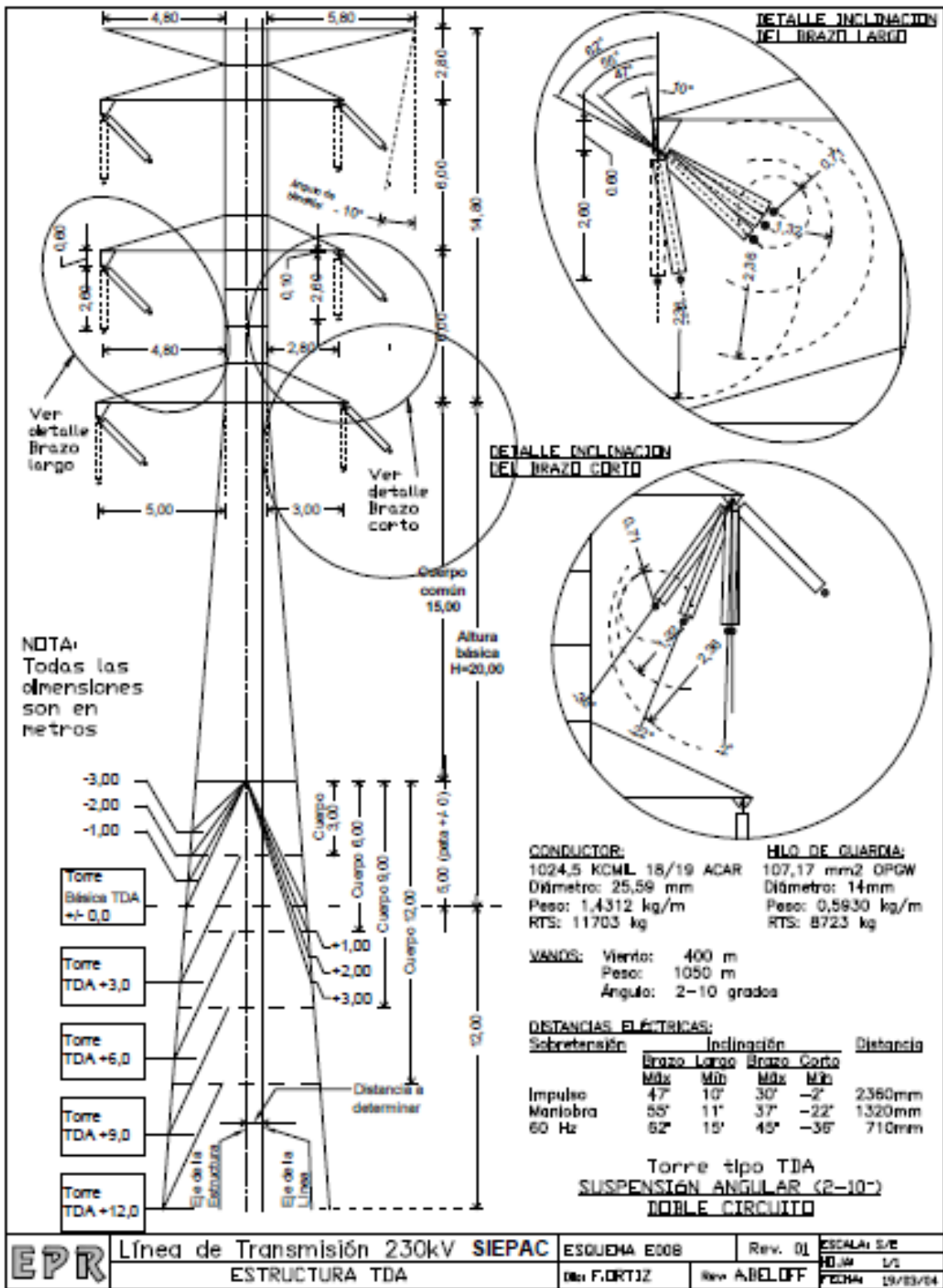


Figura 2.4. Tipo de estructura utilizada para la LT PAN-SBV [8]

2.4 Condiciones operativas consideradas para el análisis de la LT PAN - SBV

Las condiciones de demanda, generación y red de transmisión corresponden a condiciones estimadas para el año 2015. Se considera la operación en demanda máxima y mínima tanto en época lluviosa (invierno) como en época seca (verano). Se considera la Red de Transmisión a nivel de Sistema Eléctrico Regional (SER).

A partir de la base de datos correspondiente a los cuatro casos de demanda para el año 2015, se procedió a efectuar los análisis en estado estable y transitorio.

2.4.1 Flujos de Potencia

Su finalidad es establecer las condiciones operativas, a partir de las cuales se observa el comportamiento de la LT Panaluya – San Buenaventura ante la ocurrencia de fallas de fase a tierra en la misma.

En la tabla 2.3, se muestran la demanda a nivel SER correspondiente a los cuatro casos base considerados. Como se puede observar, los factores de potencia a nivel SER son excelentes.

CASO BASE	ÉPOCA	CONDICIÓN DE DEMANDA	DEMANDA TOTAL (MW, Mvar, FP)
max-verano15.sav	seca	máxima	6852, 2090, 0.956
min-verano15.sav	seca	mínima	3569, 1095, 0.956
max-invierno15.sav	lluviosa	máxima	6852, 2090, 0.956
min-invierno15.sav	lluviosa	mínima	3677, 1120, 0.957

Tabla 2.3. Casos base considerados en este estudio para condiciones de demanda máxima y mínima estimadas para el año 2015. Se indica la demanda a nivel de Sistema Eléctrico Regional.

Como puede observarse en la tabla 2.3, la demanda mínima corresponde al 52.1% de la demanda máxima para condiciones de verano y del 53.6% para condiciones de invierno (muy similares).

En la tabla 2.4, se muestran la demanda a nivel del Sistema eléctrico de Guatemala correspondiente a los cuatro casos considerados. Como se puede observar, los factores de potencia a nivel Sistema son excelentes.

CASO BASE	ÉPOCA	CONDICIÓN DE DEMANDA	DEMANDA TOTAL (MW, Mvar, FP)
max-verano15.sav	seca	máxima	1179, 341, 0.961
min-verano15.sav	seca	mínima	740, 99, 0.990
max-invierno15.sav	lluviosa	máxima	1179, 341, 0.961
min-invierno15.sav	lluviosa	mínima	794, 110, 0.990

Tabla 2.4. Casos base considerados en este estudio para condiciones de demanda máxima y mínima estimadas para el año 2015, para el Sistema Eléctrico de Guatemala.

Como puede observarse en la tabla 2.4, la demanda mínima corresponde al 62.7% de la demanda máxima para condiciones de verano y del 65.6% para condiciones de invierno.

De la información mostrada en las tablas 2.3 y 2.4, se observa, que la demanda del Sistema eléctrico de Guatemala en condiciones de demanda máxima corresponde al 17.2% de la demanda máxima a nivel SER, lo anterior para las dos épocas del año. Con relación a la demanda mínima, corresponde al 20.7% también para ambas épocas del año.

En la tabla 2.5, se muestran la demanda a nivel del Sistema eléctrico de Honduras correspondiente a los cuatro casos considerados. Como se puede observar, los factores de potencia a nivel Sistema también son excelentes.

CASO BASE	ÉPOCA	CONDICIÓN DE DEMANDA	DEMANDA TOTAL (MW, Mvar, FP)
max-verano15.sav	seca	máxima	1205, 395, 0.95
min-verano15.sav	seca	mínima	521, 171, 0.95
max-invierno15.sav	lluviosa	máxima	1205, 395, 0.95
min-invierno15.sav	lluviosa	mínima	546, 179, 0.95

Tabla 2.5. Casos base considerados en este estudio para condiciones de demanda máxima y mínima estimadas para el año 2015, para el Sistema Eléctrico de Honduras.

Como puede observarse en la tabla 2.5, la demanda mínima corresponde al 43.2% de la demanda máxima para condiciones de verano y del 45.3% para condiciones de invierno.

De la información mostrada en las tablas 2.3 y 2.5, se observa, que la demanda del Sistema eléctrico de Honduras en condiciones de demanda máxima corresponde al 17.6% de la demanda máxima a nivel SER, lo anterior para las dos épocas del año. Con relación a la demanda mínima, corresponde al 14.6% también para ambas épocas del año.

Dada la similitud de las condiciones de demanda mostradas en las tablas 2.3 a 2.5, así como de los resultados obtenidos; se reporta exclusivamente en el presente trabajo, lo correspondiente a demanda máxima y mínima de invierno.

2.4.1a Demanda máxima de invierno (Época Lluviosa).

Como se indica en la tabla 2.4, la demanda máxima estimada para invierno en el Sistema eléctrico de Guatemala para el año 2015, es 1179 MW con un factor de potencia de 0.961. Para satisfacer esta demanda, en la tabla 2.6, se muestran las unidades generadoras consideradas en dicho Sistema.

En las tablas 2.7 y 2.8, se indican algunos aspectos que se observaron del análisis de los resultados de flujos de potencia correspondientes a este caso. Aspectos no significativos, simplemente se destacan a manera de comentario. En la tabla 2.7, se indican los nodos en los cuales el valor de tensión está fuera del rango de 0.95 a 1.04 pu. En la tabla 2.8, se indican los enlaces que están por encima del 90% del valor correspondiente al "RATE A".

La diferencia entre la demanda (más pérdidas) y la generación (respectivamente, 1179 MW y 1082 MW), se completa por los flujos provenientes de las subestaciones SBV-230 (35 MW) y Ahuachapán (84.7 MW).

DEMANDA MÁXIMA, INVIERNO DE 2015													
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVBASE
1601	CHX-H1	13.800	1	48.5	10.2	29.0	-20.0	1.0300	48.2	0.9788	55.3		
1602	CHX-H2	13.800	2	47.6	10.1	29.0	-20.0	1.0300	47.2	0.9783	55.3		
1603	CHX-H3	13.800	3	47.6	10.1	29.0	-20.0	1.0300	47.2	0.9783	55.3		
1606	AGU-H1	10.000	1	28.8	2.1	10.0	-10.0	1.0000	28.8	0.9975	37.5		
1609	JUR-H1	13.800	1	19.7	4.3	5.0	-5.0	1.0300	19.6	0.9768	25.0		
1610	JUR-H2	13.800	2	19.7	4.3	5.0	-5.0	1.0300	19.6	0.9768	25.0		
1613	RBO-H	4.1600	1	2.0	-0.0	5.0	-2.0	1.0250	2.0	0.9999	12.5		
1614	SMA-H	2.3000	1	1.5	0.0	0.0	0.0	1.0341	1.5	1.0000	2.5		
1614	SMA-H	2.3000	2	1.5	0.0	0.0	0.0	1.0341	1.5	1.0000	2.5		
1615	SAL-H	2.3000	1	1.5	0.3	0.3	0.0	0.9684	1.6*	0.9806	2.5		
1616	POR-H	2.3000	1	1.8	0.0	0.0	0.0	0.9901	1.8	1.0000	2.5		
1621	ENR-B3	13.800	4	17.3	10.0	10.0	-5.0	1.0102	19.8	0.8663	23.1		
1623	ENR-B3B	13.800	5	17.3	7.6	10.0	-5.0	1.0150	18.7	0.9159	23.1		
1623	ENR-B3B	13.800	6	17.3	7.6	10.0	-5.0	1.0150	18.7	0.9159	23.1		
1638	MTI-B	13.800	1	18.5	0.0	6.0	0.0	1.0226	18.1	1.0000	25.9		
1639	PNT-B	13.800	1	34.0	2.8	5.0	0.0	1.0200	33.5	0.9965	45.3		
1640	SAA-B	13.800	1	31.0	2.2	10.0	0.0	1.0200	30.5	0.9976	45.3		
1642	GEN-B1	13.800	1	10.0	0.9	5.0	0.0	1.0200	9.9	0.9956	12.1		
1644	ZUN-G	13.200	1	3.5	0.7	2.0	-2.0	1.0200	3.5	0.9808	5.6		
1644	ZUN-G	13.200	2	3.5	0.7	2.0	-2.0	1.0200	3.5	0.9808	5.6		
1644	ZUN-G	13.200	3	3.5	0.7	2.0	-2.0	1.0200	3.5	0.9808	5.6		
1644	ZUN-G	13.200	4	3.5	0.7	2.0	-2.0	1.0200	3.5	0.9808	5.6		
1645	SEC-H	6.6000	1	15.8	-1.1	10.0	-5.0	1.0250	15.4	0.9975	19.5		
1648	LPA-B	13.800	1	14.5	4.9	8.5	0.0	1.0100	15.2	0.9467	19.7		
1648	LPA-B	13.800	2	14.5	4.9	8.5	0.0	1.0100	15.2	0.9467	19.7		
1648	LPA-B	13.800	3	9.6	3.3	8.5	0.0	1.0100	10.1	0.9467	19.7		
1648	LPA-B	13.800	4	14.5	4.9	8.5	0.0	1.0100	15.2	0.9467	19.7		
1648	LPA-B	13.800	5	5.0	1.7	2.0	0.0	1.0100	5.3	0.9467	6.2		
1651	SJO-C	13.800	1	125.0	29.6	64.0	-30.0	1.0350	124.1	0.9731	160.0		
1654	TUL-B12	12.000	1	9.4	0.1	9.9	0.0	1.0050	9.4	0.9999	13.6		
1656	REN-H1	6.9000	1	15.0	0.3	11.9	0.0	1.0200	14.7	0.9998	24.6		
1659	ARI-O1	13.800	1	16.3	2.7	12.0	-7.0	1.0300	16.0	0.9868	21.3		
1659	ARI-O1	13.800	11	3.5	0.6	5.3	-4.2	1.0300	3.4	0.9868	10.0		
1659	ARI-O1	13.800	2	16.3	2.7	12.0	-7.0	1.0300	16.0	0.9868	21.3		
1659	ARI-O1	13.800	3	16.3	2.7	12.0	-7.0	1.0300	16.0	0.9868	21.3		
1660	ARI-O2	13.800	4	16.3	2.2	12.0	-7.0	1.0300	15.9	0.9909	21.3		
1660	ARI-O2	13.800	5	16.3	2.2	12.0	-7.0	1.0300	15.9	0.9909	21.3		
1660	ARI-O2	13.800	6	16.3	2.2	12.0	-7.0	1.0300	15.9	0.9909	21.3		
1660	ARI-O2	13.800	7	16.3	2.2	12.0	-7.0	1.0300	15.9	0.9909	21.3		
1661	ARI-O3	13.800	10	16.3	2.6	12.0	-7.0	1.0300	16.0	0.9874	21.3		
1661	ARI-O3	13.800	8	16.3	2.6	12.0	-7.0	1.0300	16.0	0.9874	21.3		
1661	ARI-O3	13.800	9	16.2	2.6	12.0	-7.0	1.0300	15.9	0.9874	21.3		
1664	MTZ-H	4.1600	1	2.9	0.0	6.4	0.0	1.0128	2.9	1.0000	13.4		
1665	SIS-H	4.1600	1	1.5	0.5	0.8	0.0	1.0200	1.6	0.9578	2.1		
1666	CAN-H1	13.800	1	13.1	2.3	12.5	-3.0	1.0200	13.1	0.9847	28.3		
1667	CGP-69	69.000	1	3.0	2.0	2.0	0.0	0.9724	3.7*	0.8321	5.3		
1668	ELG-B	13.800	7	4.9	5.3	5.6	0.0	1.0250	7.1	0.6832	9.4		
1670	CAN-H2	13.800	2	13.1	2.3	12.5	-3.0	1.0200	13.1	0.9847	28.3		
1672	PNT-B2	13.800	2	4.8	0.0	15.0	0.0	1.0161	4.8	1.0000	25.0		
1673	MAG-B2	13.800	3	10.0	3.9	6.2	0.0	1.0300	10.4	0.9332	17.6		
1674	REC-H	13.800	1	8.9	1.5	9.1	-7.2	1.0250	8.8	0.9866	17.2		
1674	REC-H	13.800	2	8.9	1.5	9.1	-7.2	1.0250	8.8	0.9866	17.2		
1676	MTO-H	13.800	1	3.9	1.8	4.0	-3.8	1.0250	4.2	0.9050	7.7		
1676	MTO-H	13.800	2	3.9	1.8	4.0	-3.8	1.0250	4.2	0.9050	7.7		
1688	MAG-B3	13.800	4	22.3	1.2	18.0	0.0	1.0100	22.1	0.9987	37.5		
1689	TND-B	13.800	1	9.7	0.0	8.4	0.0	1.0168	9.5	1.0000	20.0		
1690	CND-H	6.6000	1	4.1	-0.9	2.0	-1.0	1.0200	4.1	0.9761	5.4		
1691	ORT-G	12.470	1	10.6	2.1	9.0	0.0	1.0250	10.6	0.9806	15.0		
1691	ORT-G	12.470	2	10.6	2.1	9.0	0.0	1.0250	10.6	0.9806	15.0		
1699	MAG-B4	13.800	5	43.7	-2.0	34.0	-20.0	1.0000	43.7	0.9990	56.2		
1902	LLI-C	13.800	1	13.0	1.1	6.6	-3.5	1.0100	12.9	0.9966	24.6		
1915	ECR-B	13.800	1	4.8	3.2	3.9	0.0	1.0000	5.8	0.8332	6.4		
1923	PLV-H1	13.800	1	35.0	-1.6	20.0	-10.0	1.0150	34.5	0.9990	45.0		
1958	LPA-V1	13.800	1	40.0	11.1	25.0	-25.0	1.0100	41.1	0.9636	45.0		
1959	LPA-V2	13.800	2	40.0	11.1	25.0	-25.0	1.0100	41.1	0.9636	45.0		
SUBSYSTEM TOTALS						1082.1	199.4	681.3	-326.7		1516.4		

Tabla 2.6. Despacho de generación correspondiente al caso base de demanda máxima estimada para invierno del año 2015, en el Sistema eléctrico de Guatemala.

NODOS CON VALORES DE TENSIÓN SUPERIORES A 1.0400:																
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	
1339		CAN-69		69.000		1	1.0424	71.925	1399		MTO-69		69.000	1	1.0449	72.101
1622		S&S-D		13.800		1	1.0404	14.358	1834		TOL-34		34.500	1	1.0485	36.173

NODOS CON VALORES DE TENSIÓN INFERIORES A 0.9500:															
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NINGUNO *															

Tabla 2.7. Nodos cuyo valor de tensión está fuera del rango de 0.95 a 1.04 pu, correspondiente al caso base de demanda máxima estimada para verano del año 2015, en el Sistema eléctrico de Guatemala.

LÍNEAS Y TRANSFORMADORES QUE SUPERAN EL 90% DE SU CAPACIDAD INDICADA EN "RATE A"															
X----- FROM BUS -----X X-----						-----X TO BUS -----X									
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
1151		ESC-691		69.000	1	12205		GAC-692		69.000*	1	1	55.8	59.2	94.2
1317		TOT-69		69.000*	1	1830		TOT-34		34.500	1	1	2.7	2.5	106.2
12142		PLM-69		69.000*	1	12205		GAC-692		69.000	1	1	55.8	51.2	109.0

Tabla 2.8. Enlaces cuyo flujo de potencia activa está por encima del 90% del Rate "A", correspondiente al caso base de demanda máxima estimada para invierno del año 2015, en el Sistema eléctrico de Guatemala.

En el diagrama unifilar de la figura 2.6 se muestra la condición operativa correspondiente a la demanda máxima estimada para invierno del año 2015.

Se observa en dicho diagrama, que se tiene un flujo de 35.7 MW de la subestación SBV-230 a la subestación PAN-230. El flujo de potencia reactiva es 27.2 Mvar entrando a la subestación SBV-230 y 10.4 Mvar entrando a la subestación PAN-230. De acuerdo a los parámetros de la LT PAN-230 – SBV-230 (tabla 2.2); esta LT genera 39.16 Mvar a tensión nominal.

El valor de tensión en subestaciones PAN-230 y SBV-230, es 1.015 y 1.01 pu respectivamente.

Cabe señalar que en el diagrama unifilar de la figura 2.6, por razones de espacio, solamente se muestran parte de las subestaciones asociadas a Panaluya y San Buenaventura.

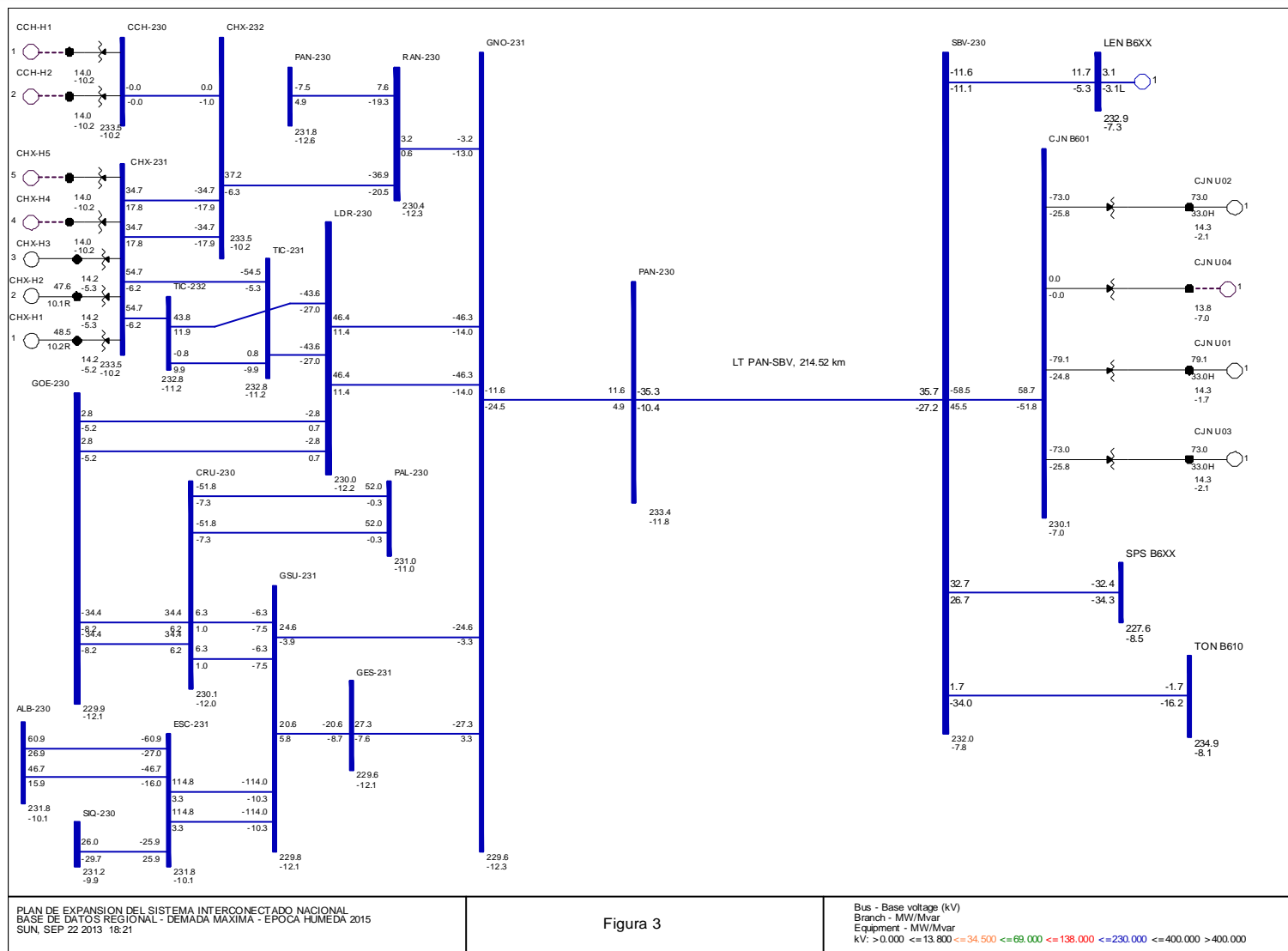


Figura 2.5 Diagrama unifilar.

2.4.1b Demanda mínima de Invierno (Época lluviosa).

La demanda mínima estimada para invierno en el Sistema eléctrico de Guatemala para el año 2015, es 773 MW (65.6% de la demanda máxima), la cual se satisface de la manera indicada en la tabla 2.9.

En las tablas 2.10 y 2.11, se indican algunos aspectos que se observaron del análisis de los resultados de flujos de potencia correspondientes a este caso. Aspectos no significativos, simplemente se destacan a manera de comentario. En la tabla 2.10, se indican los nodos en los cuales el valor de tensión está fuera del rango de 0.95 a 1.04 pu. En la tabla 2.11, se indican los enlaces que están por encima del 90% del valor correspondiente al "RATE A".

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE
1601	CHX-H1	13.800	1	48.3	-7.5	29.0	-20.0	1.0000	48.9	0.9881	55.3		
1602	CHX-H2	13.800	2	52.0	-7.2	29.0	-20.0	1.0000	52.5	0.9906	55.3		
1612	LES-H	6.9000	1	6.6	-0.6	2.0	-1.0	1.0000	6.6	0.9958	7.5		
1612	LES-H	6.9000	2	6.6	-0.6	2.0	-1.0	1.0000	6.6	0.9958	7.5		
1613	RBO-H	4.1600	1	1.0	-1.9	5.0	-2.0	1.0000	2.2	0.4570	12.5		
1614	SMA-H	2.3000	1	1.6	0.0	0.0	0.0	1.0299	1.6	1.0000	2.5		
1614	SMA-H	2.3000	2	1.6	0.0	0.0	0.0	1.0299	1.6	1.0000	2.5		
1614	SMA-H	2.3000	3	1.6	0.0	0.0	0.0	1.0299	1.6	1.0000	2.5		
1616	POR-H	2.3000	1	1.8	0.0	0.0	0.0	1.0325	1.7	1.0000	2.5		
1621	ENR-B3	13.800	1	15.9	-2.4	10.0	-5.0	0.9800	16.4	0.9889	23.1		
1621	ENR-B3	13.800	2	15.9	-2.4	10.0	-5.0	0.9800	16.4	0.9889	23.1		
1621	ENR-B3	13.800	3	15.9	-2.4	10.0	-5.0	0.9800	16.4	0.9889	23.1		
1621	ENR-B3	13.800	4	15.9	-2.4	10.0	-5.0	0.9800	16.4	0.9889	23.1		
1623	ENR-B3B	13.800	5	17.9	7.7	10.0	-5.0	1.0000	19.5	0.9178	23.1		
1641	TDL-B1	13.800	11	8.2	0.0	6.0	0.0	1.0054	8.2	1.0000	12.3		
1642	GEN-B1	13.800	1	10.1	0.0	5.0	0.0	1.0103	10.0	1.0000	12.1		
1642	GEN-B1	13.800	2	10.1	0.0	5.0	0.0	1.0103	10.0	1.0000	12.1		
1644	ZUN-G	13.200	1	3.7	0.7	2.0	-2.0	1.0200	3.7	0.9810	5.6		
1644	ZUN-G	13.200	2	3.7	0.7	2.0	-2.0	1.0200	3.7	0.9810	5.6		
1644	ZUN-G	13.200	3	3.7	0.7	2.0	-2.0	1.0200	3.7	0.9810	5.6		
1644	ZUN-G	13.200	4	3.7	0.7	2.0	-2.0	1.0200	3.7	0.9810	5.6		
1645	SEC-H	6.6000	1	15.8	-2.0	10.0	-5.0	1.0200	15.6	0.9920	19.5		
1646	PAS-H1	4.1600	1	6.0	-1.0	1.0	-1.0	1.0019	6.1	0.9864	7.5		
1648	LPA-B	13.800	1	14.5	3.1	8.5	0.0	1.0000	14.9	0.9780	19.7		
1648	LPA-B	13.800	2	14.5	3.1	8.5	0.0	1.0000	14.9	0.9780	19.7		
1648	LPA-B	13.800	4	14.5	3.1	8.5	0.0	1.0000	14.8	0.9780	19.7		
1651	SJO-C	13.800	1	132.0	-20.0	64.0	-30.0	0.9800	136.2	0.9887	160.0		
1656	REN-H1	6.9000	1	17.5	0.0	11.9	0.0	1.0098	17.3	1.0000	24.6		
1657	REN-H2	6.9000	2	17.5	0.0	11.9	0.0	1.0098	17.3	1.0000	24.6		
1659	ARI-O1	13.800	1	15.7	-5.0	12.0	-7.0	1.0000	16.5	0.9530	21.3		
1659	ARI-O1	13.800	2	15.7	-5.0	12.0	-7.0	1.0000	16.5	0.9530	21.3		
1664	MTZ-H	4.1600	1	11.3	0.0	6.4	0.0	1.0137	11.1	1.0000	13.4		
1665	SIS-H	4.1600	1	1.6	0.0	0.8	0.0	1.0148	1.6	1.0000	2.1		
1665	SIS-H	4.1600	2	1.6	0.0	0.8	0.0	1.0148	1.6	1.0000	2.1		
1666	CAN-H1	13.800	1	10.0	3.9	12.5	-3.0	1.0150	10.6	0.9327	28.3		
1667	CGP-69	69.000	1	3.0	2.0	2.0	0.0	0.9948	3.6*	0.8321	5.3		
1674	REC-H	13.800	1	3.9	3.1	9.1	-7.2	1.0250	4.9	0.7867	17.2		
1676	MTO-H	13.800	1	3.2	2.5	4.0	-3.8	1.0150	4.0	0.7856	7.7		
1690	CND-H	6.6000	1	4.1	-0.8	2.0	-1.0	1.0200	4.1	0.9791	5.4		
1691	ORT-G	12.470	1	9.8	1.3	9.0	0.0	1.0150	9.7	0.9913	15.0		
1691	ORT-G	12.470	2	9.8	1.3	9.0	0.0	1.0150	9.7	0.9913	15.0		
1692	GEC-B2	13.800	3	15.3	-2.5	10.0	-5.0	1.0000	15.5	0.9867	23.1		
1915	ECR-B	13.800	1	4.8	0.0	3.9	0.0	1.0028	4.8	1.0000	6.4		
1915	ECR-B	13.800	2	4.8	0.0	3.9	0.0	1.0028	4.8	1.0000	6.4		
1958	LPA-V1	13.800	1	38.0	9.4	25.0	-25.0	1.0100	38.8	0.9706	45.0		
1959	LPA-V2	13.800	2	38.0	9.4	25.0	-25.0	1.0100	38.8	0.9706	45.0		
SUBSYSTEM TOTALS						668.8	-10.9	412.6	-197.0			898.1	

Tabla 2.9. Despacho de generación correspondiente al caso base de demanda mínima estimada para invierno del año 2015, en el Sistema eléctrico de Guatemala.

La diferencia entre la demanda (más pérdidas) y la generación (respectivamente, 773.5 MW y 668.8 MW), se completa por los flujos provenientes de las subestaciones SBV-230 (49 MW) y Ahuachapán (67.1 MW).

NODOS CON VALOR DE TENSIÓN SUPERIOR A 1.0400:															
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1362		SOL-34		34.500	1	1.0441	36.021	1429		CHS-69		69.000	1	1.0422	71.910
1495		PET-69		69.000	1	1.0512	72.533	1702		PLA-69		69.000	1	1.0450	72.107
1719		SYX-69		69.000	1	1.0495	72.416	1725		RAN-13		13.800	1	1.0476	14.457
1834		TOL-34		34.500	1	1.0454	36.066								

NODOS CON VALOR DE TENSIÓN INFERIOR A 0.9500:															
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NINGUNO *															

Tabla 2.10. Nodos cuyo valor de tensión está fuera del rango de 0.95 a 1.04 pu, correspondiente al caso base de demanda mínima estimada para verano del año 2015, en el Sistema eléctrico de Guatemala.

LÍNEAS Y TRANSFORMADORES QUE SUPERAN EL 90% DE SU CAPACIDAD INDICADA EN "RATE A"															
X-----	FROM	BUS	-----X	X-----	TO	BUS	-----X								
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
1109		GSU-231		230.00*	1	1156		GSU-692		69.000	1	1	106.9	100.0	106.9
1117		SJO-230		230.00*	1	1651		SJO-C		13.800	1	1	137.5	150.0	91.7
1154		GSU-691		69.000	1	1156		GSU-692		69.000*	1	1	81.8	66.7	122.7
1449		MTZ-69		69.000*	1	1664		MTZ-H		4.1600	1	1	14.6	14.6	99.9

Tabla 2.11. Enlaces cuyo flujo de potencia activa está por encima del 90% del Rate "A", correspondiente al caso base de demanda mínima estimada para invierno del año 2015, en el Sistema eléctrico de Guatemala.

En el diagrama unifilar de la figura 2.6 se muestra la condición operativa correspondiente a la demanda mínima estimada para invierno del año 2015.

Se observa en dicho diagrama, que se tiene un flujo de 49 MW de la subestación SBV-230 a la subestación PAN-230. El flujo de potencia reactiva es 21.4 Mvar entrando a la subestación SBV-230 y 16.2 Mvar entrando a la subestación PAN-230. De acuerdo a los parámetros de la LT PAN-230 – SBV-230 (tabla 2.2); esta LT genera 39.16 Mvar a tensión nominal.

El valor de tensión en subestaciones PAN-230 y SBV-230, es 1.03 y 1.04 pu respectivamente.

Cabe señalar que en el diagrama unifilar de la figura 2.6, por razones de espacio, solamente se muestran parte de las subestaciones asociadas a Panaluya y San Buenaventura.

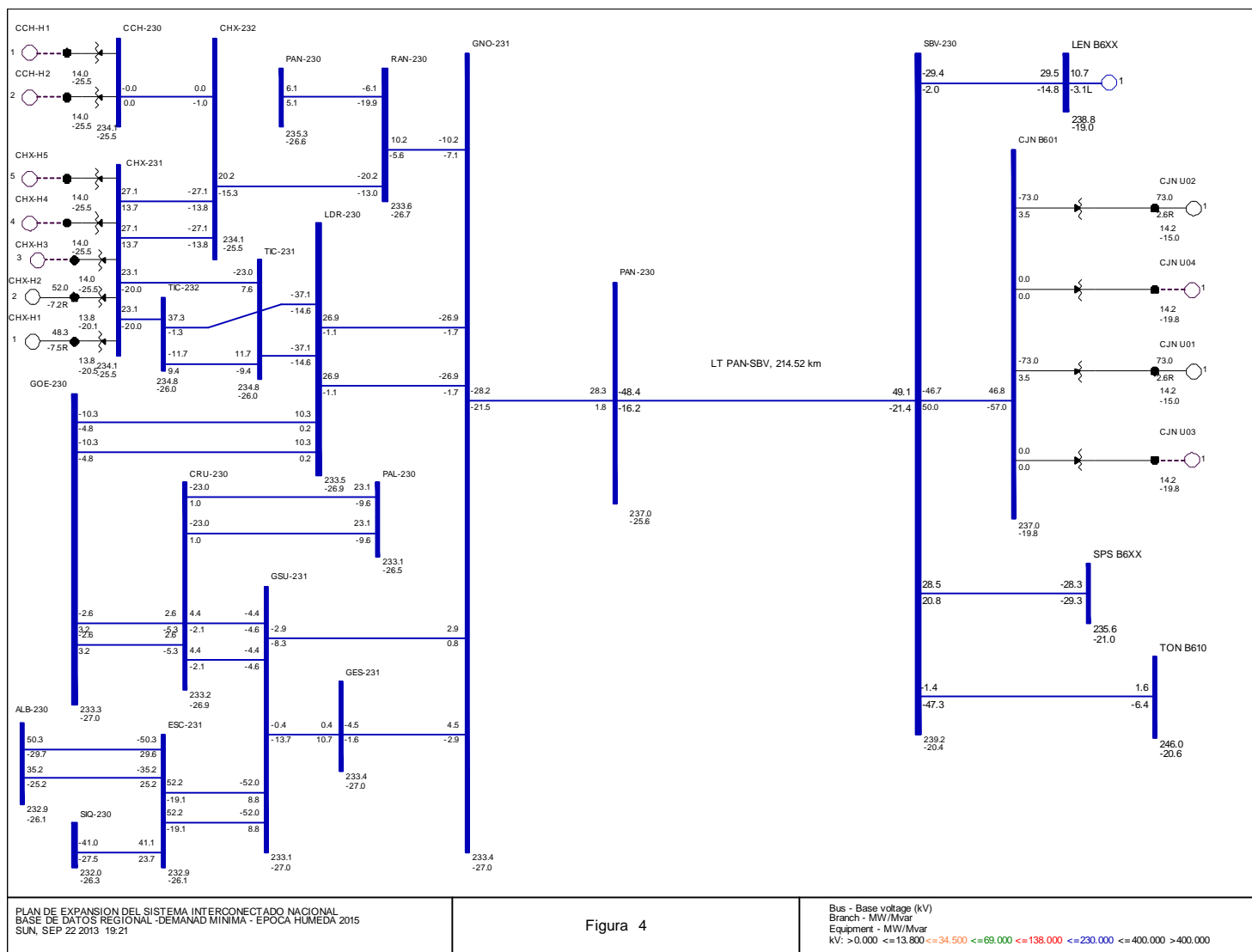


Figura 2.6 Diagrama unifilar

2.4.2 Conclusiones del análisis de flujos de potencia en la LT Panaluya - San Buenaventura

Demanda estimada para invierno, año 2015

a) Demanda máxima

- ✓ La operación del SIN de Guatemala es satisfactoria.
- ✓ Se observó sobrecarga del 10% en el enlace PALM-69 a GRC-692 (Red de distribución).
- ✓ Se observa un flujo de 35 MW de SBV-230 a PAN-230. La tensión en estas subestaciones es 233 kV y 232 kV, respectivamente. En la Central Hidroeléctrica de El Cajón hay tres unidades en operación.

b) Demanda mínima

- ✓ La operación del SIN de Guatemala es satisfactoria.
- ✓ Se observó sobrecarga del 7% en el transformador de 230/69 kV de 100 MVA en la subestación Guatemala Sur. Lo anterior, por el alto valor del flujo de potencia reactiva del nivel de 230 kV al nivel de 69 kV (105 Mvar).
- ✓ Se observa un flujo de 49 MW de SBV-230 a PAN-230. La tensión en estas subestaciones es 237 kV y 239 (1.039 pu) kV, respectivamente. En la Central Hidroeléctrica de El Cajón hay dos unidades en operación. La tensión en la subestación SBV-230, pudiera disminuirse ligeramente, bajando la tensión en terminales de las unidades de El Cajón.

Capítulo 3

**Ubicación de los Reactores de
Fase**

3.1 Introducción

Como se ha indicado en el capítulo anterior, una línea de transmisión (LT) posee capacitancia. El valor de la capacitancia, depende del nivel de tensión y de la longitud de la LT. A medida que la LT es de mayor longitud y de mayor nivel de tensión de operación; la capacitancia es mayor. Por otra parte, la potencia reactiva generada por la LT, está en función de la capacitancia.

$$Qg = Yc V^2 \quad (3.1)$$

$$Yc = 2\pi fC \quad (3.2)$$

Donde,

Yc representa la admitancia capacitiva de la LT.

f representa la frecuencia de operación

C representa la capacitancia de la LT

Como se observa en la expresión dada en (3.1), la potencia generada depende de la tensión al cuadrado. Por ejemplo,

Si una LT de 230 kV y 100 km, genera 19.0 Mvar a tensión nominal;

Si la tensión se incrementa en 2% (1.02 pu); la línea generará;

$$\begin{aligned} Qg &= 19.0 * 1.02^2 \\ &= 19.76 \text{ Mvar.} \end{aligned}$$

Si la tensión disminuye en 3% (0.97 pu); la línea generará;

$$\begin{aligned} Qg &= 19.0 * 0.97^2 \\ &= 17.88 \text{ Mvar.} \end{aligned}$$

Por lo anterior, es sumamente importante determinar la capacidad y ubicación de los reactores de fase. Sobre todo, considerando que las condiciones operativas son cambiantes; los niveles de tensión también lo son.

Para tal efecto, es necesario determinar en primer lugar la ubicación de los reactores de fase.

La ubicación de los reactores de fase, será en la subestación en la que se lleve a cabo la sincronización de la LT (en la subestación menos robusta). La energización de la LT, será en la subestación que presente mayor robustez (en la que se tiene mayor capacidad de control de tensión).

3.2 Robustez de las subestaciones PAN-230 y SBV-230

La robustez de las subestaciones PAN y SBV, se determinará mediante los valores de corto circuito y obtención de curvas Q-V en ambas subestaciones. La subestación en la que el valor de corriente de falla sea mayor; será la más robusta. Por otra parte, la subestación en la que se tenga un mayor valor de $\Delta Q/\Delta V$; será la más robusta.

El primer análisis que se llevará a cabo, es el correspondiente al de corto circuito, el cual proporciona el valor de corriente en cada una de las dos subestaciones, conectadas por la línea de interés. El análisis se realiza mediante la aplicación del método de las componentes simétricas [9], [10].

Las curvas Q-V serán utilizadas para confirmar los resultados obtenidos en el análisis de corto circuito. Mediante las curvas Q-V, sabremos en cuál de las dos subestaciones, es necesario inyectar mayor cantidad de potencia reactiva para cambiar el valor de la tensión. Es decir, dependiendo del valor de $\Delta Q/\Delta V$, se sabe que subestación es más robusta [11].

3.2.1 Corto circuito en subestaciones PAN y SBV

La corriente total de corto circuito es la suma de cada una de las contribuciones de los elementos al punto de falla.

El sistema bajo estudio se muestra en la figura 3.1

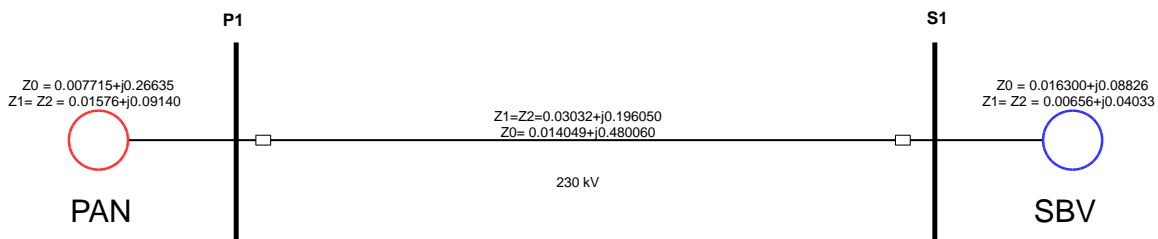


Figura 3.1 Diagrama unifilar del sistema bajo estudio.

La finalidad del diagrama unifilar mostrado en la figura 3.1, es mostrar de una manera simplificada el circuito correspondiente a la LT de interés. Los equivalentes de Sistema mostrados en dicha figura, representan el resto del Sistema Eléctrico.

En la tabla 3.1, se presentan los valores simétricos de la corriente de corto circuito en las subestaciones PAN-230 y SBV-230, correspondientes a Demanda máxima de invierno de 2015.

SUBESTACIÓN IDENTIFICACIÓN	FALLA TRIFÁSICA		FALLA DE FASE A TIERRA	
	[A]	[PU]	[A]	[PU]
PAN-230	3751.7	14.95	2326.6	9.27
SBV-230	7005.1	27.91	4942.8	19.69

Tabla 3.1. Valores simétricos de corrientes de falla para condiciones de demanda máxima de invierno de 2015.

En la tabla 3.2, se presentan los valores simétricos de la corriente de corto circuito en las subestaciones PAN-230 y SBV-230, correspondientes a demanda mínima de invierno de 2015.

SUBESTACIÓN IDENTIFICACIÓN	FALLA TRIFÁSICA		FALLA DE FASE A TIERRA	
	[A]	[PU]	[A]	[PU]
PAN-230	3491.1	13.91	2274.7	9.06
SBV-230	5427.5	21.62	4398.1	17.52

Tabla 3.2. Valores simétricos de corrientes de falla para condiciones de demanda mínima de invierno de 2015.

Se observa que los valores de falla, son mayores en la subestación SBV-230, para ambas condiciones de operación.

3.2.2 Curvas Q - V en subestaciones PAN y SBV

El análisis por medio de las curvas Q-V representa también una manera muy eficiente de visualizar la factibilidad de que se presente el colapso de tensión durante el periodo post-transitorio después de ocurrido un disturbio.

Dentro de los análisis de estabilidad de tensión, se hace uso de la técnica de curvas Q - V, que consiste en determinar la cantidad de potencia reactiva que debe ser inyectada en un nodo, para cambiar el valor inicial de la tensión a un valor deseado.

El nodo más débil es aquel que puede presentar una o más de las siguientes características (véase la figura 3.2):

- a) Tiene el más alto punto de colapso de tensión sobre la curva QV
- b) Tiene el más pequeño margen de potencia reactiva
- c) Tiene la mayor deficiencia de potencia reactiva
- d) Tiene el más alto porcentaje de cambio en el valor de tensión

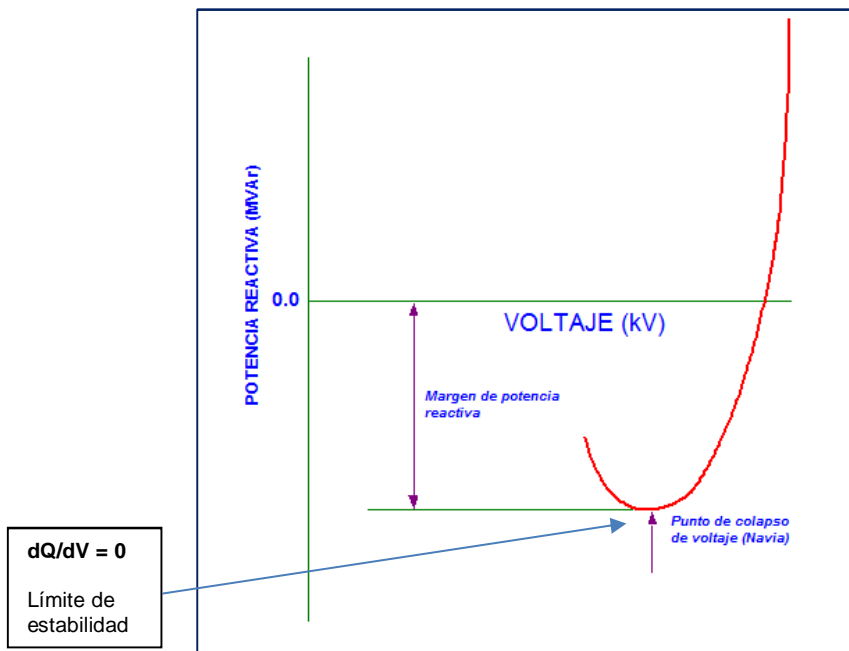


Figura 3.2. Curva QV

Por otra parte, el nodo que presenta la menor relación de cambio de $\Delta Q/\Delta V$ antes del colapso (la “nariz” de la curva, cuando $dQ/dV=0$) es el nodo más débil.

Por ejemplo;

$$\begin{aligned}
 \text{Si para el nodo A; } \Delta Q/\Delta V &= (Q1 - Q2) / (V1 - V2) \\
 &= (155.66 - (-20.69)) / (253.0 - 230) \\
 &= 176.55 / 23.0 \\
 &= 7.68 \text{ Mvar/kV}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Si para el nodo B; } \Delta Q/\Delta V &= (Q1 - Q2) / (V1 - V2) \\
 &= (350.36 - (-24.78)) / (253.0 - 230) \\
 &= 375.14 / 23.0 \\
 &= 16.31 \text{ Mvar/kV}
 \end{aligned}$$

⇒ Significa que el nodo B es más robusto que el nodo A. Es decir, se requiere más potencia reactiva para cambiar la tensión al mismo valor de tensión.

Demanda máxima de invierno de 2015

En las figuras 3.3 y 3.4 se muestran las curvas Q-V para las subestaciones SBV y PAN para condiciones estimadas de demanda máxima de invierno de 2015. Se observa que el margen de potencia reactiva es 436 Mvar para la subestación SBV y 412 Mvar para la subestación PAN.

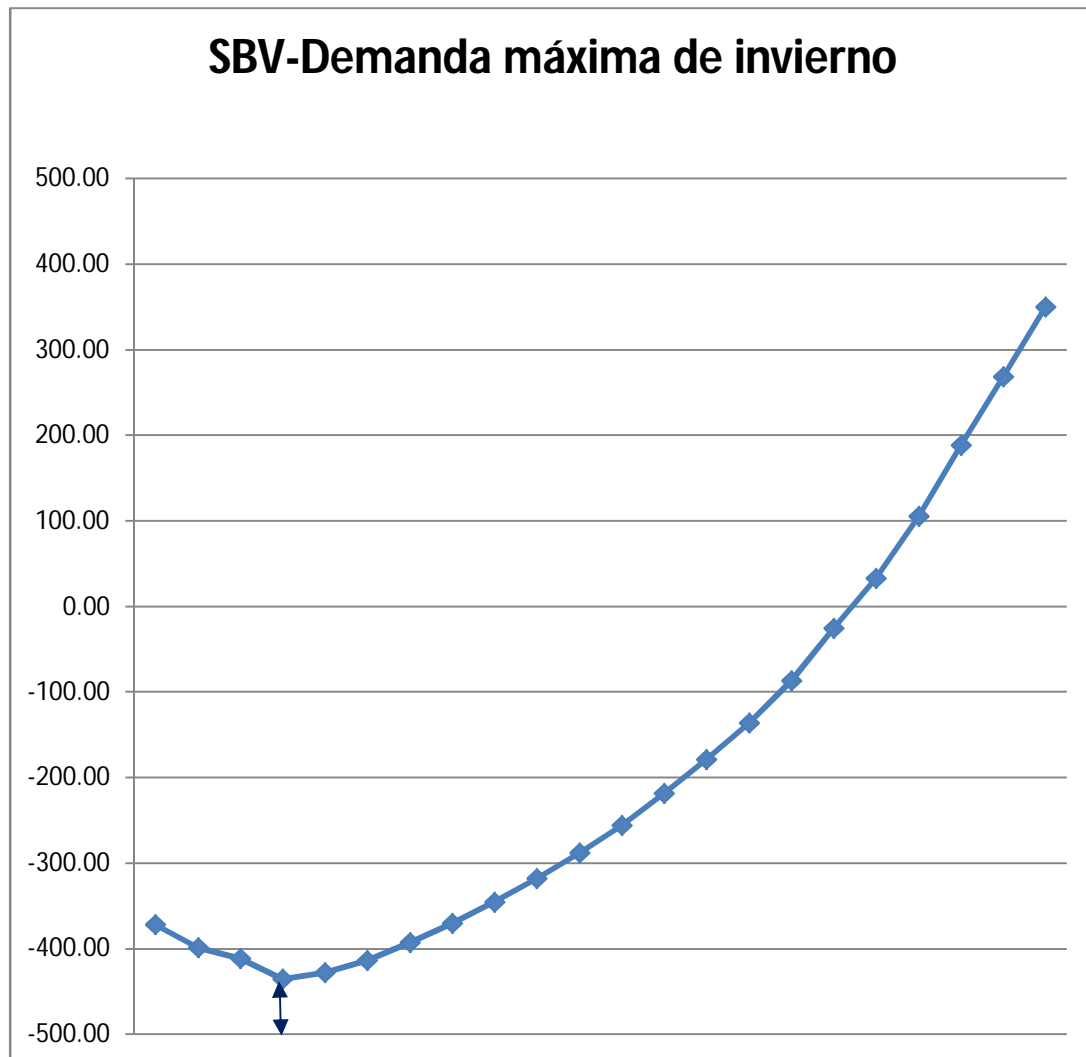
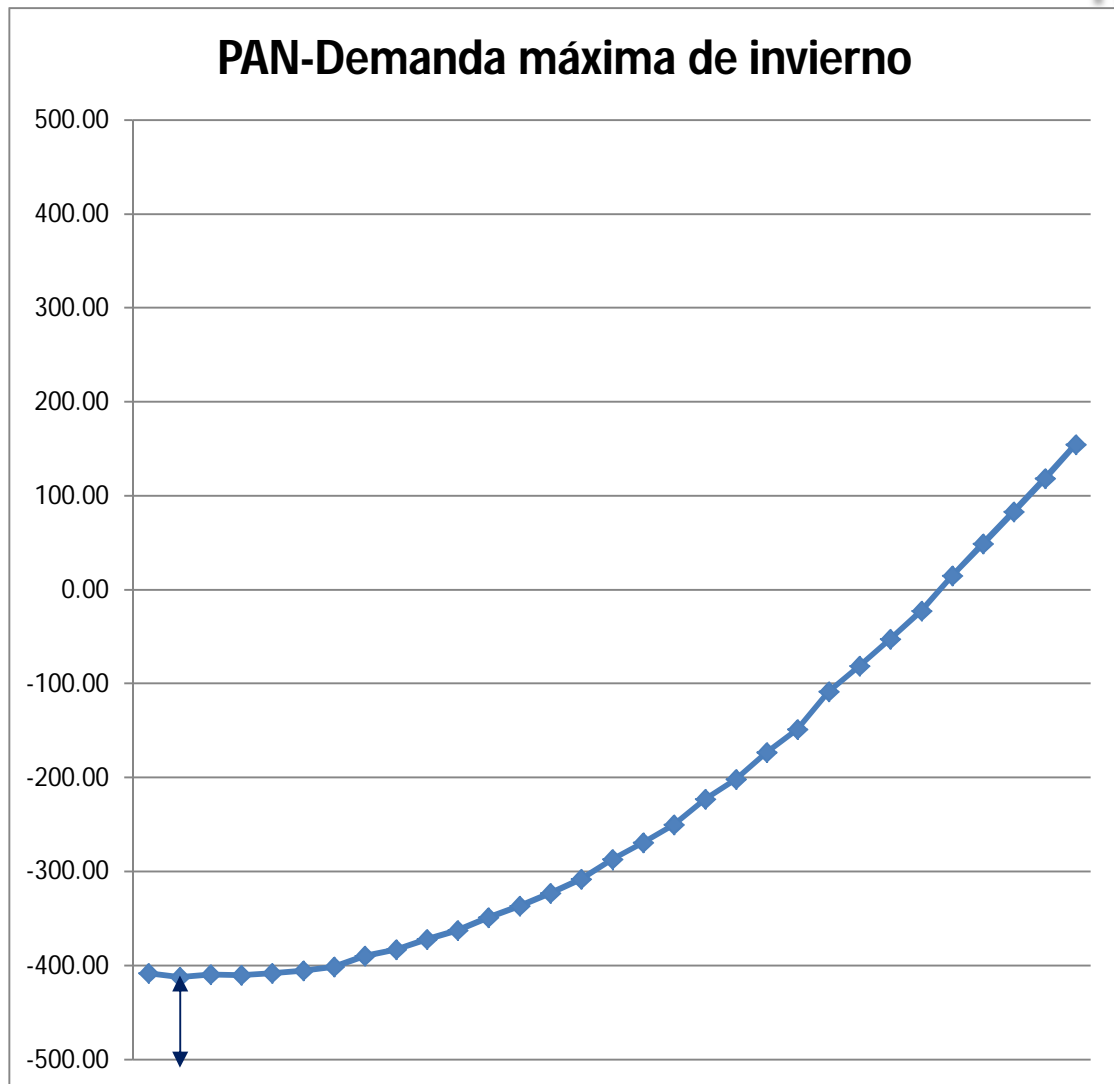


Figura 3.3. Curvas QV para demanda máxima estimada de invierno de 2015
Subestación SBV



*Figura 3.4. Curvas QV para demanda máxima estimada de invierno de 2015
Subestación PAN*

Con base a los resultados mostrados, la subestación SBV presenta mayor robustez que la subestación PAN, para las condiciones pronosticadas de demanda máxima de invierno de 2015, por lo cual esto nos muestra que la subestación SBV es más robusta.

⇒ Este resultado se deberá confirmar con el de demanda mínima que se hará enseguida para ver que es el nodo más adecuado para la colocación de los reactores.

Demanda mínima de invierno de 2015

En las figuras 3.5 y 3.6 se muestran las curvas Q-V para las subestaciones SBV y PAN para condiciones de demanda mínima estimada para invierno de 2015. Se observa que el margen de potencia reactiva es 443 Mvar en la subestación SBV y 428 Mvar en la subestación PAN.

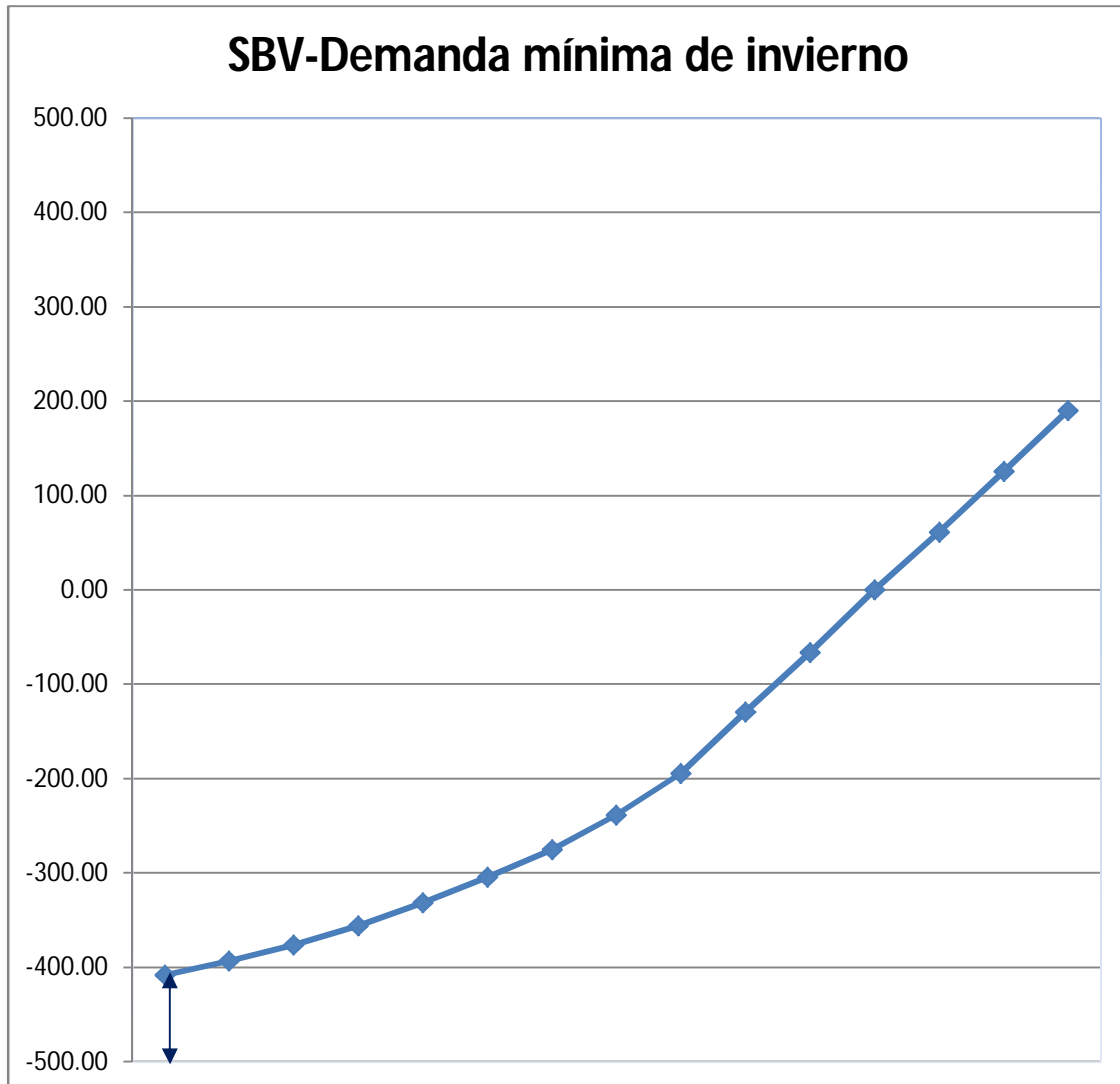


Figura 3.5. Curvas QV para demanda mínima estimada para invierno de 2015 en la Subestación SBV

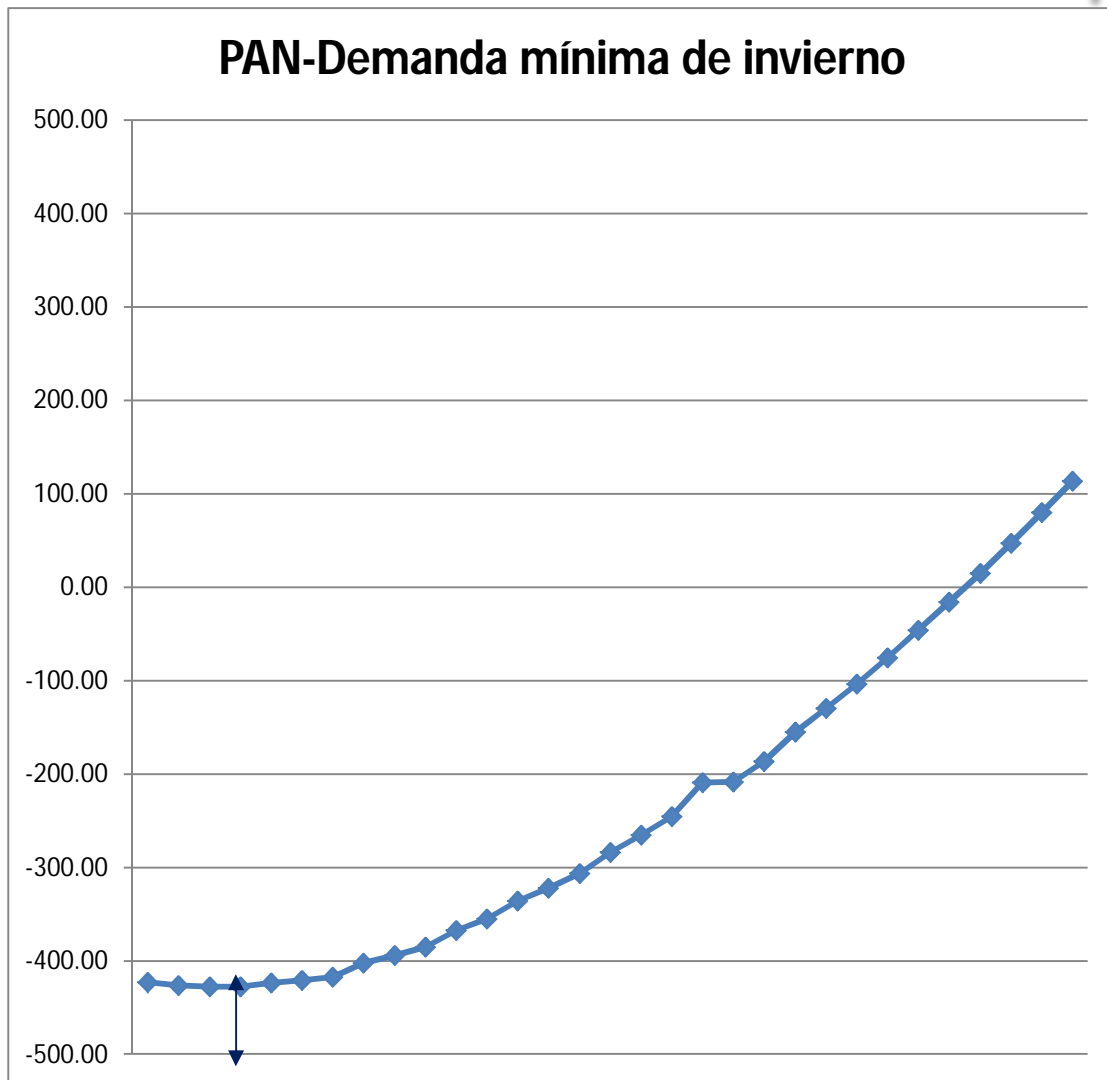


Figura 3.6. Curvas QV para demanda mínima estimada para invierno de 2015
Subestación PAN

A continuación se procede a obtener la pendiente de las curvas Q-V representativas de los nodos para la verificación de la robustez de las subestaciones de acuerdo a lo explicado en el Apéndice 3.

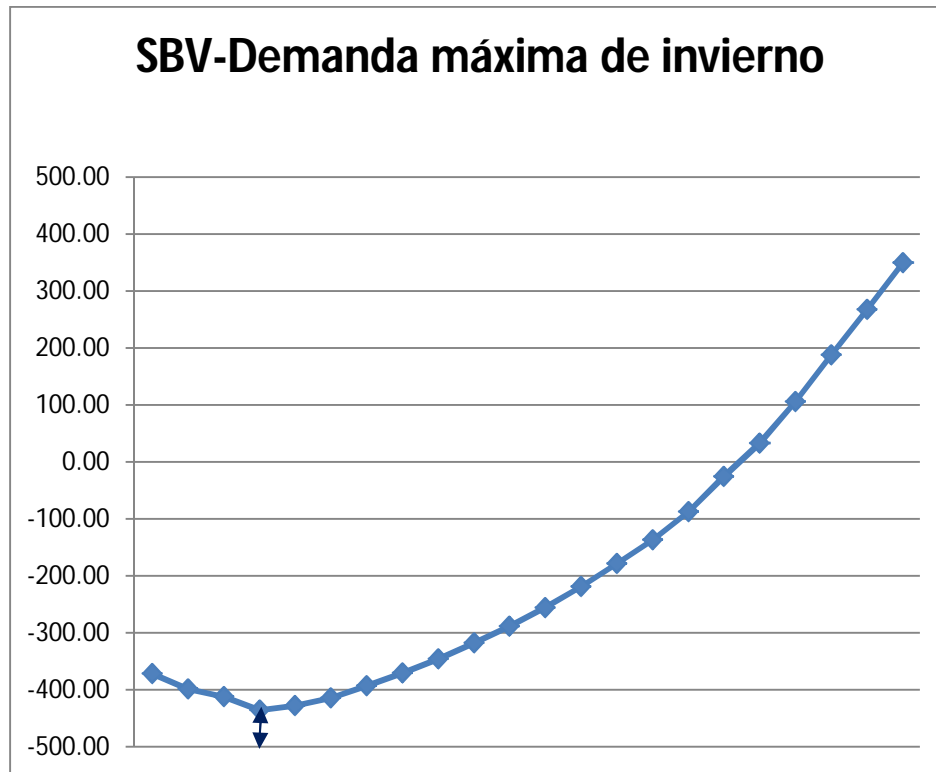


Figura 3.7 Curvas QV para demanda máxima de invierno de 2015
Subestación SBV

$$\begin{aligned}
 \Delta Q/\Delta V &= (Q1 - Q2) / (V1 - V2) \\
 &= (-25.45 - (-398.76)) / (230 - 161) \\
 &= 373.31 / 69 \\
 &= 5.41 \text{ Mvar/kV}
 \end{aligned}$$

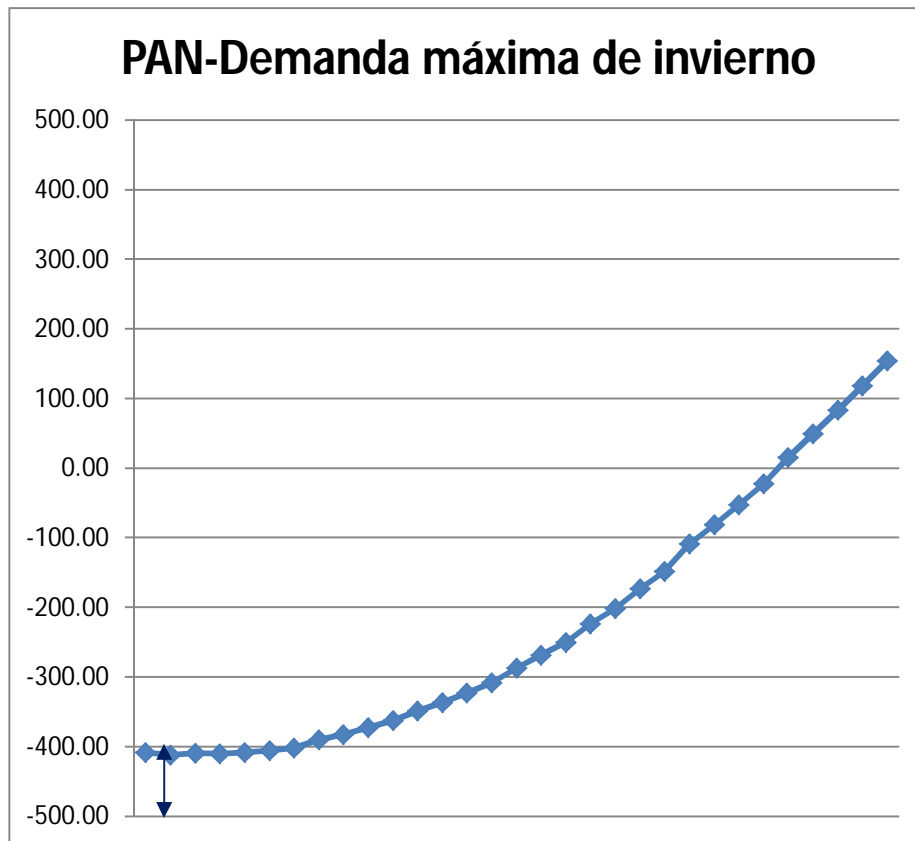


Figura 3.8 Curvas QV para demanda máxima de invierno de 2015
Subestación PAN

$$\begin{aligned}
 \Delta Q/\Delta V &= (Q1 - Q2) / (V1 - V2) \\
 &= (-22.61 - (-362.78)) / (230 - 161) \\
 &= 340.17 / 69 \\
 &= 4.93 \text{Mvar/kV}
 \end{aligned}$$

⇒ Con base a los resultados mostrados, la subestación SBV presenta mayor robustez que la subestación PAN, para condiciones pronosticadas de demanda mínima de invierno de 2015, lo cual confirma los resultados obtenidos mediante el cálculo de corrientes de corto circuito.

3.3 Conclusiones

- ✓ Para las condiciones analizadas mediante la determinación de corrientes de corto circuito, se observó que los valores de corrientes de fallas son mayores en la subestación SBV-230.
 - a) En condiciones de demanda máxima, prácticamente el valor de corriente de falla es el doble. Lo anterior para los dos tipos de falla.
 - b) En condiciones de demanda mínima, de la misma forma se observa que el valor de corriente para falla de fase a tierra es casi el doble. Para falla trifásica, el valor de la corriente en la subestación SBV-230 es 1.55 veces el correspondiente al de la subestación PAN-230.
- ✓ Por lo anterior, se concluye que la subestación SBV-230 presenta mayor robustez que la subestación PAN-230, desde el punto de vista de corrientes de corto circuito.
- ✓ Desde el punto de vista de curvas Q-V, la subestación SBV presenta mayor robustez que la subestación PAN. Es decir, se requiere una mayor potencia reactiva para incrementar un kV en la la subestación SBV-230 en comparación con la subestación PAN-230.

En virtud de que la subestación SBV, presenta mayor robustez que la subestación PAN; se considera conveniente que la energización de la LT PAN – SBV, se realice en esta última y que la sincronización se lleve a cabo en la subestación PAN. La “cercanía eléctrica” de la CH. El Cajón, representa un recurso importante para el control de la tensión en la subestación SBV durante la energización de la línea.

⇒ Considerando lo anterior, se propone que los reactores de fase de esta LT, se ubiquen en el extremo correspondiente a la subestación PAN.

Capítulo 4

**Capacidad de los Reactores
de Fase**

4.1 Introducción

La aplicación de bancos de capacitores y reactores en las líneas de transmisión de longitud media y larga, es para incrementar respectivamente, la capacidad de carga de las mismas o para mantener las tensiones cerca de los valores nominales. Es común que se instalen reactores (inductores) en derivación en los extremos de la LT o bien en un uno de ellos. Hay que considerar el aspecto económico. Se conectan de fase a tierra.

Los inductores absorben la potencia reactiva y reducen las sobretensiones durante las condiciones de operación en demanda mínima. También reducen las sobretensiones transitorias debidas a las maniobras de energización. Sin embargo los reactores en derivación pueden reducir la capacidad de carga si no son de la capacidad adecuada en condiciones de operación en demanda máxima.

A veces se usan capacitores serie en las líneas de transmisión largas para aumentar su capacidad de transmisión. Los bancos de capacitores se instalan en serie con los conductores de fase de la línea. Su ubicación es en la subestación receptora del flujo de potencia. Su efecto consiste en reducir la reactancia inductiva de la línea (disminuyendo la impedancia serie, que es la que se opone al paso de la corriente de carga).

Los bancos de capacitores serie requieren de dispositivos automáticos de protección e interruptores para desviar las altas corrientes durante condiciones de falla en demanda mínima y volver a insertar los capacitores una vez que se hayan eliminado éstas. Asimismo, la incorporación de capacitores serie puede excitar oscilaciones de baja frecuencia en el grupo turbina – generador. Esta situación se conoce como resonancia subsíncrona (interacción de resonancias mecánicas de oscilación del grupo turbina – generador y las frecuencias de resonancia en la red eléctrica. Son frecuencias menores a 60 Hz), las cuales pueden dañar las flechas de los turbogeneradores. Para determinar el grado de compensación, se deberá realizar estudios específicos [12] y [13].

4.1.1 Esquema de 4 reactores

Cuando un conductor de una línea trifásica es abierto en ambos extremos, para eliminar una falla a tierra; en el conductor abierto persisten los acoplamientos capacitivo e inductivos. Lo anterior, debido a que los otros dos conductores permanecen energizados.

De los dos tipos de acoplamiento, el capacitivo es el más significativo. Durante la presencia de la falla, la corriente en el arco; se identifica como corriente de falla. Una vez que fase fallada es liberada (por la apertura de la fase en ambos extremos), se identifica como corriente de arco secundario.

La extinción de la corriente de arco secundario, depende de su magnitud, de la tensión de recuperación, de la longitud del arco y de la velocidad del viento, entre otros factores.

El esquema de cuatro reactores (monofásicos: tres de fase y uno de neutro), actúa de tal manera, que la tensión en el arco desaparece y por consiguiente la corriente de arco

secundario, también disminuye. Es decir, el tiempo de extinción del arco secundario es menor. En la figura 4.1 se muestra este tipo de esquema.

Las características del reactor de neutro, se determinan una vez que los reactores de fase han sido seleccionados.

Por lo anterior, a continuación se procede a determinar la capacidad de los reactores de fase.

En el capítulo 5, se indica la manera como se determina el reactor de neutro.

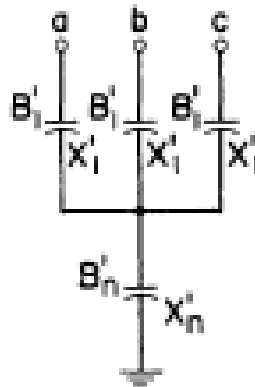


Figura 4.1 Esquema de los 4 reactores [4]

4.2 Capacidad de los reactores de fase

Antes de proceder a calcular la capacidad de los reactores de fase, se consideró conveniente mostrar cómo se determina la potencia reactiva que genera una línea de transmisión, así como la que consume; en función de la potencia activa.

Para tal efecto, se hace uso de las siguientes relaciones [14]:

$$P_{activa} = \frac{|V_1||V_2| \sin \delta}{X_{LT}}$$

$$Q_g = \frac{[V_1^2 + V_2^2 - 2|V_1||V_2| \cos \delta]}{X_{LT}}$$

$$Q_c = V_1[V_2 Y_c]$$

$$Q_{TOTAL} = Q_g - Q_c$$

V_1 = Tensión en extremo 1 de la LT
 V_2 = Tensión en extremo 2 de la LT
 δ = Ángulo entre V_1 y V_2
 X_{LT} = Reactancia inductiva de la LT
 Y_c = Admitancia capacitiva de la LT
 Q_g = Potencia reactiva generada por la LT
 Q_c = Potencia reactiva consumida por la LT

En seguida se procede a calcular la potencia reactiva del sistema:

MAG	PU	kV
V1	1	230
V2	1	230
Potencia base =	100	MVA

Tabla 4.1 Magnitud de tensiones

km	XL	YC
100	0.196050	0.3916
Tensión =	230	kV
Potencia base =	100	MVA
Zb =	529	Ohms

Tabla 4.2 Reactancias y admitancias LT

Zc =	$\sqrt{X_l/Y_c}$	
Zc =	0.7075	pu
Zc =	374.29	Ohms
Pmax =	1/XL	
Pmax =	5.1007	pu
Po =	V1*V2/Zc	
Po =	1.4133	pu
Po =	141.33	MW

Tabla 4.3 Cálculo de la potencia natural

seno (delta) = Po*XL / (V1*V2)	seno(delta) =	0.277079 rad
Para P0 corresponde un ángulo de:	delta =	16.085°
Qgen LT =	V1*V2*Yc	
Qgen LT =	39.16	pu

Tabla 4.4 Ángulo de la potencia natural

Resumen:		
Para un ángulo igual a	16.085	grados
La LT transmite Po =	1.4133	pu
Como sabemos, para este valor de Po; la LT consume la totalidad de La potencia reactiva que genera.		
Es decir:	0.3916	pu

Tabla 4.5 Cuadro resumen

De acuerdo a sus parámetros, la LT Panaluya – San Buenaventura genera 39.16 Mvar (Qg) a tensión nominal.

Por otra parte, para una transmisión igual a Po (potencia natural), la LT consume la totalidad de la potencia reactiva generada (Qg). Para valores de transmisión superiores a Po, la LT consume valores mayores a Qg, diferencia que deberá ser suministrada por el SEP. Por el contrario, para transmisiones de potencia inferiores a Po, la LT consume valores menores a Qg. Diferencia que deberá absorber el SEP. Es decir, la potencia reactiva en la LT (Qgenerada - Qconsumida) depende del valor de la potencia activa que sea transmitida.

$$P_{activa} = \frac{|1||1|0.277079}{0.19605} = 1.4133 \text{ pu}$$

$$Q_i = \frac{[1^2 + 1^2 - 2|1||1|0.960851]}{0.19605} = 0.399377 \text{ pu}$$

$$Q_c = 1[1 \times 0.3916] = 0.3916 \text{ pu}$$

$$P_{TOTAL} = 0.399377 - 0.3916 = 0.007777 \text{ pu}$$

Entonces, para $|V1| = |V2| = 1.0 \text{ pu}$

En la figura 4.2 se muestra el comportamiento de la potencia activa que se transmite en una LT. La expresión simplificada que da origen a la gráfica mostrada es:

$$P = \frac{1}{X} |V1| * |V2| \sin \theta$$

- Para la LT de interés, $X = 0.19605 \text{ pu}$
- Para α igual a 90° ; $\Rightarrow \text{seno } 90^\circ = 1.0$

Entonces, para $|V1| = |V2| = 1.0 \text{ pu}$

\Rightarrow **Pmáx = 5.1 pu**

Por otra parte, para $P = P_0$, $\rightarrow \alpha$ igual a 15.9° ;

A continuación se presentan los datos con los cuales se obtuvo la curva de la potencia activa.

ÁNGULO	PACTIVA	Q	Q	Q IND - Q CAP
GRADOS	PU	INDUCTIVA	CAPACITIVA	PU
	PU	PU	PU	PU
0.00	0.000	0.000	0.392	-0.3916
0.50	0.045	0.000	0.392	-0.3912
1.50	0.134	0.003	0.392	-0.3881
2.50	0.222	0.010	0.392	-0.3819
3.50	0.311	0.019	0.392	-0.3726
4.50	0.400	0.031	0.392	-0.3602
5.50	0.489	0.047	0.392	-0.3446
6.50	0.577	0.066	0.392	-0.3260
7.00	0.622	0.076	0.392	-0.3156
7.29	0.647	0.082	0.392	-0.3091

8.00	0.710	0.099	0.392	-0.2923
13.00	1.147	0.261	0.392	-0.1301
16.08	1.413	0.399	0.392	0.0075
18.00	1.576	0.499	0.392	0.1077
20.00	1.745	0.615	0.392	0.2236
25.00	2.156	0.956	0.392	0.5642
30.00	2.550	1.367	0.392	0.9751
35.00	2.926	1.845	0.392	1.4533
40.00	3.279	2.387	0.392	1.9951
45.00	3.607	2.988	0.392	2.5963
50.00	3.907	3.644	0.392	3.2525
55.00	4.178	4.350	0.392	3.9586
60.00	4.417	5.101	0.392	4.7091
65.00	4.623	5.890	0.392	5.4985
70.00	4.793	6.712	0.392	6.3208
75.00	4.927	7.561	0.392	7.1695
80.00	5.023	8.430	0.392	8.0384
85.00	5.081	9.312	0.392	8.9208
90.00	5.101	10.201	0.392	9.8099
95.00	5.081	11.091	0.392	10.6990
100.00	5.023	11.973	0.392	11.5813
105.00	4.927	12.842	0.392	12.4502
110.00	4.793	13.691	0.392	13.2990
115.00	4.623	14.513	0.392	14.1212
120.00	4.417	15.302	0.392	14.9106
125.00	4.178	16.053	0.392	15.6612
130.00	3.907	16.759	0.392	16.3673
135.00	3.607	17.415	0.392	17.0234
140.00	3.279	18.016	0.392	17.6247
145.00	2.926	18.558	0.392	18.1664
150.00	2.550	19.036	0.392	18.6446
155.00	2.156	19.447	0.392	19.0556
160.00	1.745	19.788	0.392	19.3961
165.00	1.320	20.055	0.392	19.6638
170.00	0.886	20.248	0.392	19.8564
175.00	0.445	20.364	0.392	19.9725
180.00	0.000	20.403	0.392	20.0114
185.00	-0.445	20.364	0.392	19.9725
190.00	-0.886	20.248	0.392	19.8564
195.00	-1.320	20.055	0.392	19.6638

Tabla 4.6 Datos de Potencia Activa y Reactiva de la LT de interés en función del ángulo entre las tensiones en ambos extremos

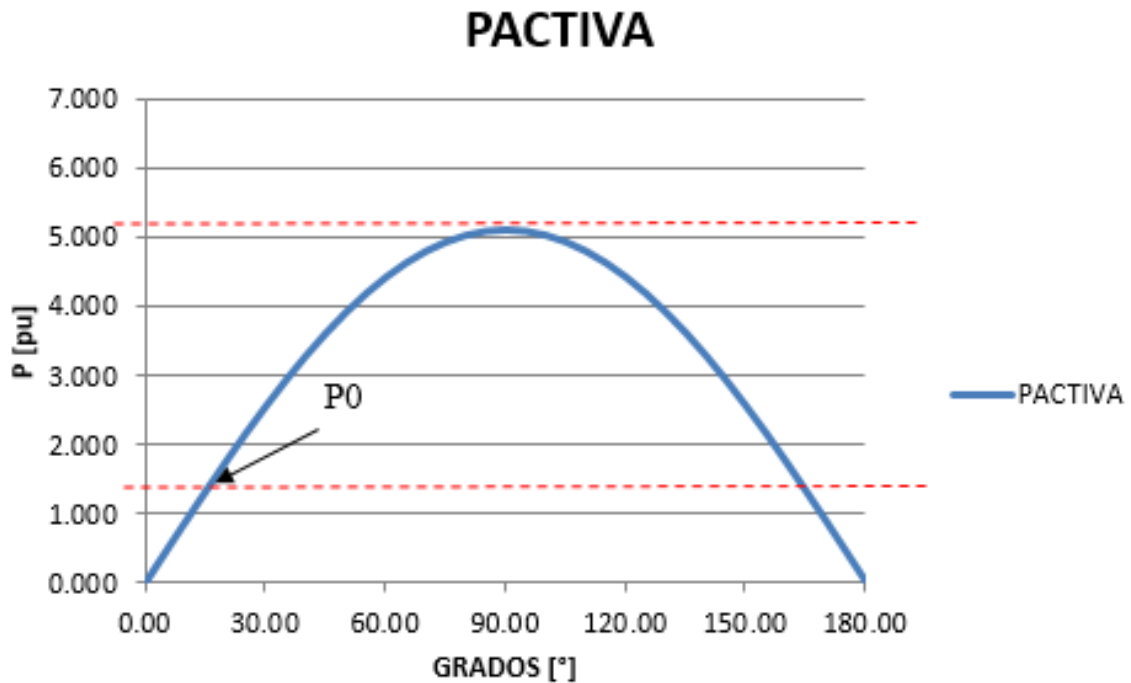


Figura 4.2 Potencia transmitida en función del ángulo entre tensiones en extremos de la LT

En la figura 4.3 se muestra el comportamiento de la potencia reactiva en la LT (potencia reactiva generada – potencia reactiva consumida) en función del ángulo entre las tensiones en las subestaciones que conectan a la LT.

Cuando Q_g es igual a la potencia reactiva consumida (para un valor de potencia activa igual a P_0), se observa que corresponde a un ángulo igual a 16.184° . Para ángulos superiores a este valor; la potencia reactiva consumida por la LT es mayor a Q_g .

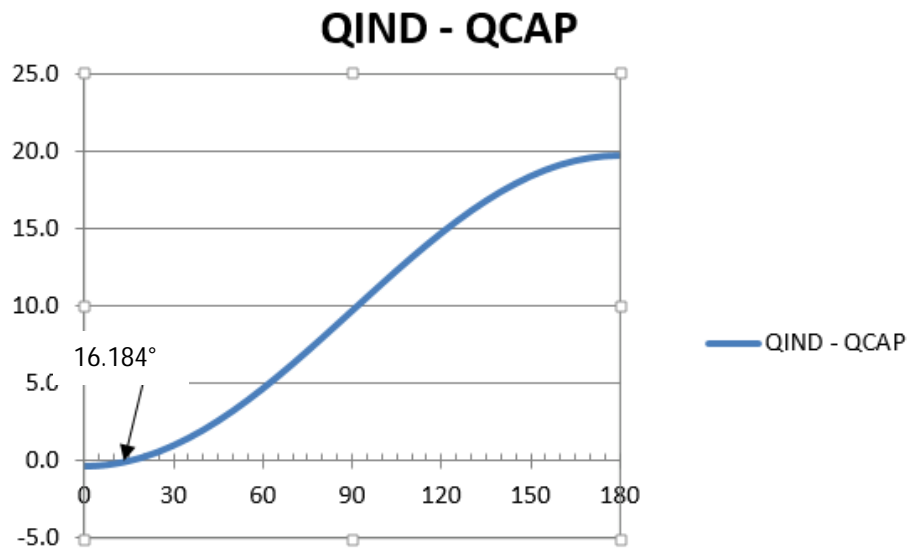


Figura 4.3 Potencia reactiva en función del ángulo entre tensiones en extremos de la LT

En las figuras 4.4 y 4.5, se muestra en mayor detalle lo observado en las figuras 4.2 y 4.3.

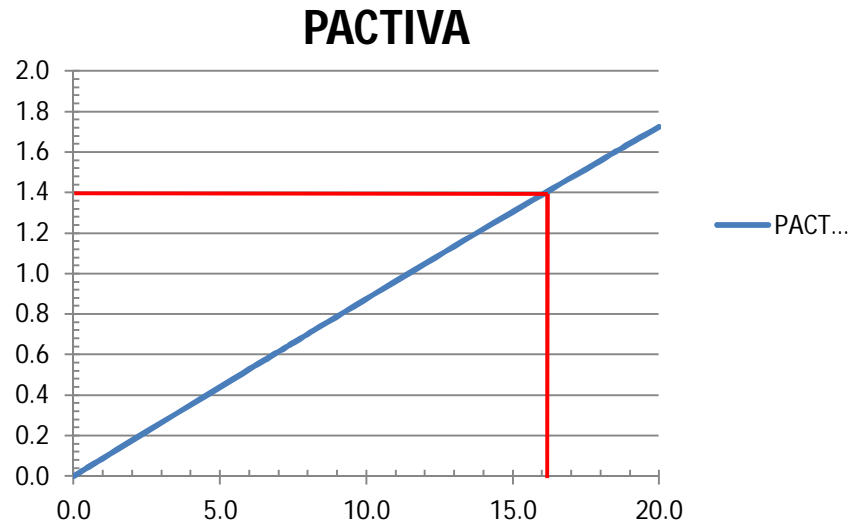


Figura 4.4 Potencia transmitida en la LT

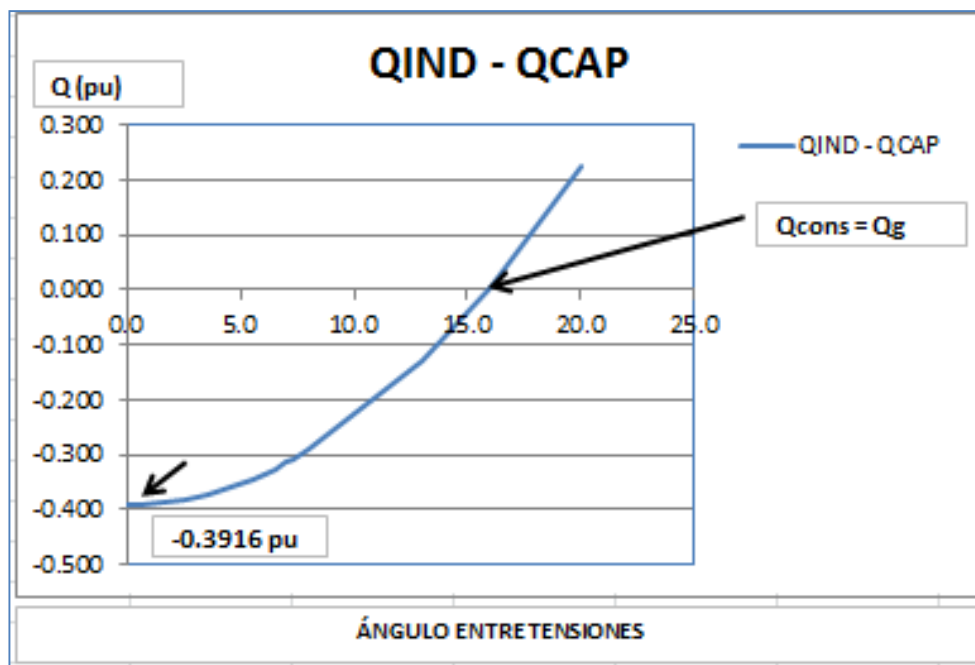


Figura 4.5 Potencia reactiva en la LT

En la figura 4.6 se muestra el comportamiento de la tensión en la subestación Panaluya, para diferentes valores de reactores de fase y para los dos casos base de demanda considerados para 2015.

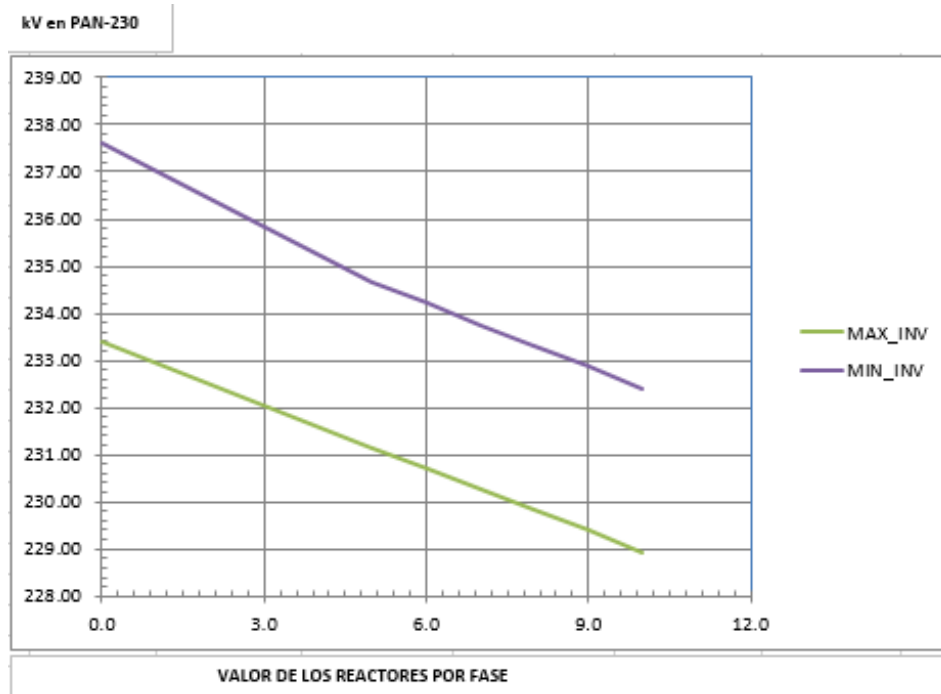


Figura 4.6 Tensión en la subestación Panaluya para distintas capacidades de los reactores de fase

Finalmente, en la figura 4.7 se muestra la potencia reactiva suministrada por una de las unidades de la CH El Cajón, para los dos casos base de demanda estimada para 2015. Lo anterior, para diferentes valores de reactores de fase en la LT Panaluya – San Buenaventura.

Se observa que para las condiciones de demanda máxima, las unidades de la CH El Cajón (3 unidades) suministran su valor máximo de potencia reactiva (33.3 Mvar c/u). En condiciones de demanda mínima, la potencia suministrada por las unidades de la CH El Cajón (2 unidades), están dentro de límites (33.3 Mvar a -33.3 Mvar, según lo establecido en las bases de datos).

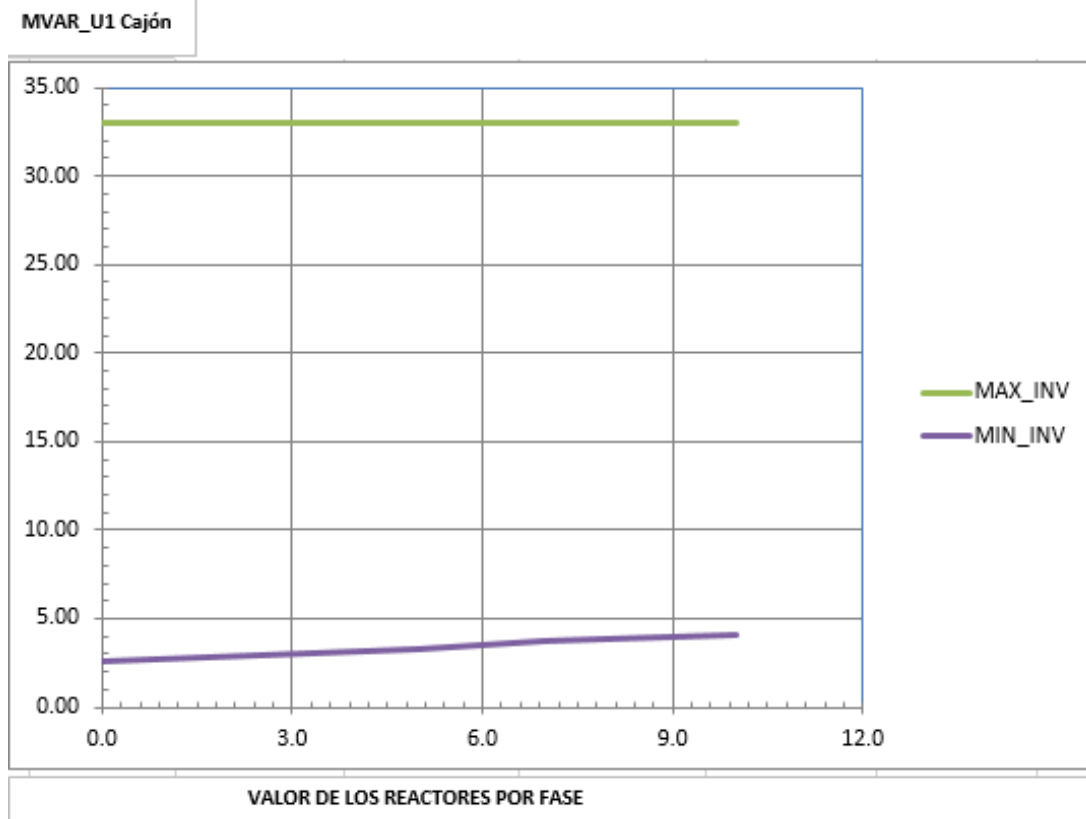


Figura 4.7 Potencia reactiva suministrada por una unidad en la CH El Cajón para distintas capacidades de los reactores de fase de la LT PAN – SBV

Considerando lo mostrado en las gráficas de las figuras 4.2 a 4.7, se considera conveniente que la capacidad de los reactores de fase de la LT Panaluya – San Buenaventura, pudiera ser entre 6 y 8 Mvar por fase.

4.3 Conclusiones

- ✓ Del análisis de los resultados obtenidos, se considera conveniente que los reactores de fase a instalar en el extremo de la subestación Panaluya, sean de una capacidad de 6 a 8 Mvar. Es decir, una capacidad trifásica entre 18 y 24 Mvar.
- ✓ Considerando la potencia reactiva generada por la LT (39.16 Mvar); la LT quedaría compensada entre el 45.9% y 61.3%, respectivamente.
- ✓ Las capacidades de los reactores de fase, deberán ser confirmadas en el análisis de sobretensiones transitorias, durante la energización de la LT (Capítulo 8).

Capítulo 5

Cálculo del Reactor de Neutro

5.1. Introducción

El reactor de neutro forma parte del Esquema de cuatro reactores monofásicos: tres de fase y uno de neutro. La función de este esquema, es compensar el efecto capacitivo de la línea y de esta manera, eliminar la tensión en el arco de falla; y por consiguiente disminuir su tiempo de extinción. Al lograr lo anterior; el tiempo de recierre (o tiempo “muerto”); se puede efectuar en aproximadamente 500 a 800 milisegundos. El tiempo muerto o de recierre, debe ser lo suficientemente “grande” para permitir que el arco de falla o arco secundario, se haya extinguido. Adicionalmente, debe ser menor que el tiempo en el cual el SEP pierde estabilidad debido al tiempo en el que la fase permanece abierta.

5.2. Esquemas utilizados para la eliminación de la corriente de arco secundario

Existen varias maneras como los reactores monofásicos se pueden conectar, tal como se muestra en la figura 5.1. En los circuitos equivalentes se presentan las capacitancias entre los distintos conductores (conductores de línea a, b, c y tierra), debido a una diferencia de potencial entre estos, las capacitancias originadas en la línea se encuentran representadas en las diferentes opciones de la figura 5.1, así como las ecuaciones necesarias para su cálculo.

Las tres capacitancias que se encuentran en los vértices de la delta a, b, y c de la figura 5.1(a) pueden ser remplazados por una estrella equivalente como el de la figura 5.1(b) en la cual las ecuaciones para el cálculo de las capacitancias se simplifican debido al arreglo en estrella. Los circuitos de las figuras 5.1(a) y 5.1(b) son válidos tanto para líneas balanceadas como desbalanceadas. No obstante la ecuaciones mostradas en las figuras 5.1(a) y 5.1(b) solo son válidas para líneas balanceadas. Para líneas balanceadas los circuitos de las figuras anteriores se pueden representar por medio de un arreglo en estrella como el mostrado en 5.1(c) para facilitar su análisis.

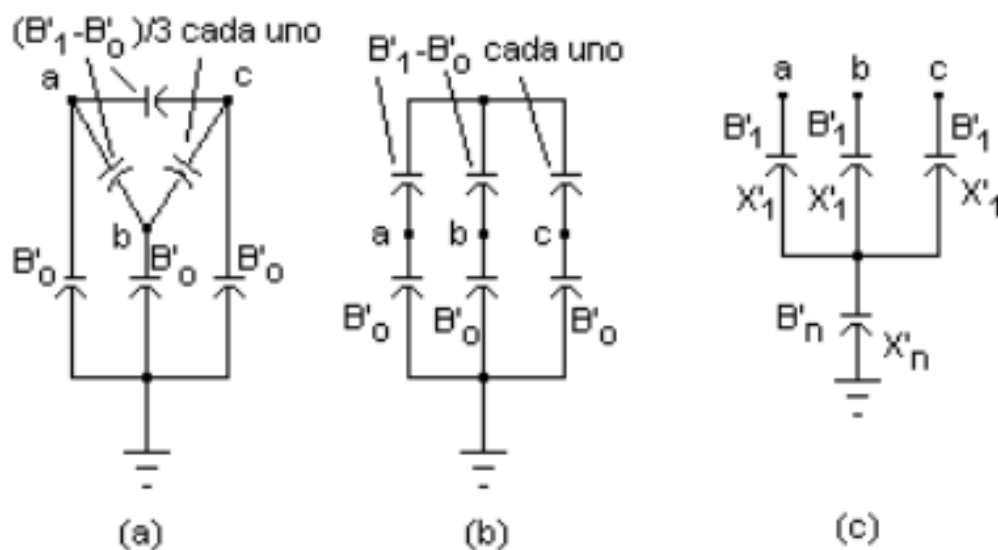


Figura 5.1 Circuitos capacitivos equivalentes para una línea de transmisión trifásica [4]

Las capacitancias de todos los circuitos mostrados se encuentran en términos de la susceptancia capacitiva de secuencia cero B_0' o de la reactancia X_0' , así como de la susceptancia capacitiva de secuencia positiva B_1' o la reactancia de secuencia positiva X_1' de la línea. Si las tensiones (voltajes) de secuencia cero son aplicados de las fases a, b, y c a tierra, las corrientes de carga fluyen solo por las capacitancias a tierra, las cuales tiene una susceptancia B_0' . La susceptancia total por fase es B_1' y las capacitancias no aterrizadas son la diferencia $B_1' - B_0'$.

En la figura 5.1(c) con el voltaje de secuencia positiva aplicado, la corriente queda confinada a las capacitancias conectadas en estrella, las cuales tenían una reactancia X_1' . Con la corriente de secuencia cero aplicada I_0' el voltaje (tensión) es:

$$\begin{aligned} V_0 &= jX_0' I_0' \\ V_0 &= jX_1' I_0' \\ V_0 &= jX_n' 3I_0' \end{aligned} \quad (5.1)$$

Donde;

$$X_n' = \frac{X_0' - X_1'}{3} \quad (5.2)$$

y

$$B_n' = \frac{3B_0'B_1'}{B_1' - B_0'} \quad (5.3)$$

Los esquemas de los reactores mostrados en figuras 5.2(a) a 5.2(c), son análogas a los circuitos de capacitancias equivalentes de las figuras 5.1(a) a 5.1(c) respectivamente. La figura 5.2(d) indica que un reactor tiene una reactancia mutua X_m entre fases. Esto es equivalente al circuito de la figura 5.2(e) que posee la misma conexión estrella de la figura 5.2(c), por lo que el análisis puede ser aplicado de igual manera.

En el esquema de cuatro reactores mostrado en la figura 5.2 el grupo de los tres reactores principales tienen el mismo valor. En la figura 5.2 (c) el cuarto reactor o reactor de neutro es energizado solo durante la falla de línea a tierra y para mayores grados de compensación, este solo tiene un pequeño porcentaje de compensación de lo que poseen los reactores de fase.

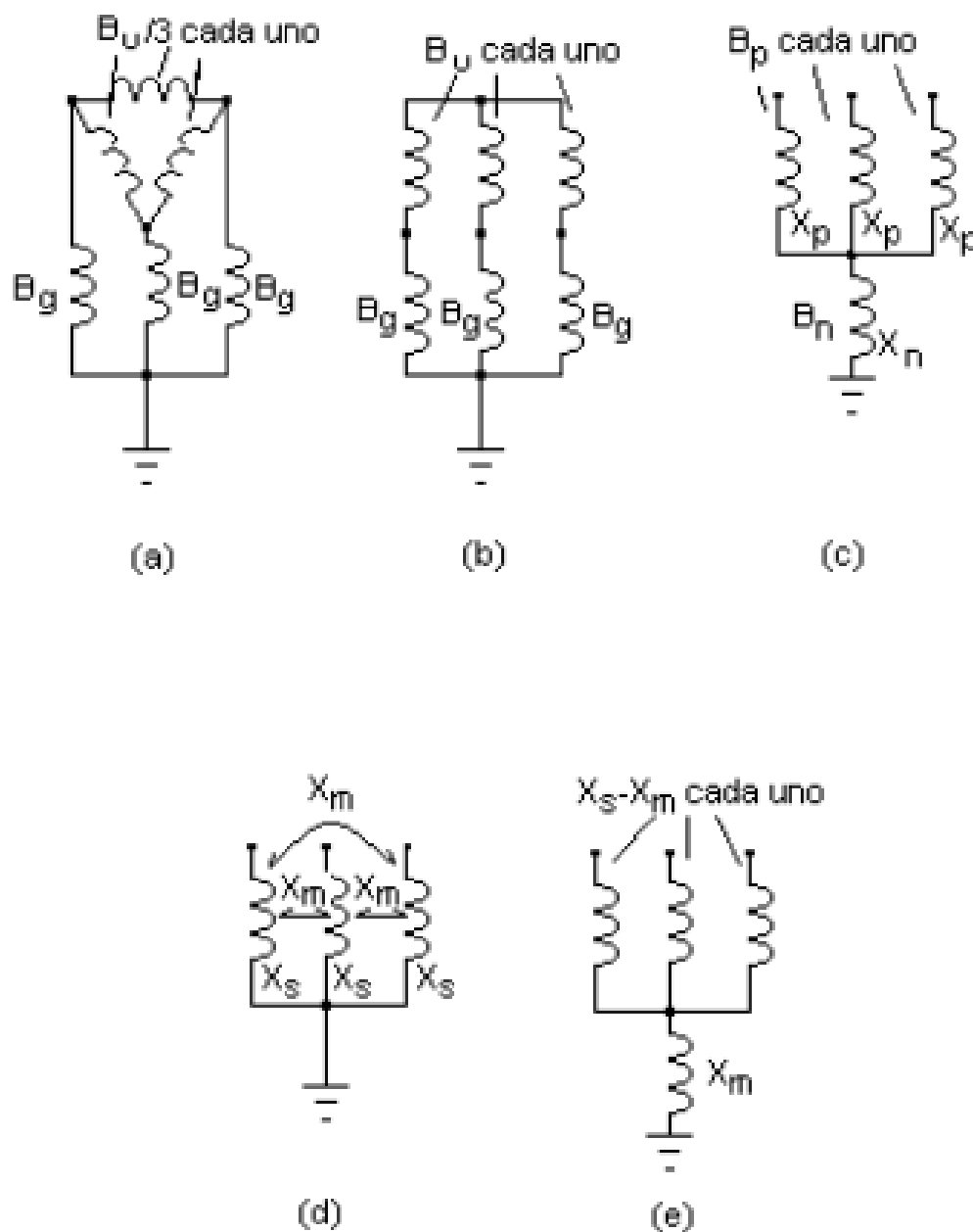


Figura 5.2 Conexión de los reactores para supresión de la falla y compensación de la línea.

El grado de compensación no se puede cambiar sin perder la correcta neutralización de la capacitancia de supresión de falla.

Las ecuaciones necesarias para el cálculo de los parámetros de interés son [4]**.

1. Para la supresión de la falla, y neutralización de las capacitancias entre fases,

$$\omega(C_1 - C_0) = B'_1 - B'_0 \quad (5.4)$$

2. Compensación de grado F,

$$K_1 = \left(\frac{E}{\sqrt{3}}\right)^2 \times B_1$$

Compensación actual:

$$F = \frac{1}{K_1} \quad (5.5)$$

Grado mínimo de compensación:

$$F_{min} = 1 - \frac{X'_1}{X'_0} \quad (5.6)$$

Suceptancia del reactor de neutro:

$$B_n = \frac{3 F B'_1 [B'_0 (1 - F) B'_1]}{B'_1 - B'_0} \quad (5.7)$$

Reactancia del reactor de neutro:

$$X_n = \frac{1}{B_n} \quad (5.8)$$

** En el Apéndice IV, se muestra a mayor detalle el desarrollo de las ecuaciones mostradas.

5.3. Cálculo de la reactancia del reactor de neutro.

Como se ha mostrado, el **reactor de neutro está en función** de las susceptancias capacitivas de secuencia positiva y cero de la LT, así como de la capacidad de los reactores de fase.

En virtud, de que en esta parte del trabajo, no se tiene aún definida la capacidad de los reactores de fase; se consideró conveniente elaborar una hoja de cálculo en Excel para determinar las características del reactor de neutro.

Datos de entrada:

- Tensión de la LT (kV)
- Susceptancia de secuencia positiva de la LT (μS)
- Susceptancia de secuencia cero de la LT (μS)
- Capacidad de los reactores de fase (Mvar)

Resultados:

- Reactancia del reactor de neutro (Ohms)

A continuación se muestran los resultados obtenidos, para reactores de fase igual a 6, 7 y 8 Mvar.

Reactores de fase: 6.0 Mvar

CÁLCULO DEL REACTOR DE NEUTRO PARA OPERACIÓN CON RECIERRE MONOPOLAR			
Esquema de cuatro reactores monofásicos (Fig. 2C)			
		Referencia: E.W. Kimbark, Folow IEEE	
		Febrero de 1964	
DATOS DE ENTRADA:			
Tensión de operación:	230.0	kV	
Suceptancia sec. (+), B1 =	740.265	microS	Frecuencia = 60.0 Hz
Suceptancia sec. (0), B0 =	479.130	microS	
Reactores de Fase=	6.0	MVAR	
1. GRADO DE COMPENSACIÓN DE LA LT			
		Compensación al 100%	
K1 = [tensión/raiz (3)]^2 * [B1]	K1 =	13.053	MVAR
		Compensación actual	
F = Reactor de Fase/K1	F =	45.965	%
		Compensación mínima	
FM = 1 - (B0/B1)	FM =	35.276	%
2. REACTOR DE NEUTRO [ecuación 17]			
Bn = 3FB1'[B0' - (1-F)B1'] / (B1' - B0')	Bn =	309.323	microS
Xn = 1/Bn	Xn =	3232.866	Ohms
		F11 = F/100	F11 = 0.4597
		1-F11 =	0.5403
La LT genera: 39.1600 Mvar		MVA _b =	100.0
		Z _{base} =	529.0 Ohms
		B1 (pu) =	0.391600 pu
		Reactores de fase/Qg =	0.4597
		Impedancia de reactores de fase:	2938.889 Ohms

Resultados:

Reactores de fase:	6 Mvar
Reactancia del reactor de neutro [Ω]:	3232.84

Tabla 5.1 Características del reactor de neutro de la LT PAN-SBV, considerando reactores de fase igual a 6 Mvar.

Reactores de fase: 7.0 Mvar

CÁLCULO DEL REACTOR DE NEUTRO PARA OPERACIÓN CON RECIERRE MONOPOLAR					
Esquema de cuatro reactores monofásicos (Fig. 2C)					
			Referencia: E.W. Kimbark, Folow IEEE		
			Febrero de 1964		
DATOS DE ENTRADA:					
Tensión de operación:	230.0	kV			
Suceptancia sec. (+), B1 =	740.265	microS	Frecuencia = 60.0 Hz		
Suceptancia sec. (0), B0 =	479.130	microS			
Reactores de Fase=	7.0	MVAr			
1. GRADO DE COMPENSACIÓN DE LA LT					
			Compensación al 100%		
K1 = [tensión/raiz (3)] ² * [B1]			K1 =	13.053	MVAr
			Compensación actual		
F = Reactor de Fase/K1			F =	53.626	%
			Compensación mínima		
FM = 1 - (B0/B1)			FM =	35.276	%
2. REACTOR DE NEUTRO [ecuación 17]					
Bn = 3FB1'[B0'-(1-F)B1']/(B1'-B0')			Bn =	619.511	microS
					F11 = F/100
					F11 = 0.5363
Xn = 1/Bn			Xn =	1614.177	Ohms
					1-F11 = 0.4637
La LT genera: 39.1600 MVAr			MVA _b = 100.0		
			Z _{base} = 529.0 Ohms		
			B1 (pu) = 0.391600 pu		
			Reactores de fase/Qg = 0.5363		
			Impedancia de reactores de fase: 2519.048 Ohms		

Resultados:

Reactores de fase: 7 Mvar
Reactancia del reactor de neutro [Ω]: 1614.17

Tabla 5.2 Características del reactor de neutro de la LT PAN-SBV, considerando reactores de fase igual a 7 Mvar.

5.4. Conclusiones

- ✓ Como se ha mencionado, la disponibilidad del esquema de cuatro reactores monofásicos, permite que el tiempo de recierre se efectúe en un menor tiempo. Tiempo, que considera la extinción de la corriente de arco secundario, así como el tiempo máximo en el que el SEP puede operar con una fase abierta.
- ✓ Se han determinado las características del reactor de neutro, considerando tres posibles capacidades de los reactores de fase. Tal como se muestra en la tabla 5.4.

CAPACIDAD DE CADA REACTOR DE FASE [Mvar]	REACTANCIA REACTOR DE FASE [OHMS], 60 Hz	REACTANCIA DEL REACTOR DE NEUTRO [OHMS], 60 Hz
6.0	2 938.89	3 232.84
7.0	2 519.05	1 614.18
8.0	2 204.17	996.42

Tabla 5.4 Capacidad de reactores de fase y reactancia de reactores de fase y neutro, LT PAN – SBV.

- ✓ Se observa que el valor de la reactancia del reactor de neutro, disminuye conforme aumenta la capacidad de los reactores de fase. Dicho valor, cambia de manera significativa.
- ✓ Por lo anterior, el reactor de neutro debe ser determinado, una vez que se conozca con mayor precisión los parámetros de capacitancias de secuencia positiva y cero de la LT.
- ✓ Finalmente, la corriente, tensión y capacidad del reactor de neutro, se indica en el Capítulo 9.

Capítulo 6

**Cálculo de la Corriente de
Arco Secundario**

6.1 Introducción

Las líneas de transmisión aéreas constituyen los elementos con mayor probabilidad de falla, dentro de un SEP. Por otra parte, las fallas de fase a tierra son las de mayor frecuencia de ocurrencia. Estas fallas de carácter transitorio, que corresponden a una ruptura del espacio en aire o al contorno de una cadena de aisladores, poseen la virtud de que suprimida la fuente de energía, generalmente se extinguen y el aislante se autoregenera muy rápidamente; lo que posibilita que el recierre sea exitoso. Es decir, que la continuidad del servicio no se vea interrumpida.

Las fallas monofásicas, así como las bifásicas y trifásicas, dependiendo de su severidad, pueden dar lugar a problemas de estabilidad transitoria e incluso pueden llegar a desatar un colapso total del Sistema. Dependerá de su ubicación y permanencia. De éstas, la falla trifásica es la más crítica.

La máxima potencia a ser transportada por una línea de transmisión, queda determinada principalmente, por la apertura angular entre unidades generadoras. En tanto mayor sea esta diferencia angular; mayor es la probabilidad de que el Sistema pierda estabilidad. Es por ello, que la liberación de las fallas se lleva a cabo lo más rápido posible. Adicionalmente, si la liberación de la falla se realiza desconectando exclusivamente la fase fallada; la probabilidad de que el Sistema sea estable, se ve incrementada.

El arco secundario, formado por la corriente residual a través de la falla, después que la fase afectada ha sido abierta, puede ser reencendido debido al acoplamiento electromagnético con las fases sanas no desconectadas. El arco secundario es función de tres factores básicos: 1) la tensión inducida en la fase abierta, 2) la corriente residual constitutiva del arco, y 3) las características de la tensión de recuperación del medio aislante donde se produjo la falla. El arco secundario, por si solo se extingue. Depende, adicionalmente, de las condiciones climatológicas. Es decir, de la velocidad del viento, si hay lluvia, si no hay niebla, entre otros.

Por lo anterior, es sumamente importante que el recierre monopolar se lleve a cabo, cuando el arco secundario ha desaparecido.

Cuando el recierre es trifásico, al ser abiertas también las fases sanas, se elimina la única fuente capaz de reencender el arco. En tal circunstancia el tiempo muerto de recierre depende sólo de la desionización del aire. En este caso, el recierre trifásico generalmente resulta exitoso para tiempos muertos comprendido entre 200 y 500 ms.

Como el tipo de falla de fase a tierra, es la de mayor ocurrencia; desconectar sólo la fase fallada permite mantener a través de las fases sanas la estabilidad del SEP, pudiendo extenderse así, el tiempo muerto de recierre, hasta un máximo de 1250 ms. Este último aspecto no implica que la elección del tiempo muerto sea arbitraria [15]. Este tiempo máximo de recierre, deberá ser determinado mediante un análisis de estabilidad transitoria. Análisis que en el presente trabajo, se expone en el capítulo 7.

6.2 Extinción de la corriente de arco secundario

Cuando se efectúa la apertura en ambos extremos de una de las tres fases en una LT, para aislar una falla a tierra; ésta permanece acoplada capacitiva e inductivamente con los conductores de las fases sanas, los cuales operan a tensión nominal transmitiendo la corriente de carga. Estos acoplamientos provocan que el arco no se extinga rápidamente.

Una vez que ha abierto la fase fallada, a la corriente que circula por el arco se le denomina corriente de arco secundario. La extinción del arco depende principalmente de la magnitud de esta corriente, de la longitud del arco y de la velocidad del viento (como ya se ha mencionado anteriormente). De todos estos factores, el más importante es la magnitud de la corriente de arco secundario. Dependiendo de esta magnitud, se puede estimar de manera aproximada, el tiempo en el que se extinguirá el arco.

En la figura 6.1 se presentan los resultados obtenidos de pruebas de campo y de laboratorio, mediante los cuales se puede evaluar el tiempo en el que se extingue la corriente de arco secundario.

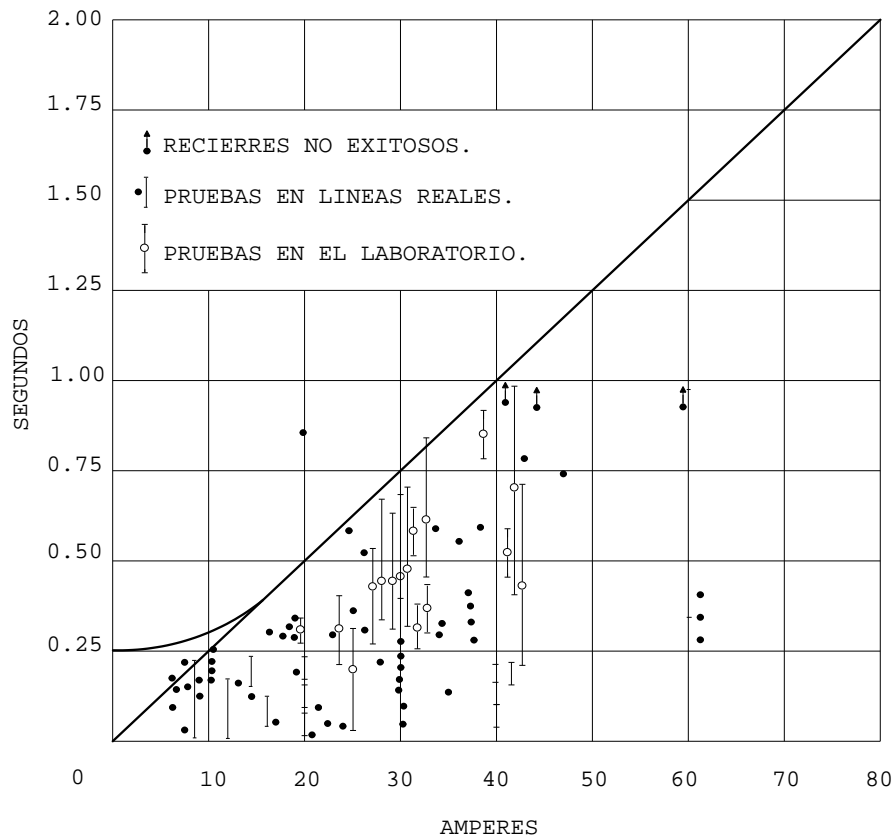


Figura 6.1 Tiempo en el que se puede efectuar el recierre, en función de la magnitud de la corriente de arco secundario [3]

De la figura 6.1, se observa que el tiempo para efectuar el recierre tiene un valor mínimo de 0.25 segundos, el cual corresponde a 15 ciclos. Posteriormente crece en forma lineal con respecto a la magnitud de la corriente de arco secundario. Sin embargo, debido a los diversos factores que intervienen; el tiempo requerido para la extinción del arco es aleatorio, y la recta realmente indica el tiempo mínimo recomendable para realizar un recierre exitoso. Por ejemplo, si la corriente de arco secundario fuera 20 A; se requeriría mantener la fase abierta por lo menos 0.50 s.

El tiempo que permanece abierta la fase, antes de proceder a efectuar el recierre; es identificado como "tiempo muerto". Este tiempo debe ser tal, que asegure que el arco secundario se ha extinguido y que el Sistema eléctrico permanezca en sincronismo. Debido a que en ocasiones no es posible cumplir con ambos compromisos, se hace uso del esquema de cuatro reactores monofásicos; que permiten que el arco secundario se extinga más rápido y, por consecuencia, se efectúe el recierre en un tiempo menor; de tal manera que se conserve la estabilidad del Sistema eléctrico.

6.3 Magnitud de corriente de arco secundario y tiempo mínimo de extinción

Para determinar de manera digital, la magnitud de la corriente de arco secundario en estado estable, se mantiene abierta, por ejemplo, la fase "a" de la LT en ambos extremos y cerrado el interruptor mediante el cual se provoca la falla a tierra. La corriente a través de este interruptor, es precisamente la corriente de arco secundario. Con relación a los interruptores de fases "b" y "c", se mantienen cerrados. Una vez abierto el interruptor mediante el cual se provoca la falla; aparece en la fase abierta la tensión de "recuperación".

En las figuras 6.2 y 6.3 se muestra el circuito utilizado para determinar la magnitud de la corriente de arco secundario y de la tensión de recuperación. Es un circuito simplificado [4] que no considera la impedancia serie de la LT, ni los equivalentes de Sistema. Considera exclusivamente las susceptancias de secuencia positiva y secuencia cero de la LT de interés.

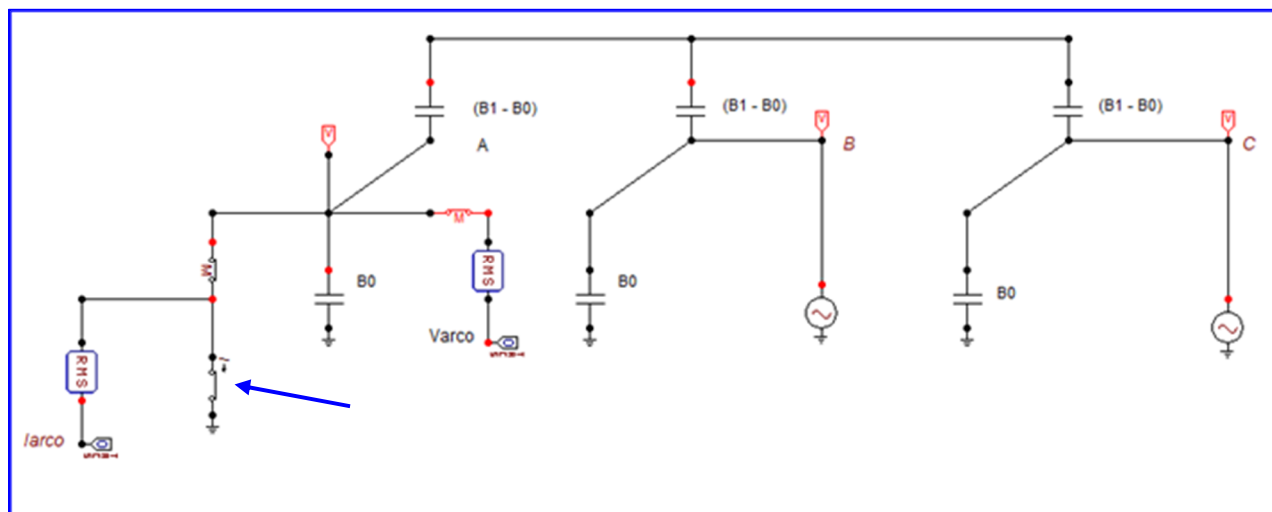


Figura 6.2 Circuito utilizado para determinar la magnitud de la corriente de arco secundario en la LT Panaluya – San Buenaventura.

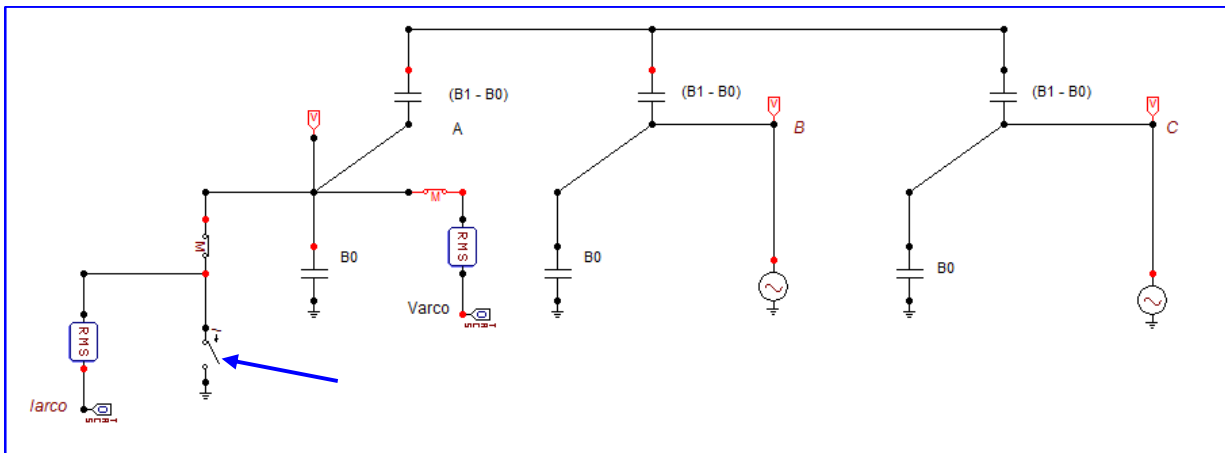
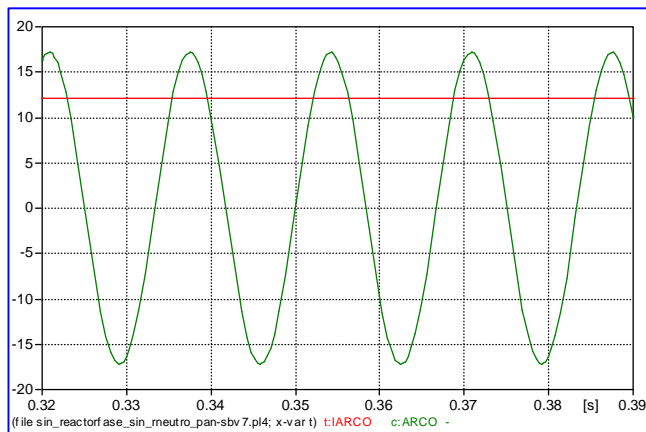


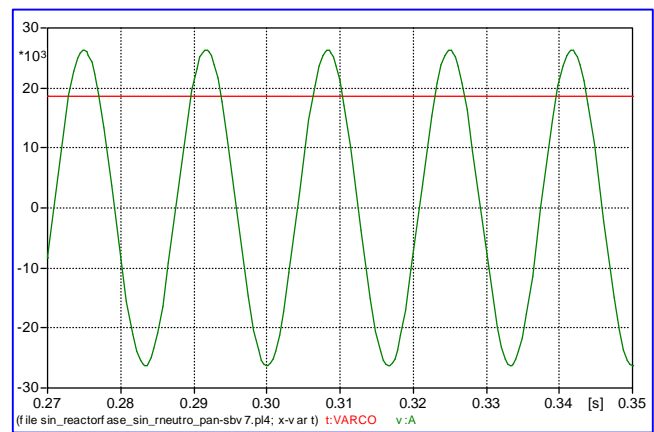
Figura 6.3 Circuito utilizado para determinar la magnitud de la tensión de recuperación en la LT Panaluya – San Buenaventura.

En las figuras 6.4 y 6.5, se observa las formas de onda de la corriente de arco secundario y de la tensión de recuperación, respectivamente. También se muestra en dichas figuras, la magnitud de la corriente de arco secundario y de la tensión de recuperación. Lo anterior, mediante la utilización del software de uso universal ATPDraw 5.8 [16], [17], [18].



Magnitud y valores instantáneos [A]

Figura 6.4 Corriente de arco secundario



Magnitud y valores instantáneos [A]

Figura 6.5 Tensión de recuperación

Las magnitudes aproximadas de la corriente de arco secundario y de la tensión de recuperación; es 12.5 A y 19 kV, respectivamente.

Otra manera de determinar la magnitud de la corriente de arco secundario y de la tensión de recuperación, es mediante la utilización del circuito mostrado en la figura 6.6, en la que si se considera los equivalentes de Sistema en las subestaciones PAN-230 y SBV-230, así como la representación de la LT a través de las características de conductores e hilos de guarda, así como las coordenadas de los mismos [7].

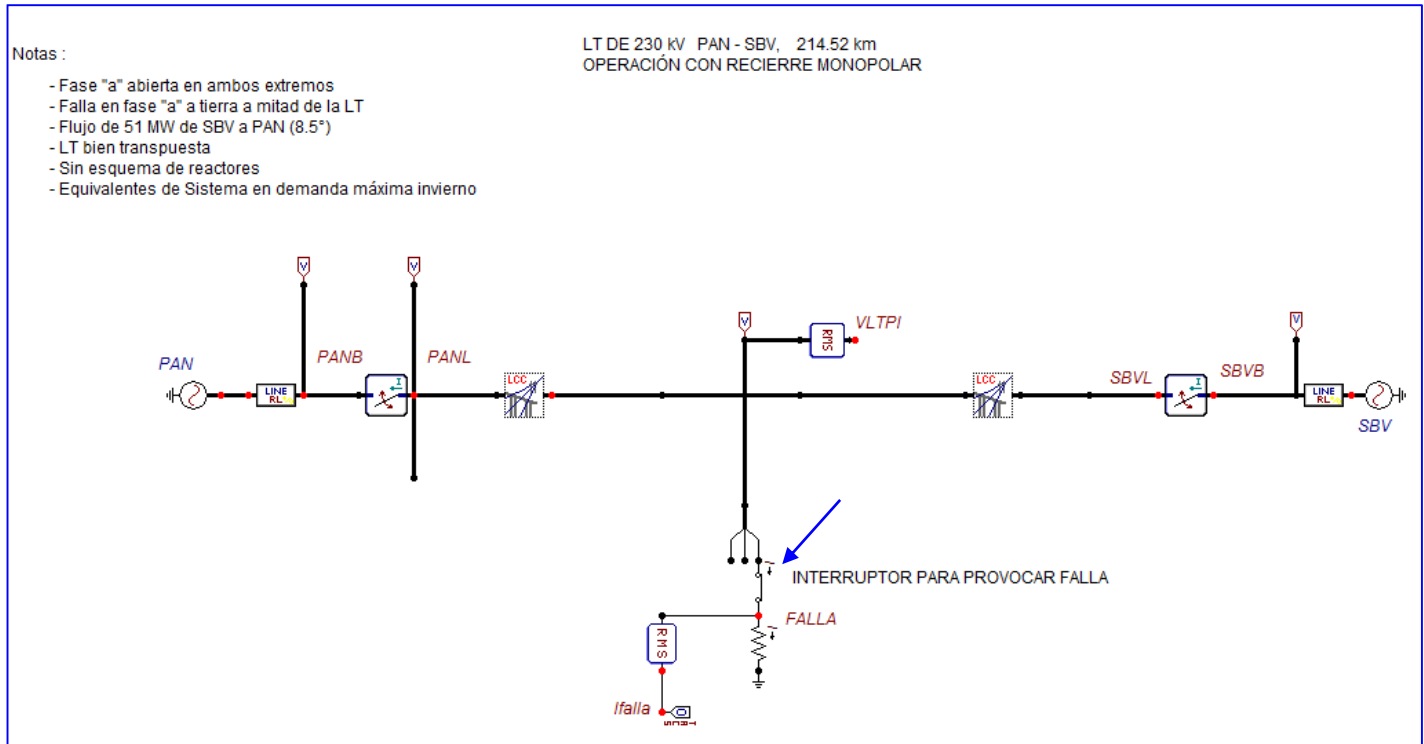


Figura 6.6 Circuito utilizado para determinar la corriente de arco secundario, así como la tensión de recuperación de la LT PAN-SBV.

Como se ha mencionado, la corriente de arco secundario se determina cuando el interruptor está cerrado. La tensión de recuperación, se determina cuando el interruptor está abierto.

En la figura 6.7 se muestra la corriente de arco secundario, obtenida mediante la utilización del circuito mostrado en la figura 6.6. El valor determinado es 13.06 A.

En la figura 6.8 se muestra la tensión de recuperación obtenida, mediante la utilización del circuito mostrado en la figura 6.6. El valor determinado es 21 kV.

Valores ligeramente superiores a los obtenidos mediante la utilización del circuito simplificado mostrado en las figuras 6.3 y 6.4.

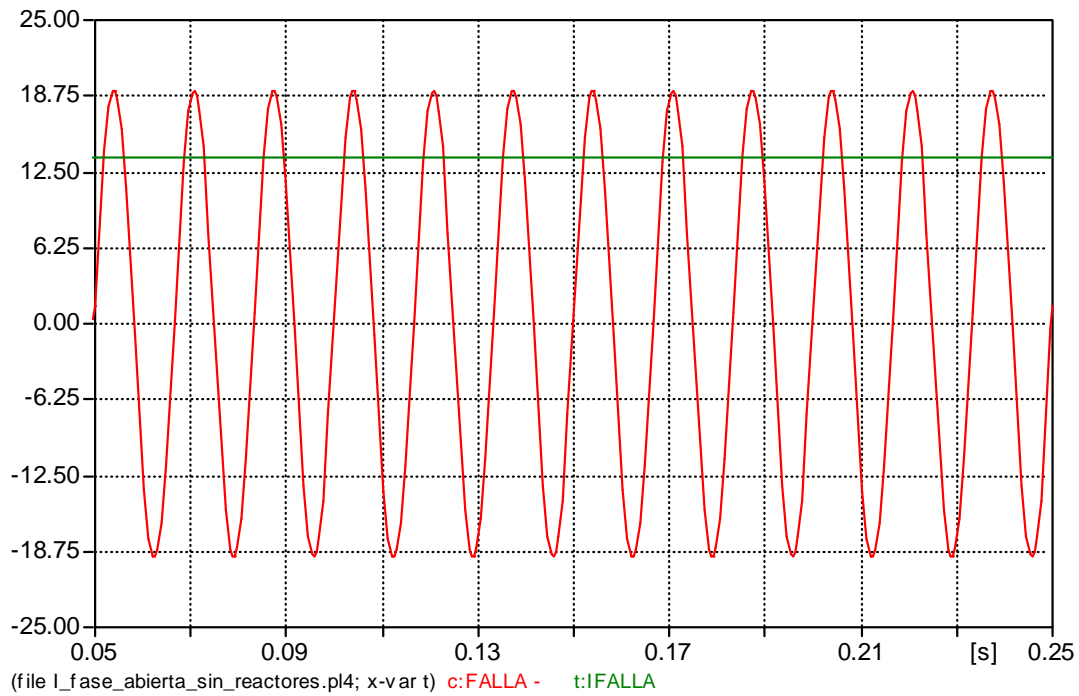


Figura 6.7 Corriente de arco secundario determinada mediante la utilización del circuito de la figura 6.6.

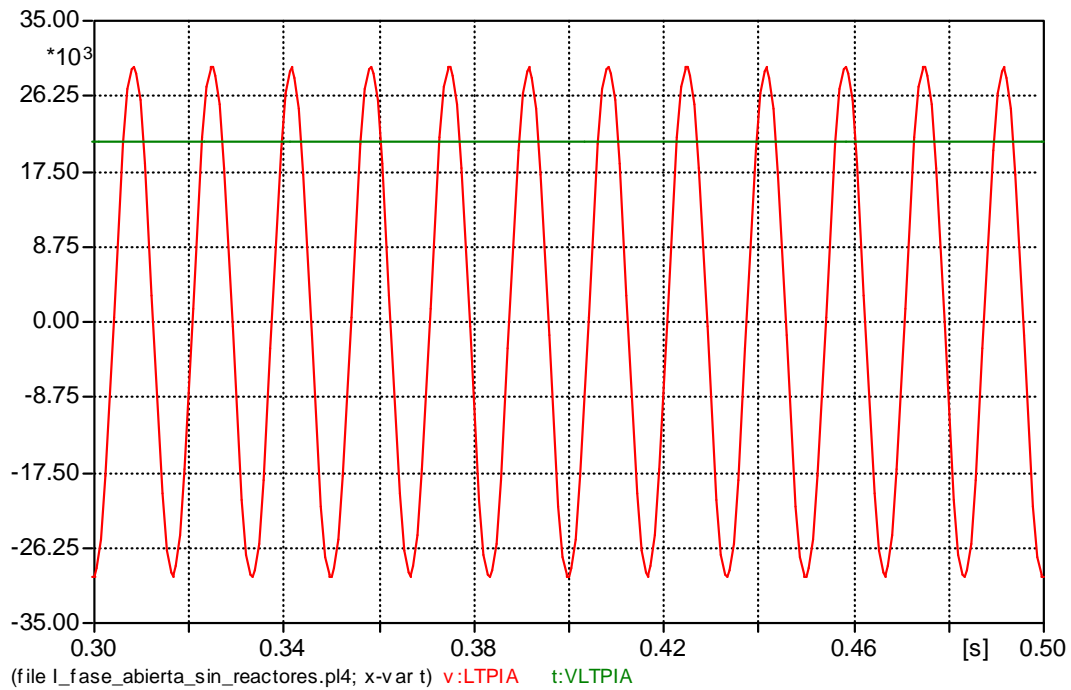


Figura 6.8 Tensión de recuperación determinada mediante la utilización del circuito de la figura 6.6.

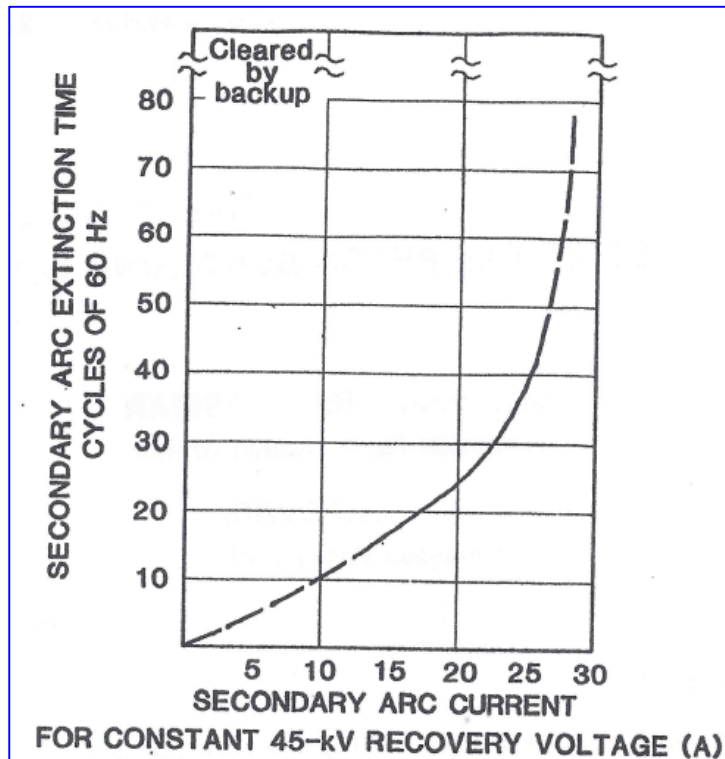


Figura 6.9 Tiempo de extinción de la corriente de arco secundario, considerando una tensión de recuperación igual a 45 kV [19].

Finalmente, de acuerdo a los resultados determinados y a lo observado en las figuras 6.1 y 6.9; en la tabla 6.1 se indican los resultados preliminares de la corriente de arco secundario y la tensión de recuperación.

Magnitud de corriente de arco secundario:	13.1 A
Tensión de recuperación:	21 kV

Tabla 6.1 Valores obtenidos de corriente de arco secundario y tensión de recuperación de la LT de 230 kV PAN-SBV.

6.4 Conclusiones

- ✓ Considerando los valores reportados en la tabla 6.1, el tiempo mínimo estimado para efectuar el recierre monopolar en la LT PAN – SBV; es del orden de 300 a 350 milisegundos.
- ✓ El tiempo de recierre que finalmente se proponga, será determinado de acuerdo a los resultados que se obtengan del análisis de estabilidad dinámica.

Capítulo 7

Tiempo máximo de recierre

7.1 Introducción

Con la finalidad de disponer del tiempo máximo en el cual se puede llevar a cabo el recierre de la LT Panaluya – San Buenaventura, se procede a simular fallas transitorias de fase a tierra en esta LT y observar el tiempo máximo en el que se pierde estabilidad en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). El tiempo de recierre; será menor que este tiempo determinado.

La pérdida de estabilidad en un SEP se manifiesta por la pérdida de sincronismo entre unidades generadoras. Ante esta situación, se presentan variaciones significativas en las distintas variables eléctricas. Tienen un efecto determinante en el comportamiento del SEP, el tipo de falla, la ubicación de la misma, así como el tiempo de su libramiento.

En el caso particular de la LT que nos ocupa, se analiza el comportamiento del SEP ante fallas transitorias de fase a tierra. Otro tipo de falla, provocaría la apertura tripolar de dicha LT; condición no contemplada en la aplicación del recierre monopolar.

En un Sistema Eléctrico de Potencia existen muchos modos de oscilación entre máquinas síncronas y/o grupos de máquinas síncronas. Estos modos generalmente cambian con las condiciones de carga y con las modificaciones en la configuración o topología del Sistema. Por otra parte, las oscilaciones o variaciones que presentan las señales eléctricas y mecánicas de la máquina síncrona poseen un grado de amortiguamiento el cual puede ser aceptable o inaceptable y depende del número de unidades generadoras operando de manera simultánea.

En este tipo de análisis son contemplados los modelos y ajustes de los sistemas de regulación de tensión y velocidad. Dependiendo del alcance del estudio podría ser necesario incluir relevadores de protección (distancia, tensión, frecuencia, etc.). Adicionalmente se contempla la dependencia de la cargas de la tensión y/o frecuencia.

Este tipo de análisis se puede efectuar en el dominio del tiempo o en el dominio de la frecuencia. Dependerá del alcance del estudio y complejidad del mismo. Así como de las características del software utilizado.

En el caso particular que nos ocupa, el análisis se efectúa en el dominio del tiempo y las variables de interés son las asociadas a las máquinas síncronas, tensiones y flujos de potencia; en la Central Hidroeléctrica El Cajón (asociada a la subestación SBV-230) ,en subestaciones y en LT's asociadas con la LT PAN – SBV. El propósito es determinar si alguna o algunas unidades generadoras; permanecen en sincronismo ante la ocurrencia de fallas transitorias de fase a tierra en esta LT, bajo diferentes tiempos de libramiento de las mismas. Una vez librada la falla, se procede a realizar el recierre en determinado tiempo. Precisamente, la finalidad de este capítulo; es determinar el tiempo máximo de recierre.

Con la finalidad de ilustrar el comportamiento dinámico de variables eléctricas y mecánicas, a continuación se describe el contenido de la figura 7.1 [20]. Se grafican las características transitorias $\bar{P}_e - \delta''$, para condiciones de prefalla, falla y de una fase abierta.

En operación de estado estable, la unidad estaba generando 85 MW (0.85 pu) con un desplazamiento angular del rotor de 35° respecto del nodo bus infinito, punto "f" en la figura 7.1. Ocurre una falla transitoria de fase a tierra cerca del nodo de envío, que abate la tensión y provoca que el punto de operación de la potencia eléctrica generada por la unidad, pase del punto "f" al punto "a" sobre la curva $\bar{P}_e - \delta''$ de falla. Se presenta una aceleración positiva y el ángulo δ'' se incrementa. Después de 6 ciclos se libra la falla y se abre la fase en los dos extremos. Este instante corresponde a un valor del ángulo $\delta'' = \delta_c = 40.8^\circ$. La potencia eléctrica cambia del punto "b" al punto "c". Para este momento del periodo transitorio, aún \bar{P}_{mo} es mayor que \bar{P}_e , de tal forma que, la máquina síncrona sigue acumulando energía acelerante y el ángulo continúa aumentando. Del punto "c" al "d" la aceleración es positiva y la potencia eléctrica va en aumento. En el punto "d", $\bar{P}_{mo} = \bar{P}_e$, pero el desplazamiento angular seguirá incrementándose para tratar de disipar la energía acelerante. En el primer periodo de desaceleración, área A2, la energía acelerante acumulada en el área A1 no se disipa, así que, el ángulo del rotor sigue creciendo. Después del punto "e" la potencia mecánica es mayor que la eléctrica y la máquina se acelera positivamente por segunda ocasión, área A3. En el punto "g", después de 36 ciclos de abierta una fase, ésta se cierra y la línea de transmisión se normaliza. La potencia eléctrica pasa de "g" a "i" sobre la curva de prefalla. Durante el segundo periodo de desaceleración, área A4, parte de la energía acelerante del área A1 y la energía acelerante del área A3 son disipadas. El ángulo máximo que se alcanza es 137° . Una vez que se alcanza este valor, el ángulo del rotor disminuye y oscila alrededor del punto inicial de operación, punto "f". **El sistema es estable.**

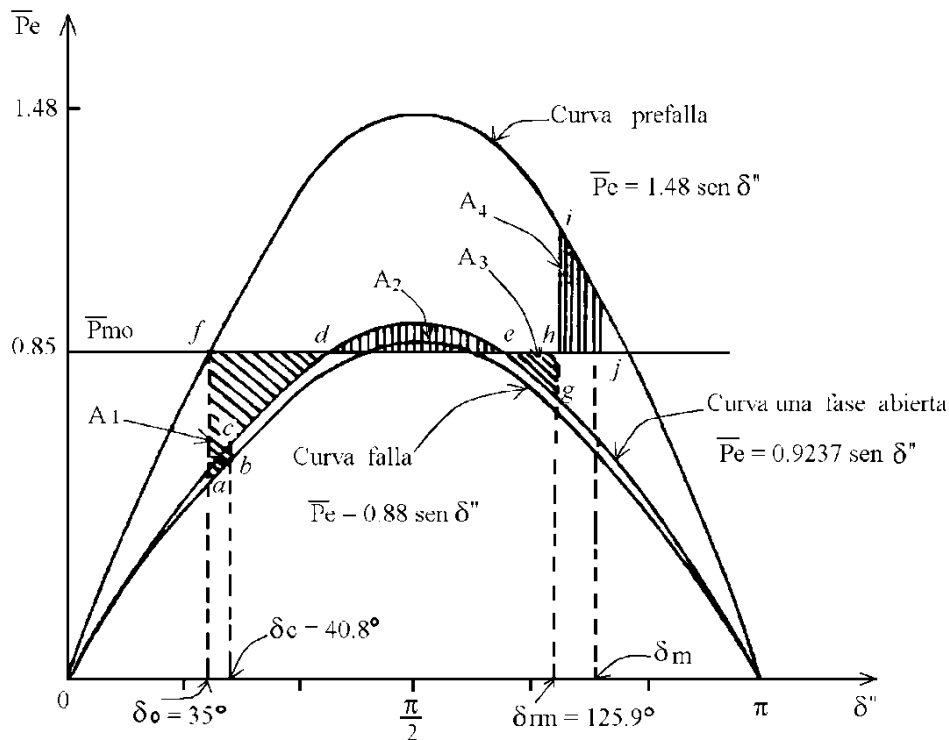


Figura 7.1 Método-gráfico para analizar la estabilidad de una máquina síncrona - bus infinito ante la operación exitosa del recierre monopolar.

En la figura 7.2 se muestra, que en el momento que el ángulo del rotor alcanza su valor máximo ($\delta'' = \delta_m = 137^\circ$) \bar{P}_e es mayor que \bar{P}_{mo} , presentándose una fuerza restauradora. La máquina se desacelera y el ángulo del rotor disminuye para permanecer oscilando alrededor del punto "f". La energía desacelerante del área B es compensada por una cantidad igual de energía acelerante representada por el área A. Obsérvese que por la severidad de la contingencia, en el regreso de la oscilación del rotor, el desplazamiento angular alcanza un ángulo de -22° y la potencia eléctrica se invierte. El generador se "motoriza" durante un pequeño instante. Sin embargo, las protecciones deberán de coordinarse para no desconectar la máquina síncrona durante motorizaciones momentáneas.

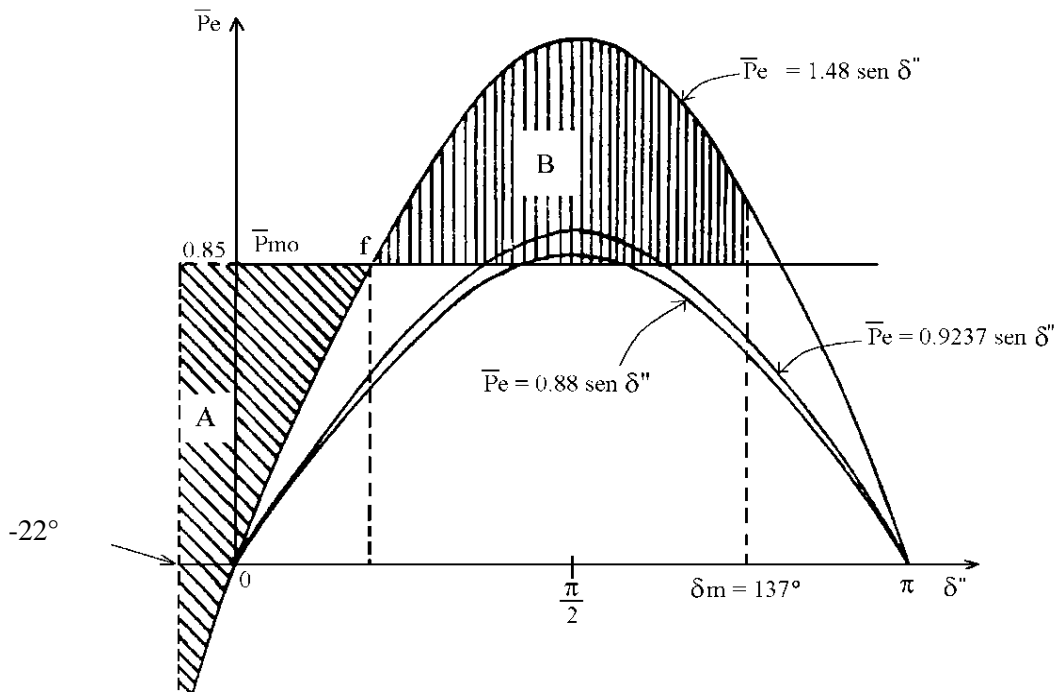


Figura 7.2 Oscilación del ángulo del rotor después de alcanzar su valor máximo, $\delta_{\text{máx}}=137^\circ$, asumiendo una operación exitosa del recierre monopolar.

Este ejemplo también fue resuelto de manera digital [21]. En la figura 7.3 se muestra el comportamiento de la posición de rotor y de la potencia eléctrica generada por la máquina síncrona. Se observa que los desbalances instantáneos entre la potencia eléctrica y mecánica son más severos en el momento de la aplicación de la falla y en el que se lleva a cabo el recierre. El comportamiento del ángulo del rotor y de la potencia eléctrica, se puede explicar siguiendo las trayectorias de estas dos variables en las curvas que se muestran en la figura 7.3. Por ejemplo, obsérvese que el valor máximo de la potencia eléctrica en la primera oscilación (en aproximadamente 1.2 segundos) es 148 MW. Este es el valor pico de la potencia eléctrica que genera la máquina síncrona que se observa sobre la curva de prefalla en la figura 7.2.

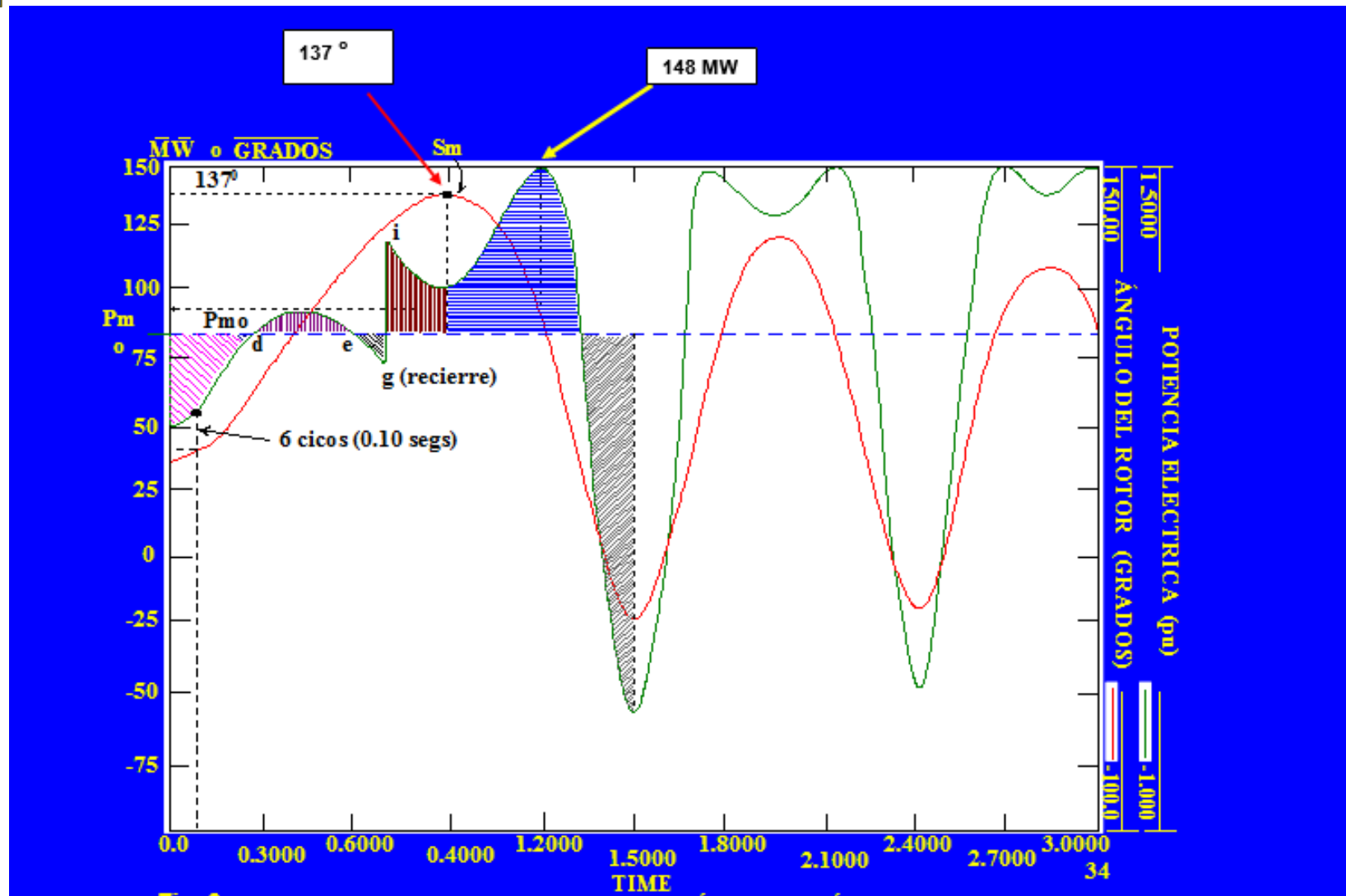


Figura 7.3 Comportamiento de la potencia eléctrica y ángulo del rotor durante la operación exitosa del recierre monopolar.

7.2 Comportamiento del Sistema Eléctrico asociado a la LT PAN –SBV [7]

A partir de las condiciones de operación en estado estable indicadas en las figuras 2.5 y 2.6, se procede a simular la ocurrencia de fallas transitorias de fase a tierra en la LT PAN – SBV. Se simulan a la mitad de la LT y en los extremos de la misma. La secuencia de eventos para tal efecto, se muestra en la tabla 7.1.

EVENTO	TIEMPO (segundos)	ACCION CONSIDERADA
Ocurre la falla	0.50	Falla de fase a tierra
Se libra la falla (6 ciclos)	0.60	Se libra la falla mediante la apertura de la fase de la LT en ambos extremos.
Recierre 1 (36 ciclos)	1.20	Recierre en extremo PAN
Recierre 2,(36+3 ciclos)	1.25	Recierre en extremo SBV

Tabla 7.1 Secuencia de eventos para simular falla de fase a tierra en LT PAN-SBV.

Como se ha mencionado, la ubicación de la falla se simula en tres sitios: a la mitad de LT, y en ambos extremos de la misma. Con relación al tiempo de recierre, se considera como referencia 36 ciclos (0.60 segundos). Posteriormente, este tiempo se incrementará hasta que el SEP tienda a la inestabilidad.

Como se observa en la tabla 7.1, el recierre se realiza de manera secuencial. Es decir, primero se recierra en extremo de la subestación PAN y 3 ciclos después en el extremo de la subestación San Buenaventura. La razón por la que se lleva a cabo de esta manera, se debe a que en una situación real; la falla pudiera ser permanente. Ante esta condición, al recerrar primero en PAN y si la falla persiste; se envía señal al extremo de la subestación SBV y se evita el recierre (la línea abriría tripolarmente en ambos extremos). De esta manera, se elimina un esfuerzo adicional a las unidades generadoras ubicadas en la Central Hidroeléctrica El Cajón. Que corresponde con la generación más cercana a dichas subestaciones (a 30 km de la subestación SBV).

Con la finalidad de disponer de un panorama general sobre los resultados obtenidos, a continuación se muestran algunos casos de estudio que se consideran representativos.

7.2.1 Casos de estudio representativos

En la tabla 7.2 se muestran los casos de estudio que se consideran representativos de analizar para determinar el tiempo máximo de recierre de la LT PAN – SBV. Año de estudio 2015.

CONDICIÓN OPERATIVA, DEMANDA MÁXIMA DE INVIERNO, 2015	OBSERVACIONES
Flujo de 35 MW de SBV - PAN	tiempo de recierre 600 ms
Flujo de 125 MW de SBV - PAN	tiempo de recierre 600 ms
Flujo de 125 MW de SBV - PAN	tiempo de recierre 2000 ms

Tabla 7.2 Casos de estudio representativos para determinar el tiempo máximo de recierre de la LT PAN-SBV.

Consideraciones:

- Como se recordara, los Sistemas Eléctricos de Centroamérica operan interconectados principalmente por medio de LT's de 230 kV:
 - ✓ El Sistema de Guatemala se interconecta con el de Honduras, por medio de la LT SBV-PAN. Con el de El Salvador, por medio de dos líneas Aguacapa – Ahuachapán (118 km) y Moyuta-Ahuachapán (40 km). Finalmente, con el de México (en 400 kV) por medio de la LT Tapachula Potencia – Los Brillantes (100 km).
 - ✓ El Sistema de El Salvador se interconecta con el de Honduras, por medio del doble enlace de 15 de Septiembre a Aguacaliente (146 km).
- En la condición normal de operación correspondiente al año 2015, el flujo estimado por la LT SBV – PAN, es del orden de 35 MW.
- Con la finalidad de incrementar el flujo de la LT SBV – PAN, se analizó la condición, supuesta, que operan abiertos los enlaces entre Honduras y El Salvador. De esta manera, se incrementa el flujo por la LT SBV – PAN.

Los resultados se muestran a continuación.

7.2.2 Resultados obtenidos

En la figura 7.4 se muestra el comportamiento de la tensión en las barras de 230 kV en las subestaciones PAN y SBV, ante falla de fase a tierra transitoria a la mitad de la LT PAN-SBV con 35 MW. El recierre se realiza en 36 ciclos. La disminución instantánea de la tensión en las subestaciones PAN y SBV es, 0.47 y 0.67 pu, respectivamente. Se observa una disminución más significativa en la subestación PAN. Como puede observarse en esta figura, el SEP soporta esta contingencia. Es decir, el Sistema permanece estable.

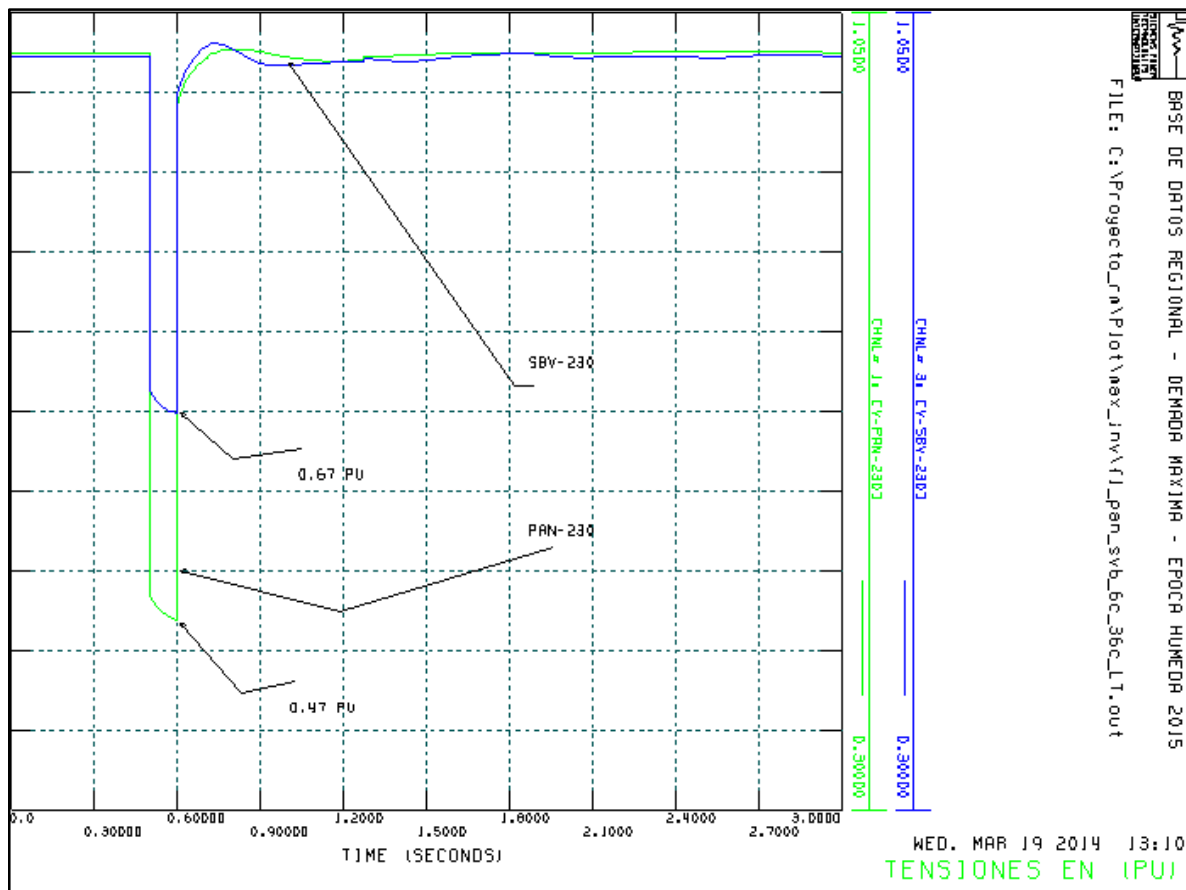


Figura 7.4 Comportamiento de la tensión en las barras de 230 kV en las subestaciones PAN y SBV, ante falla de fase a tierra transitoria a la mitad de la LT PAN-SBV con 35 MW el recierre se realiza en 36 ciclos

Resultado:

⇒ El Sistema soporta la contingencia

En la figura 7.5 se muestra el comportamiento de la posición angular de la unidad 1 en la CH. El Cajón, ante falla de fase a tierra transitoria a la mitad de la LT PAN-SBV con 35 MW. El recierre se realiza en 36 ciclos. Se observa que durante la presencia de la falla y posterior apertura de la fase fallada, la unidad experimenta una aceleración. Una vez que el recierre se lleva a cabo (alrededor de 1.2 s), la unidad deja de acelerarse. Sin embargo, la energía cinética acumulada; nuevamente provoca que la unidad se acelere. El ángulo máximo de excursión observado es 33.4° . Posteriormente, la unidad tiende hacia la posición angular inicial. Es decir, el Sistema es estable.

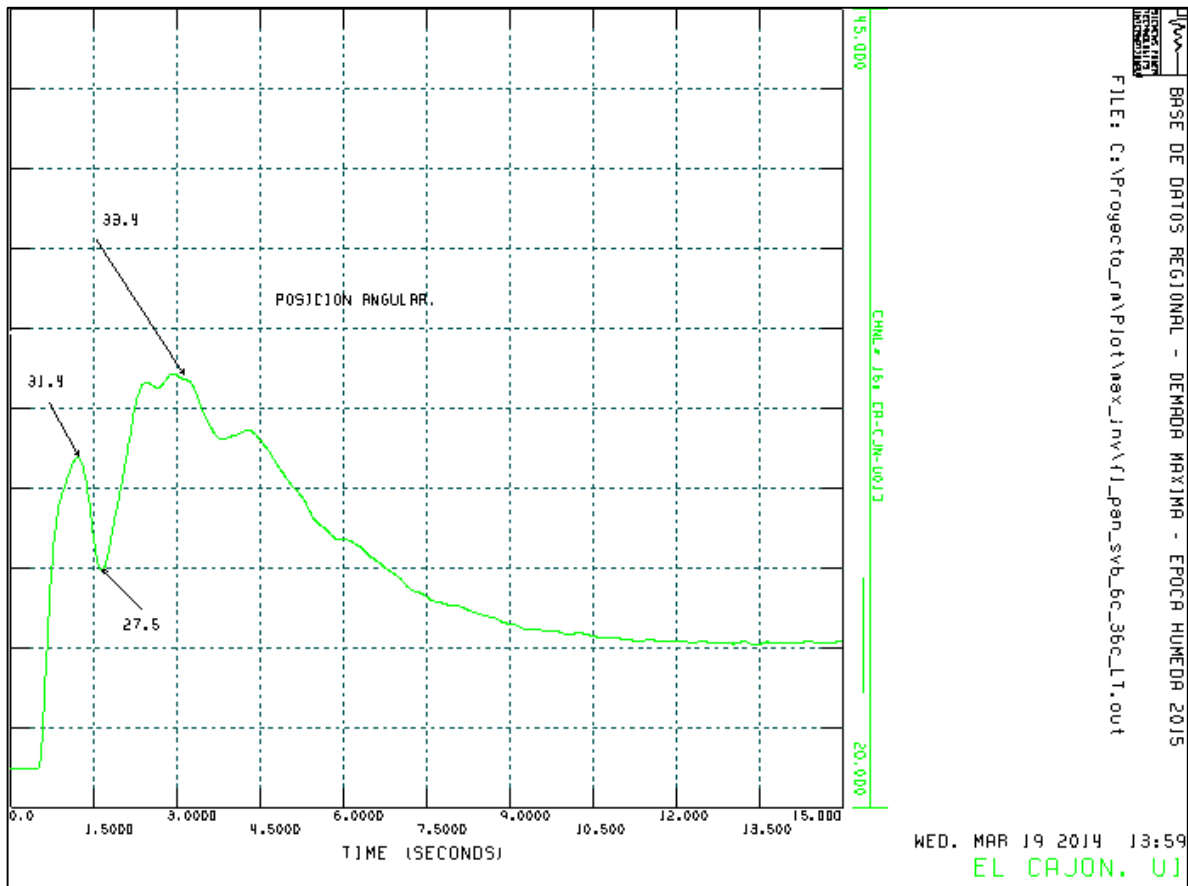


Figura 7.5 Comportamiento de la posición angular de la unidad 1 en la CH. El Cajón, ante falla de fase a tierra transitoria a la mitad de la LT PAN-SBV con 35 MW el recierre se realiza en 36 ciclos.

Resultado:

⇒ El Sistema soporta la contingencia

En la figura 7.6 se muestra el comportamiento del flujo de potencia activa en la LT SBV-PAN, ante falla de fase a tierra transitoria a la mitad de la dicha LT con 35 MW. El recierre se realiza en 36 ciclos. Se observa que durante la presencia de la falla se tiene una respuesta inercial que hace que se incremente el flujo. Una vez que se libra la falla, mediante la apertura de la fase involucrada, el flujo disminuye alrededor del 42% del valor inicial. Una vez que el recierre se lleva a cabo (alrededor de 1.2 s), el flujo tiende a estabilizarse en su valor inicial. El Sistema permanece en sincronismo.

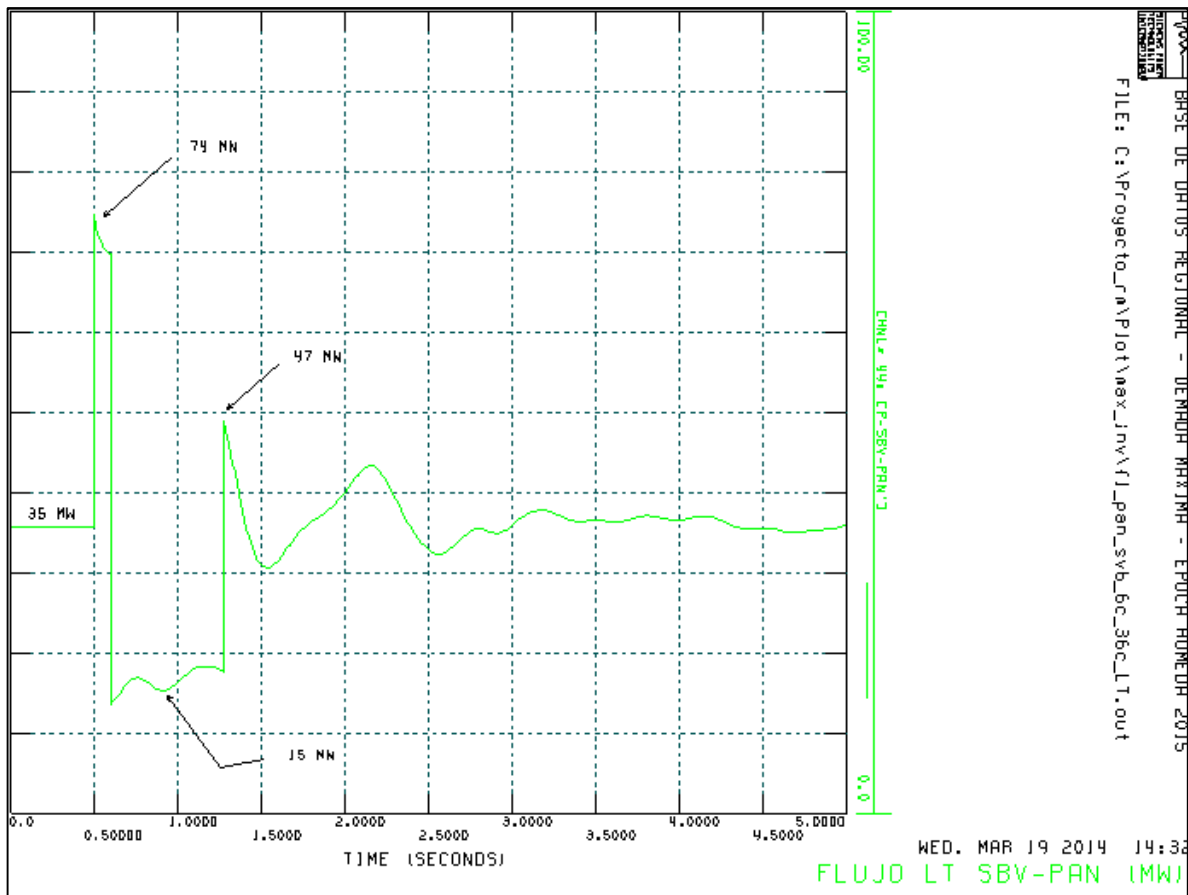


Figura 7.6 Comportamiento del flujo de potencia activa en la LT SBV-PAN, ante falla de fase a tierra transitoria a la mitad de la dicha LT con 35 MW el recierre se realiza en 36 ciclos.

Resultado:

⇒ El Sistema soporta la contingencia

En la figura 7.7 se muestra el comportamiento de la posición angular de la unidad 1 en la CH. El Cajón, ante falla de fase a tierra transitoria en LT PAN-SBV con 35 MW. El recierre se realiza en 36 ciclos. Se muestran tres casos: falla a la mitad de la LT y falla en extremos de la misma. El ángulo máximo de excursión observado es 33.4°, 40.2° y 56.1° para falla a mitad de la LT, en extremo PAN y en extremo SBV, respectivamente. Posteriormente en los tres casos, la unidad tiende hacia posición angular inicial. Es decir, el sistema permanece en sincronismo.

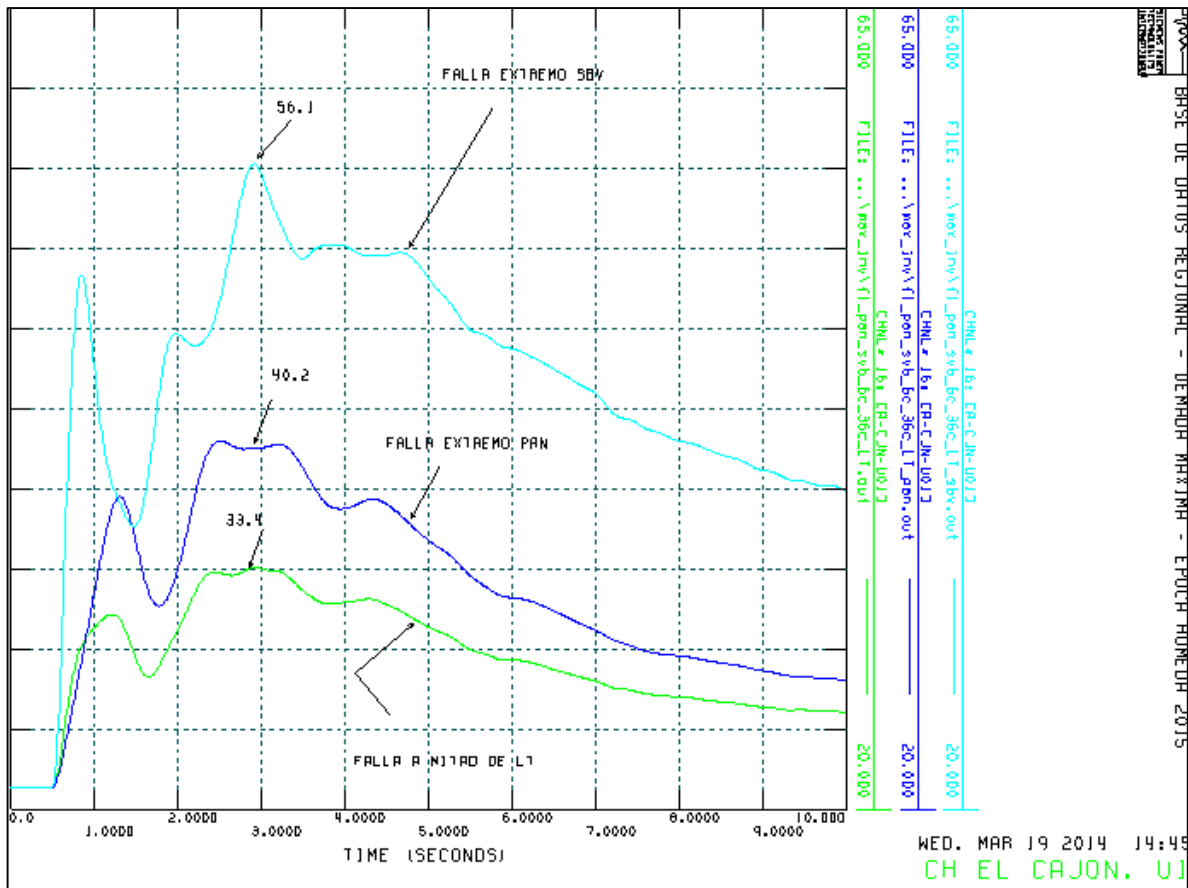


Figura 7.7 Comportamiento de la posición angular de la unidad 1 en la CH. El Cajón, ante falla de fase a tierra transitoria en LT PAN-SBV con 35 MW el recierre se realiza en 36 ciclos.

Resultado:

- ⇒ Es más severa la falla en extremo SBV
- ⇒ El Sistema soporta la contingencia

En la figura 7.8 se muestra el comportamiento de la posición angular de la unidad 1 en la CH. El Cajón, ante falla de fase a tierra transitoria en LT PAN-SBV, considerando un flujo de 35 MW y un tiempo de recierre en 120 ciclos. Se muestran tres casos: falla a la mitad de la LT y falla en extremos de la misma. El ángulo máximo de excursión observado es 34.9°, 43.1° y 56.6° para falla a mitad de la LT, en extremo PAN y en extremo SBV, respectivamente. Posteriormente en los tres casos, la unidad tiende hacia posición angular inicial. Es decir, el sistema también permanece en sincronismo.

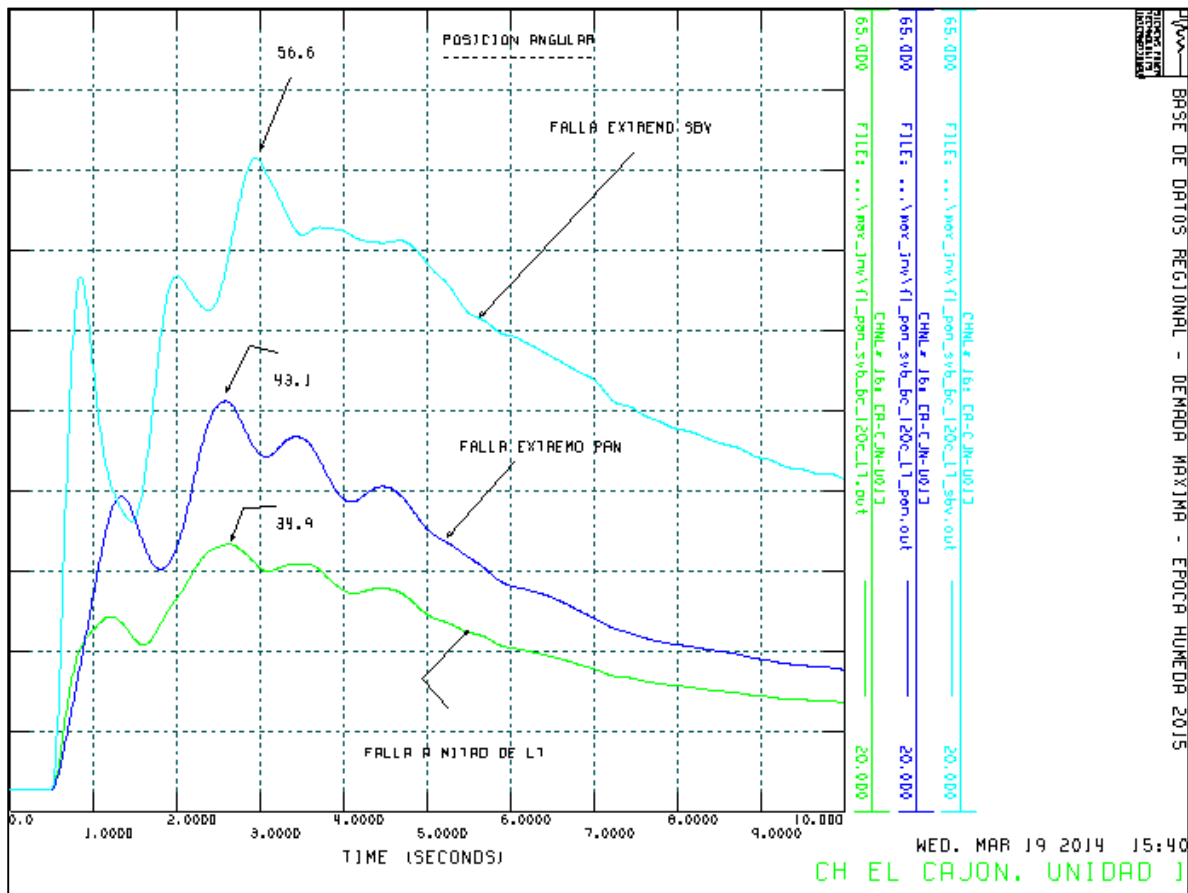


Figura 7.8 Comportamiento de la posición angular de la unidad 1 en la CH. El Cajón, ante falla de fase a tierra transitoria en LT PAN-SBV, considerando un flujo de 35 MW y un tiempo de recierre en 120 ciclos

Resultado:

- ⇒ Es más severa la falla en extremo SBV
- ⇒ Considerando que la LT lleva un flujo de 35 MW y considerando un tiempo de recierre igual a 120 ciclos (2 segundos); se observa que el Sistema sigue siendo estable.

En la figura 7.9 se muestra el comportamiento de la posición angular de la unidad 1 en la CH. El Cajón, ante falla de fase a tierra transitoria en LT PAN-SBV, considerando un flujo de 35 MW y un tiempo de recierre en 120 ciclos. Se muestran dos casos: falla en extremos de la LT. El ángulo máximo de excursión observado es 111.1° y 78° para falla en extremo SBV y en extremo PAN, respectivamente. Posteriormente en ambos casos, la unidad tiende hacia posición angular inicial. Es decir, el sistema también permanece en sincronismo. Sin embargo, las oscilaciones a las que se ve sometida la unidad son severas.

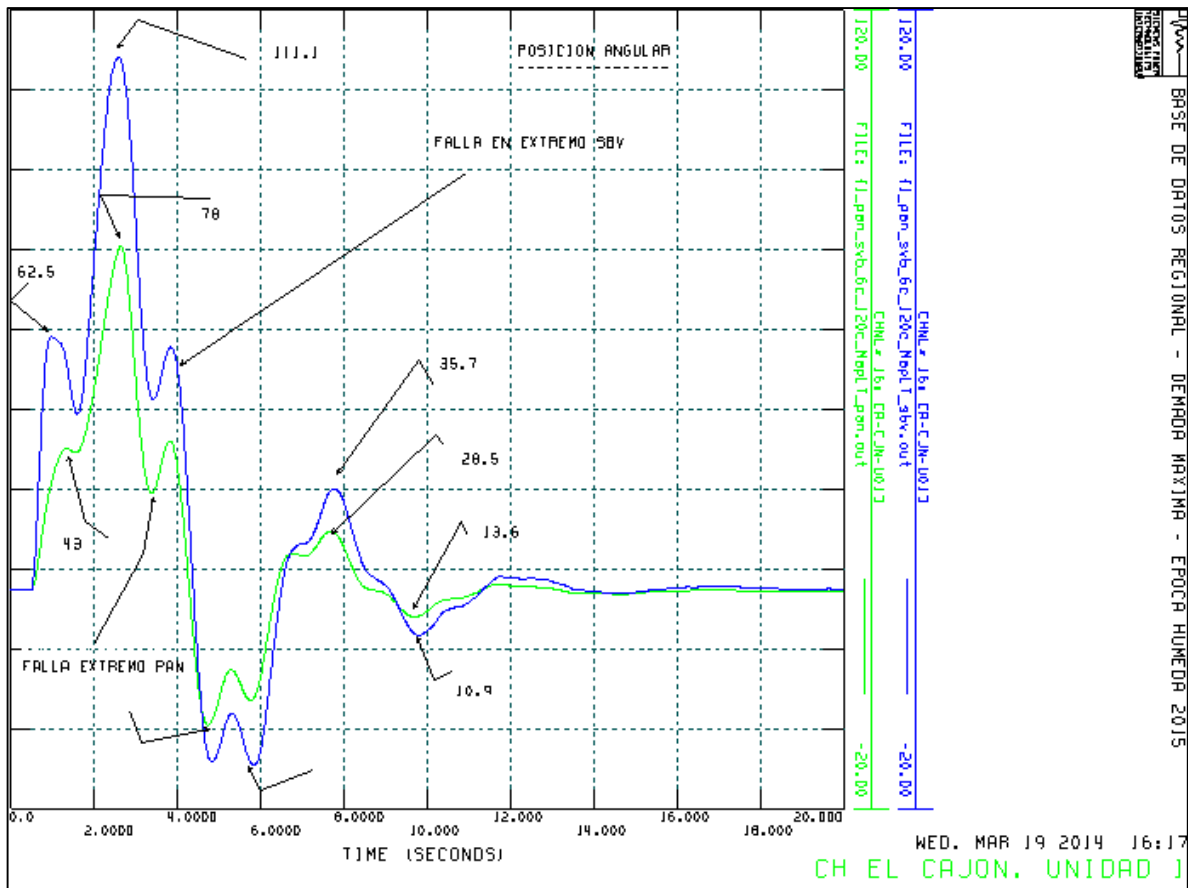


Figura 7.9 Comportamiento de la posición angular de la unidad 1 en la CH. El Cajón, ante falla de fase a tierra transitoria en LT PAN-SBV, considerando un flujo de 125 MW y un tiempo de recierre en 120 ciclos

Resultado:

- ⇒ Es más severa la falla en extremo SBV
- ⇒ Considerando que la LT lleva un flujo de 35 MW y considerando un tiempo de recierre igual a 120 ciclos (2 segundos); se observa que el Sistema sigue siendo estable. Sin embargo, las oscilaciones a las que se ve sometida la unidad son severas.

En la figura 7.10 se muestra el comportamiento de la potencia activa de la unidad 1 en la CH. El Cajón, ante falla de fase a tierra transitoria en LT PAN-SBV, considerando un flujo de 125 MW y un tiempo de recierre en 120 ciclos. Se muestran dos casos: falla en extremos de la LT. Como se ha observado, la falla más severa es cuando ocurre en el extremo SBV. Durante la falla, la potencia activa de la unidad pasa de 80 a 22 MW. Es decir, experimenta una oscilación instantánea de 58 MW. Una vez que la falla es librada, las tres siguientes oscilaciones son de 85, 27.8 y 25 MW. Posteriormente, la potencia de la unidad tiende hacia su valor inicial. Es decir, el sistema también permanece en sincronismo, a pesar de las severas oscilaciones a las que se ve sometida. Situación que deberá ser considerada en el comportamiento de sus sistemas de regulación de tensión y de velocidad.

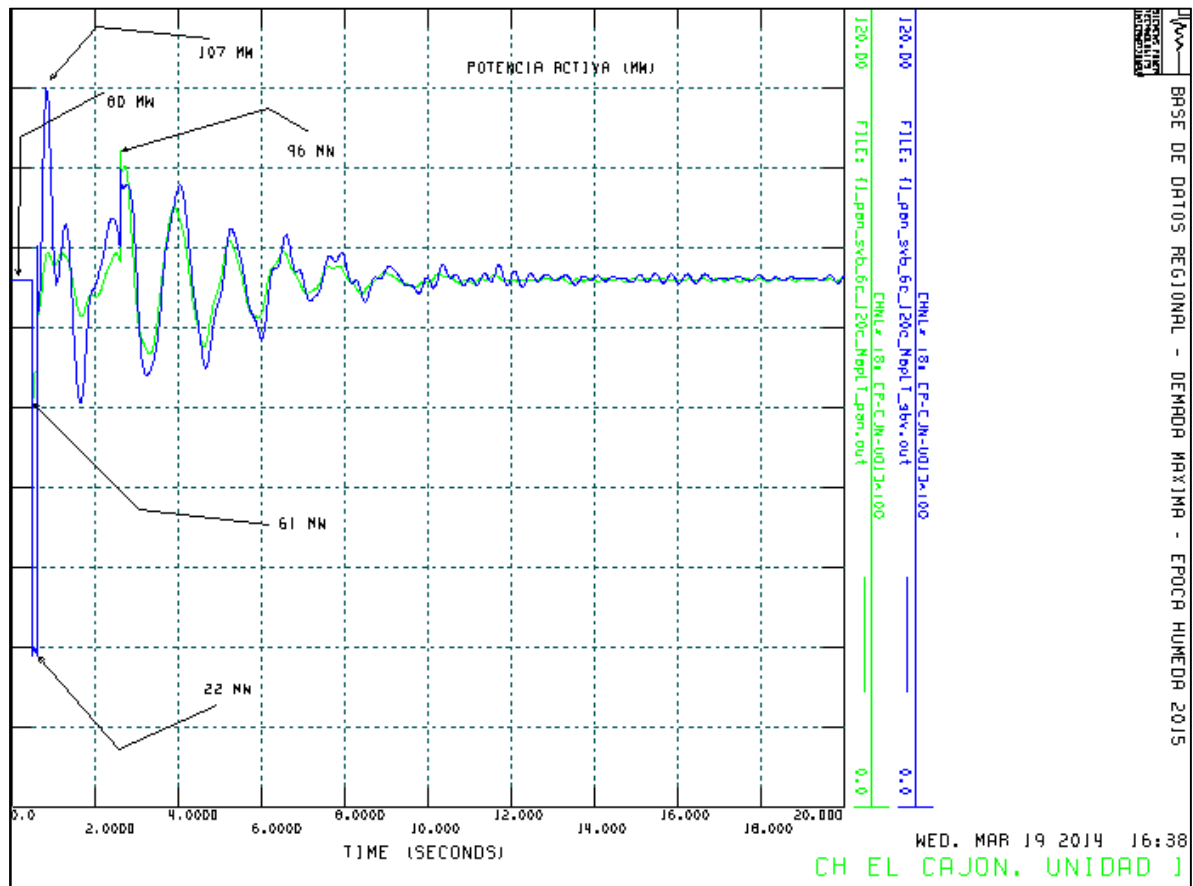


Figura 7.10 Comportamiento de la potencia activa de la unidad 1 en la CH. El Cajón, ante falla de fase a tierra transitoria en LT PAN-SBV, considerando un flujo de 125 MW y un tiempo de recierre de 120 ciclos.

Resultado:

- ⇒ Considerando que la LT lleva un flujo de 125 MW y un tiempo de recierre igual a 120 ciclos (2 segundos); se observa que el Sistema sigue siendo estable, a pesar de las severas oscilaciones a las que se ve sometido. Situación que deberá ser considerada en el comportamiento de los sistemas de regulación de tensión y de velocidad de las unidades generadoras.

En la figura 7.11 se muestra el comportamiento de la potencia reactiva y tensión en terminales de la unidad 1 en la CH. El Cajón, ante falla de fase a tierra transitoria en LT PAN-SBV, considerando un flujo de 125 MW y un tiempo de recierre en 120 ciclos. Se muestra la condición en la que la falla ocurre en extremo de SBV. Durante la falla, la potencia reactiva alcanza un valor máximo instantáneo de 160 Mvar. Una vez que la falla es librada, la potencia disminuye a 11 Mvar. Posteriormente tiende hacia su valor inicial. Con relación a la tensión en terminales, en el momento de la falla alcanza un valor mínimo instantáneo de 0.5 pu. Posteriormente, tiende a estabilizarse alrededor de su valor inicial. El sistema permanece en sincronismo, a pesar de las severas oscilaciones a las que se ve sometido. Situación que deberá ser considerada en el comportamiento de sus sistemas de regulación de tensión y de velocidad.

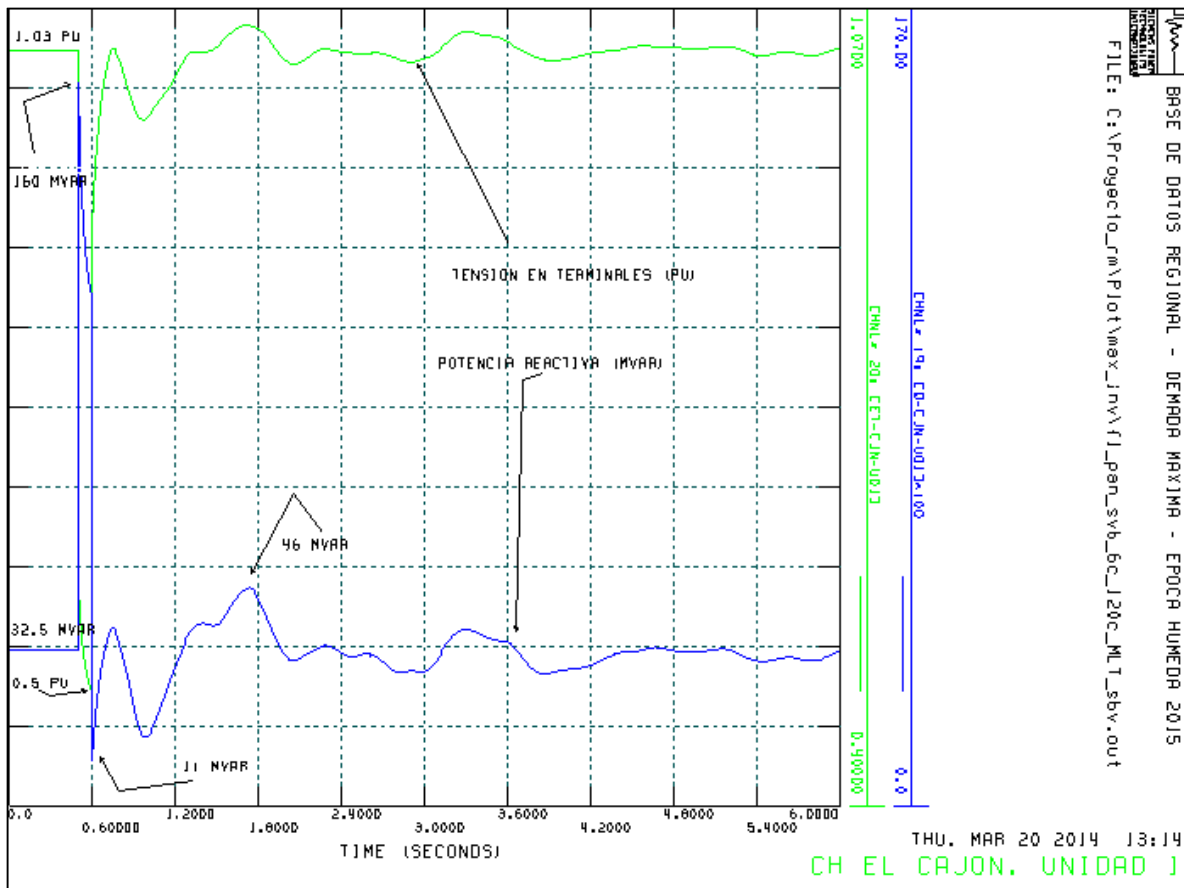


Figura 7.11 Comportamiento de la potencia reactiva y tensión en terminales de la unidad 1 en la CH. El Cajón, ante falla de fase a tierra transitoria en LT PAN-SBV, considerando un flujo de 125 MW y un tiempo de recierre en 120 ciclos.

Resultado:

- ⇒ Considerando que la LT lleva un flujo de 125 MW y un tiempo de recierre igual a 120 ciclos (2 segundos); se observa que el Sistema sigue siendo estable, a pesar de las severas oscilaciones a las que se ve sometido. Situación que deberá ser considerada en el comportamiento de los sistemas de regulación de tensión y de velocidad de las unidades generadoras.

7.3 Conclusiones

Del análisis de los resultados obtenidos, y bajo las consideraciones indicadas; se tienen las siguientes conclusiones.

- ✓ El Sistema interconectado de Centroamérica permanece en sincronismo, aún para tiempos de recierre superiores a 100 ciclos (1.7 segundos).
- ✓ Considerando que el tiempo mínimo de recierre estimado es del orden de 350 milisegundos (21 ciclos); se propone que el tiempo de recierre de la línea de transmisión SBV – PAN; sea:

Subestación PAN

⇒ Se realice en 600 milisegundos (36 ciclos)

Subestación SBV

⇒ Se realice en 650 milisegundos (39 ciclos)

- ✓ Ambos ajustes muy superiores al tiempo mínimo requerido y mucho menor al tiempo máximo para que el Sistema pierda sincronismo.

Capítulo 8

**Energización de la Línea de
Transmisión PAN – SBV**

8.1 Introducción

Una vez que han sido determinados los siguientes aspectos:

- ✓ Magnitud de la corriente de arco secundario
- ✓ Tensión de recuperación
- ✓ Ubicación de reactores de fase
- ✓ Capacidad de reactores de fase
- ✓ Características del reactor de neutro
- ✓ Tiempo de recierre

Se procede a continuación a determinar el comportamiento de la LT Panaluya – San Buenaventura durante la etapa de su energización. La operación de la LT con diferentes flujos de carga, ya se efectuó en el capítulo 7.

De acuerdo al valor de la corriente de falla, se determinó que la subestación SBV-230 es más robusta que la subestación PAN-230. Lo que significa, que la que tiene un mejor control de tensión en la subestación SBV-230. Por tal razón, la energización se propone llevar a cabo en esta subestación. Lo anterior fue confirmado mediante la obtención de curvas Q –V en ambas subestaciones.

De acuerdo a los resultados de curvas Q–V, se estimó que la capacidad de los reactores de fase, está en el rango de 6 a 8 Mvar. Para determinar finalmente la capacidad adecuada de estos equipos, hay que determinar el valor de las sobretensiones en la subestación PAN-230, tanto de manera estable, como transitoria.

Como se ha observado, dependiendo de la capacidad de los reactores de fase, queda determinado el reactor de neutro. En la tabla 8.1, se muestra las características del reactor de neutro dependiendo de la capacidad de los reactores de fase.

CAPACIDAD DE CADA REACTOR DE FASE [Mvar]	REACTANCIA REACTOR DE FASE [OHMS], 60 Hz	REACTANCIA DEL REACTOR DE NEUTRO [OHMS], 60 Hz
6.0	2938.89	3232.84
7.0	2519.05	1614.18
8.0	2204.17	996.42

Tabla 8.1 Capacidad de reactores de fase y reactancia de reactores de fase y neutro, LT PAN – SBV.

8.2 Procedimiento

1. Se mantiene abierta la LT en el extremo de la subestación PAN-230
2. Se cierra el interruptor (las tres fases) en extremo en la subestación SBV-230.
3. Se determinan las sobretensiones en el extremo de la LT, lado subestación PAN-230.

En la figura 8.1, se muestra el circuito utilizado para simular la energización de la LT. Destacan lo siguiente:

- ⇒ Se observa un Apartarrayos en extremo LT, lado subestación PAN-230.
- ⇒ Se observan los reactores de fase y reactor de neutro en LT, lado subestación PAN-230.
- ⇒ La conexión de los reactores de fase, es en estrella. Entre el neutro de la estrella y tierra, se conecta el reactor de neutro.

Notas :

- Energización de la LT PAN-SBV, extremo SBV
- El interruptor en SBV cierra a $t=0.50$ s
- LT bien transpuesta
- Reactores de fase 7.0 MVar. Reactor de neutro= 1614.17 Ohms
- Equivalentes de Sistema en demanda máxima invierno
- Resultados:
- Tensión máxima en SE PAN:a) 2.02 pu sin apoyos y 1.62 c apoyos
- Estado estable: 1.06 pu

LT DE 230 KV PAN - SBV, 214.52 km
OPERACIÓN CON RECIERRE MONOPOLAR

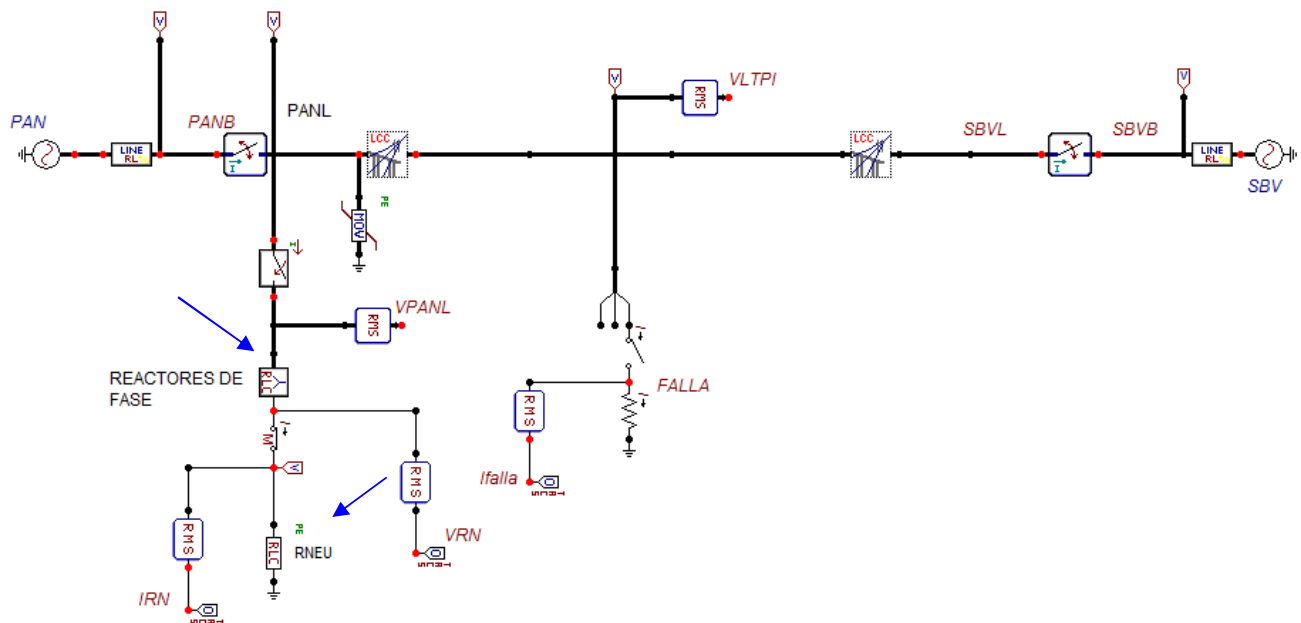
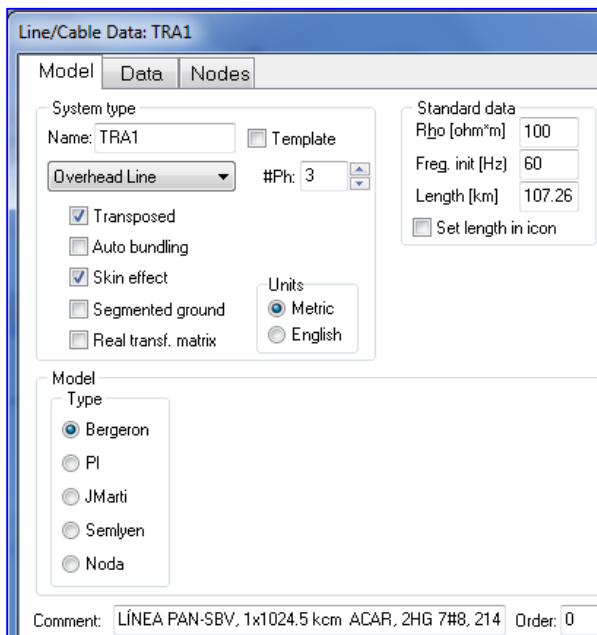


Figura 8.1 Circuito para simular la energización de la línea de transmisión PAN-SBV.

8.3 Características del circuito utilizado [7]

8.3.1 Línea de transmisión (dos secciones de 107.26 km)



Line/Cable Data: TRA1

Model Data Nodes

#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]
1	1	0.5985	1.4795	0.06313	0	16.8	8.8
2	2	0.5985	1.4795	0.06313	0.2	22.8	14.8
3	3	0.5985	1.4795	0.06313	0.2	28.8	20.8
4	0	0	0.4889	1.463	0.2	34.8	27.8
5	0	0	0.4889	1.463	12	34.8	27.8

8.3.2 Reactores de fase *

Component: RLCY3

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
R_1	Ohm	25
L_1	Ohm	2519.05
C_1	µF	0
R_2	Ohm	25
L_2	Ohm	2519.05
C_2	µF	0
R_3	Ohm	25
L_3	Ohm	2519.05

Copy Paste Reset Order

Comment: Reactores de Fase de 7 MVA.

8.3.3 Reactores de neutro *

Component: RLC

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
R	Ohm	16
L	Ohm	1614.17
C	µF	0

* A manera de ejemplo. Ver Tabla 8.1

8.3.4 Apartarrayos clase 180 kV, de LT de 230 kV

Component: MOV_3

Attributes Characteristic

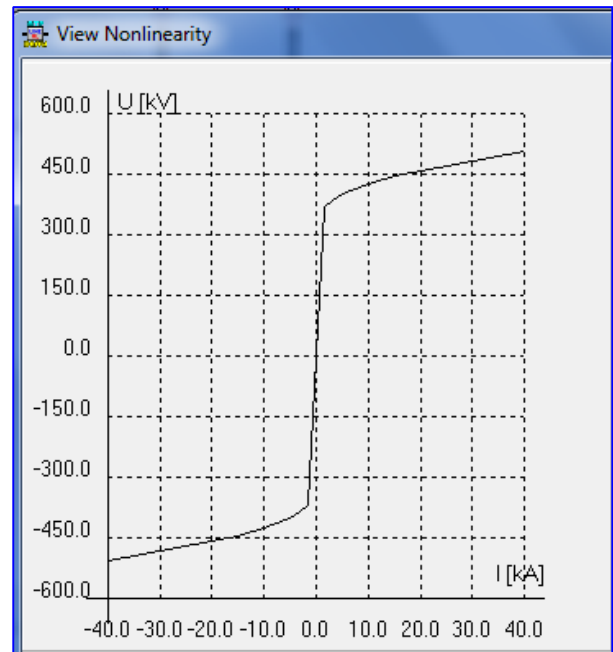
DATA	UNIT	VALUE	NODE
Vref	Volts	600000	From
Vflash	<0: No gap	-1	To
Vzero	Volts	0	
#COL		1	
#SER		1	
ErrLim	pu	0.05	

Copy Paste Reset Order: 0

Comment: Apyo. LT 230 kV, Un= 180 kV, Uc = 146 kV, TOV=212 kV

Output

1 - Current



8.3.5 Equivalente de Sistema en SBV-230

Component: AC3PH

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
Amplitude	Volt	198123
f	Hz	60
pha	Deg/Sec	8.5
A1		0
Tstart	s	-1
Tstop	s	5

Component: LINESY_3

Attributes

DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE
Ro	Ohm/m	8.6227	IN1	ABC
Lo	Ohm/m	46.68954	OUT1	ABC
R+	Ohm/m	3.4702		
L+	Ohm/m	21.3346		

Copy Paste Reset Order: 0 Label:

Comment: Equivalente de Sistema en subestación SBV. Demanda Máxima 2015

$$\begin{aligned}
 \text{Fuente de tensión} &= \frac{230 * \sqrt{2}}{\sqrt{3}} ; \text{ kV} \\
 &= 187.79; \text{ kV, cresta} \\
 &= 1.0 \text{ pu}
 \end{aligned}$$

8.3.6 Interruptor de LT, lado SBV-230

Component: SWIT_3XT		
Attributes		
DATA	UNIT	VALUE
T-cl_1	s	0.05
T-op_1	s	1000
T-cl_2	s	0.05
T-op_2	s	1000
T-cl_3	s	0.05
T-op_3	s	1000
Imar	Amps	0

Dos aspectos importantes a considerar, durante la energización de una LT, son:

- El instante de la onda de tensión en que se realiza el cierre. Es decir, si el cierre se realiza cuando la onda de tensión pasa por su valor máximo (90° o 270°); el valor de sobretensión es máximo.
- Disparidad de polos del interruptor. Se refiere a que no necesariamente las tres fases cierran en el mismo instante, a pesar que la orden de cierre es única. Lo anterior, se debe a que los interruptores tienen componentes de tipo mecánico. Por el contrario, si se utilizaran válvulas de tiristores, entonces; sí se podría tener un cierre simultáneo de los tres polos del interruptor. La presencia de disparidad de polos, es causa de sobretensiones. La disparidad de polos, está en el rango de 1 a 3 milisegundos (entre el primer polo que cierra y el que cierra al último).

8.4 Obtención de resultados

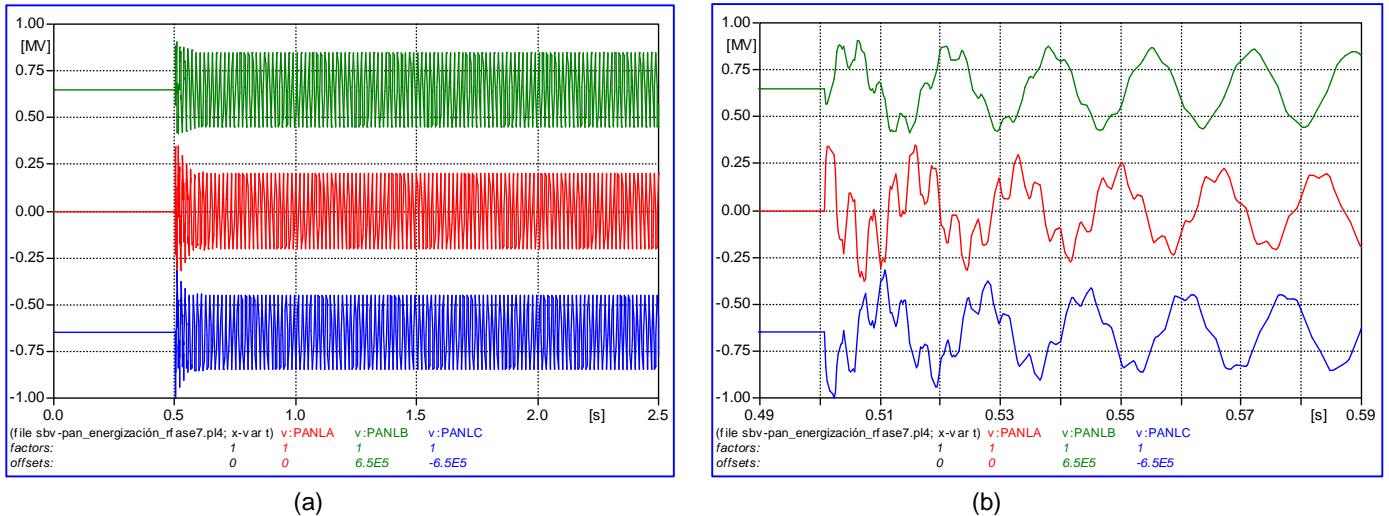
A partir del circuito indicado en la figura 8.1 se procedió a simular la energización de la LT Panaluya – San Buenaventura. Como se ha mencionado, la energización se realiza en la subestación SBV-230. El análisis se lleva a cabo para condiciones de demanda máxima y mínima de invierno de 2015.

Con la finalidad de ilustrar el efecto de los apartarrayos; se consideraron dos condiciones operativas (una hipotética y una real): sin y con apartarrayos en la LT. Además, considerando dos capacidades de reactores de fase: 7 y 6 Mvar.

8.4.1 Demanda máxima de invierno

a) Reactores de fase igual a 7 Mvar. Sin apartarrays en extremo Panaluya.

En la figura 8.2, se observa el comportamiento de la tensión en la LT Panaluya – San Buenaventura, extremo Panaluya, durante su energización. En la figura 8.2 (b), se muestra en detalle (de 490 a 590 ms) el comportamiento de la tensión en las tres fases. Los valores obtenidos se indican en la tabla 8.2. Cabe señalar que no se consideran apartarrays de línea en la subestación Panaluya.



(a) (b)
 Figura 8.2 Energización de la LT Panaluya - San Buenaventura. Tensiones en extremo Panaluya. Valores en kV cresta. No se consideran apartarrays de línea.

UNIDADES	SOBRETENSIÓN EN ESTADO ESTABLE	SOBRETENSIÓN TRANSITORIA		
		FASE A	FASE B	FASE C
[kV cresta]	199.00	378.42	255.48	347.61
[por unidad]*	1.06	2.02	1.36	1.85

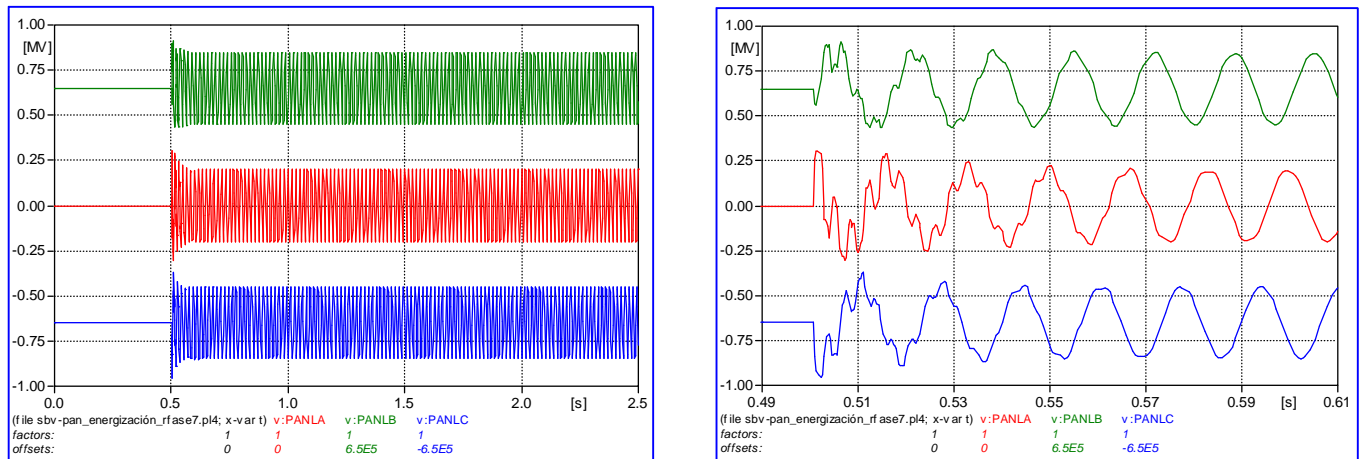
Tabla 8.2. Sobretensiones en LT Panaluya – San Buenaventura, extremo Panaluya, durante su energización. Demanda máxima de invierno de 2015. Los reactores de fase considerados son de 7 Mvar. No se consideran apartarrays de línea.

- Se observa una sobretensión transitoria de 2.02 pu en la fase “a” de la LT, extremo Panaluya.
- Se observa una sobretensión en estado estable de 1.06 pu en la LT, extremo Panaluya.

* $1.0 \text{ pu} = 230 \text{ kV} * \sqrt{2} / \sqrt{3}$
 $= 187.79 \text{ kV cresta}$

b) Reactores de fase igual a 7 Mvar. Con apartarrayos en extremo Panaluya.

En la figura 8.3 se observa el comportamiento de la tensión en la LT Panaluya – San Buenaventura, extremo Panaluya, durante su energización. Los valores obtenidos se indican en la tabla 8.3. Cabe señalar que se consideran apartarrayos de línea en la subestación Panaluya. Apartarrayos clase de designación 180 kV.



(a)

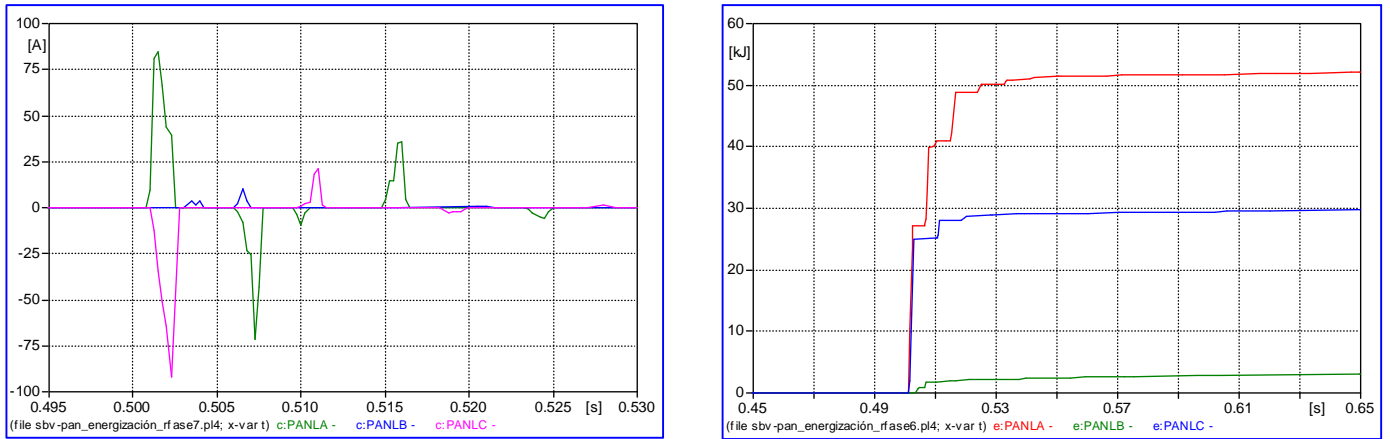
(b)

Figura 8.3 Energización de la LT Panaluya - San Buenaventura. Tensiones en extremo Panaluya. Valores en kV cresta. Se consideran apartarrayos de línea clase de designación 180 kV.

UNIDADES	SOBRETENSION EN ESTADO ESTABLE	SOBRETENSION TRANSITORIA		
		FASE A	FASE B	FASE C
[kV cresta]	199.00	304.98	265.25	278.32
[por unidad]	1.06	1.62	1.41	1.48

Tabla 8.3 Sobretensiones en LT Panaluya – San Buenaventura, extremo Panaluya, durante su energización. Demanda máxima de invierno de 2015. Los reactores de fase considerados son de 7 Mvar. Se consideran apartarrayos de línea clase de designación 180 kV.

En la figura 8.4 se muestra la corriente y la energía de disipación en los apartarrays.



Corriente en apartarrays [A]

Energía en apartarrays [kJ]

Figura 8.4 Energización de la LT Panaluya - San Buenaventura. Se consideran apartarrays de línea clase de designación 180 kV.

Debido a la presencia de los apartarrays en la LT, extremo subestación Panaluya;

- Se observa una sobretensión transitoria de 1.62 pu en la fase “a” de la LT, extremo Panaluya.
- Se observa una sobretensión en estado estable de 1.06 pu en la LT, extremo Panaluya.
- Se observa varias descargas en los apartarrays de línea (corrientes bajas).
- Se observa que la energía disipada por los apartarrays de fases “a” y “c”, son respectivamente 50 y 30 kJ.

Cabe señalar que los apartarrays supuestos son de óxido metálicos tipo estación[22]. Que la capacidad de disipación de energía es del orden de 1300 kJ. Por lo anterior, no debe existir problema alguno durante la energización de esta LT.

c) Reactores de fase igual a 6 Mvar. Sin apartarrays en extremo Panaluya.

En la figura 8.5(a), se observa el comportamiento de la tensión en la LT Panaluya – San Buenaventura, extremo Panaluya, durante su energización. En la figura 8.5(b), se muestra en detalle (de 480 a 600 ms) el comportamiento de la tensión en las tres fases. Los valores obtenidos se indican en la tabla 8.4. Cabe señalar que no se consideran apartarrays de línea en la subestación Panaluya.

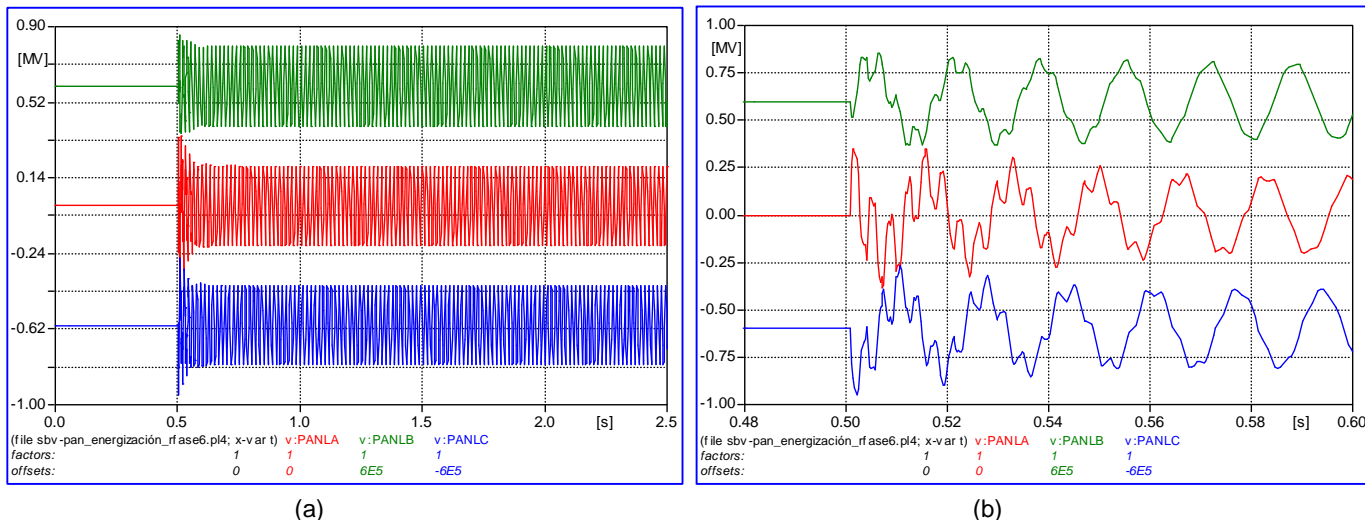


Figura 8.5 Energización de la LT Panaluya - San Buenaventura. Tensiones en extremo Panaluya. Valores en kV cresta. No se consideran apartarrays de línea.

UNIDADES	SOBRETENSION EN ESTADO ESTABLE	SOBRETENSION TRANSITORIA		
		FASE A	FASE B	FASE C
[kV cresta]	200.42	368.61	256.6	350.68
[por unidad]*	1.07	1.96	1.37	1.87

Tabla 8.4 Sobretensiones en LT Panaluya – San Buenaventura, extremo Panaluya, durante su energización. Demanda máxima de invierno de 2015. Los reactores de fase considerados son de 6 Mvar. No se consideran apartarrays de línea.

- Se observa una sobretensión transitoria de 1.96 pu en la fase “a” de la LT, extremo Panaluya.
- Se observa una sobretensión en estado estable de 1.07 pu en la LT, extremo Panaluya.

d) Reactores de fase igual a 6 Mvar. Con apartarrayos en extremo Panaluya.

En la figura 8.6 se observa el comportamiento de la tensión en la LT Panaluya – San Buenaventura, extremo Panaluya, durante su energización

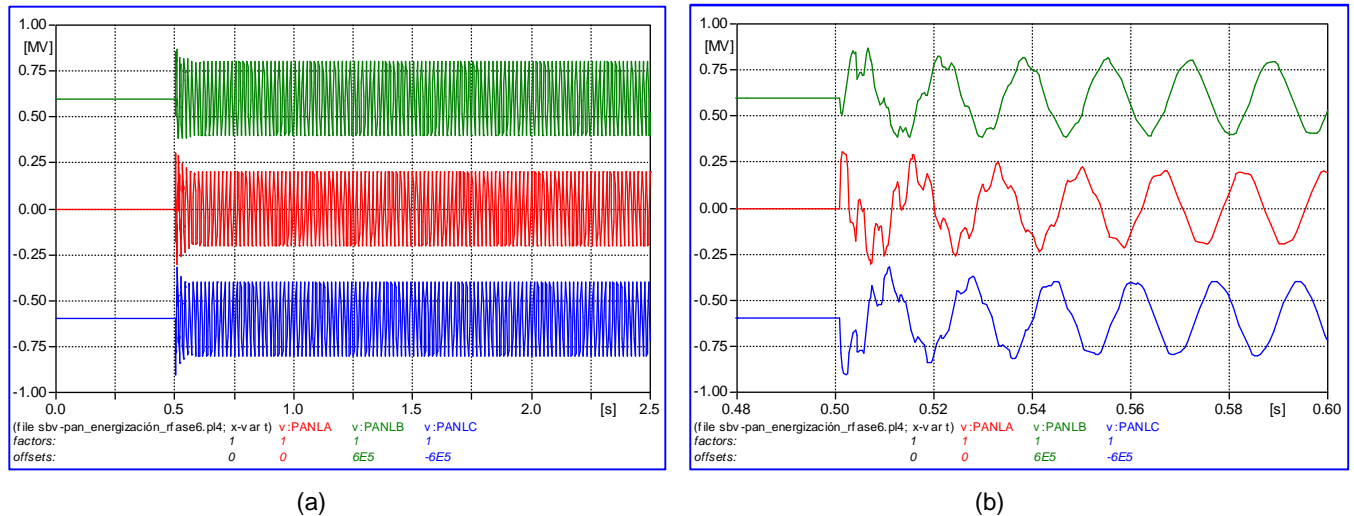


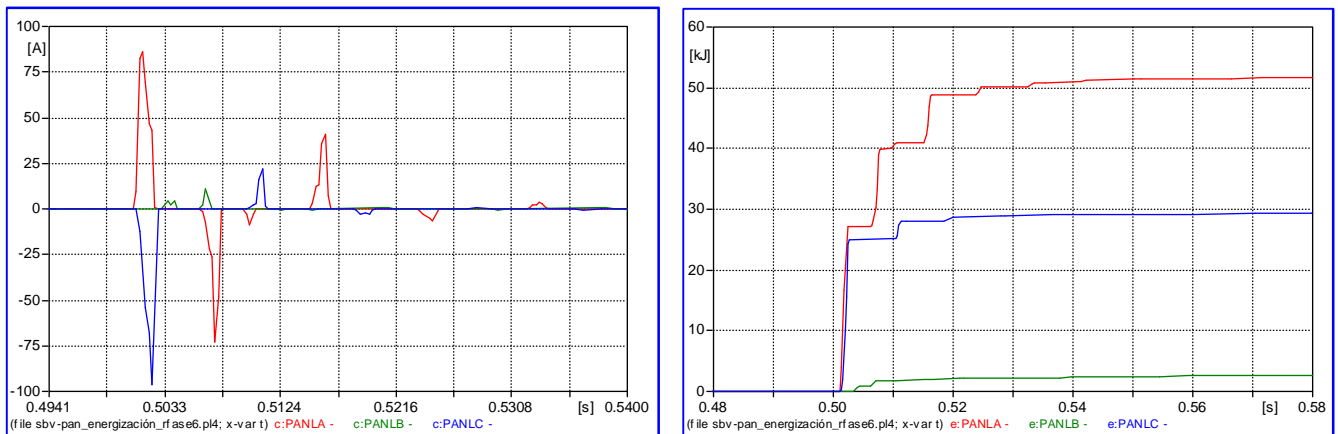
Figura 8.6 Energización de la LT Panaluya - San Buenaventura. Tensiones en extremo Panaluya. Valores en kV cresta. Se consideran apartarrayos de línea clase de designación 180 kV.

Los valores obtenidos se indican en la tabla 8.5. Cabe señalar que se consideran apartarrayos de línea en la subestación Panaluya. Apartarrayos clase de designación 180 kV.

UNIDADES	SOBRETENSION EN ESTADO ESTABLE	SOBRETENSION TRANSITORIA		
		FASE A	FASE B	FASE C
[kV cresta]	200.29	305.49	265.54	307.75
[por unidad]	1.07	1.63	1.41	1.64

Tabla 8.5 Sobretensiones en LT Panaluya – San Buenaventura, extremo Panaluya, durante su energización. Demanda máxima de invierno de 2015. Los reactores de fase considerados son de 6 Mvar. Se consideran apartarrayos de línea clase de designación 180 kV.

En la figura 8.7 se muestra la corriente y la energía en los apartarrayos instalados en la LT extremo subestación Panaluya.



Corriente en apartarrayos [A]

Energía en apartarrayos [kJ]

Figura 8.7 Energización de la LT Panaluya - San Buenaventura. Se consideran apartarrayos de línea clase de designación 180 kV.

Debido a la presencia de los apartarrayos en la LT, extremo subestación Panaluya;

- Se observa una sobretensión transitoria de 1.64 pu en la fase “c” de la LT, extremo Panaluya.
- Se observa una sobretensión en estado estable de 1.07 pu en la LT, extremo Panaluya.
- Se observa varias descargas en los apartarrayos de línea (corrientes bajas).
- Se observa que la energía disipada por los apartarrayos de fases “a” y “c”, son respectivamente 50 y 30 kJ.

Cabe señalar que los apartarrayos supuestos son de óxido metálicos tipo estación. Que la capacidad de disipación de energía es del orden de 1300 kJ. Por lo anterior, no debe existir problema alguno durante la energización de esta LT.

8.4.2 Demanda mínima de invierno

a) **Reactores de fase igual a 7 Mvar. Con apartarrayos en extremo Panaluya**

En la figura 8.8 se observa el comportamiento de la tensión en la LT Panaluya – San Buenaventura, extremo Panaluya, durante su energización. Los valores obtenidos se indican en la tabla 8.6. Cabe señalar que se consideran apartarrayos de línea en la subestación Panaluya. Apartarrayos clase de designación 180 kV.

UNIDADES	SOBRETENSION EN ESTADO ESTABLE	SOBRETENSION TRANSITORIA		
		FASE A	FASE B	FASE C
[kV cresta]	199.47	305.4	252.7	308.2
[por unidad]	1.062	1.63	1.35	1.64

Tabla 8.6 Sobretensiones en LT Panaluya – San Buenaventura, extremo Panaluya, durante su energización. Demanda mínima de invierno de 2015. Los reactores de fase considerados son de 7 Mvar. Se consideran apartarrayos de línea clase de designación 180 kV.

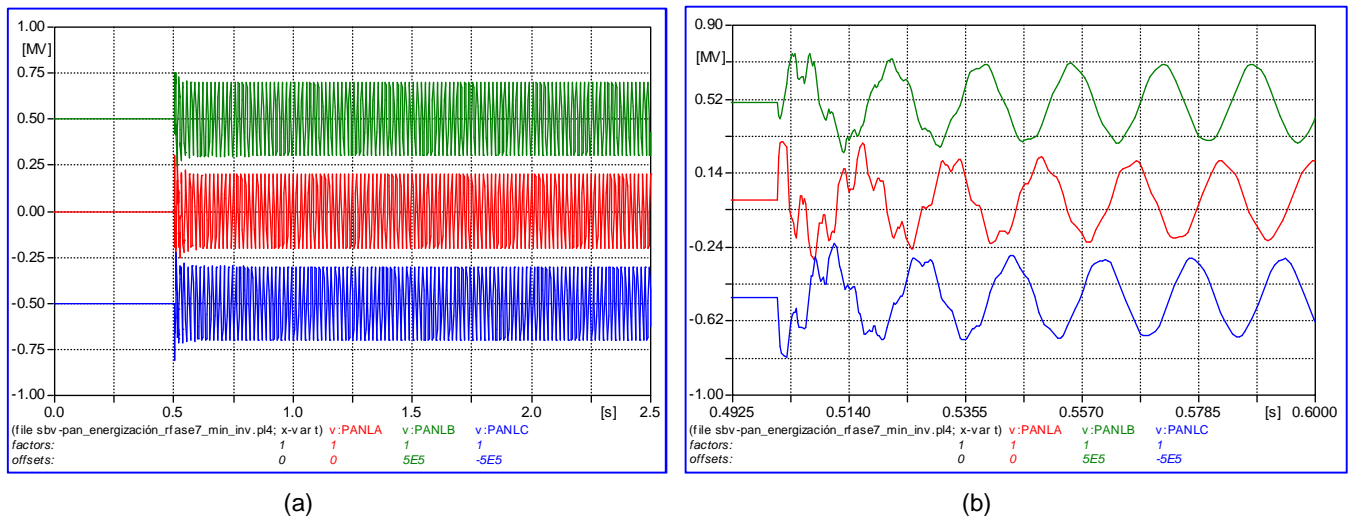
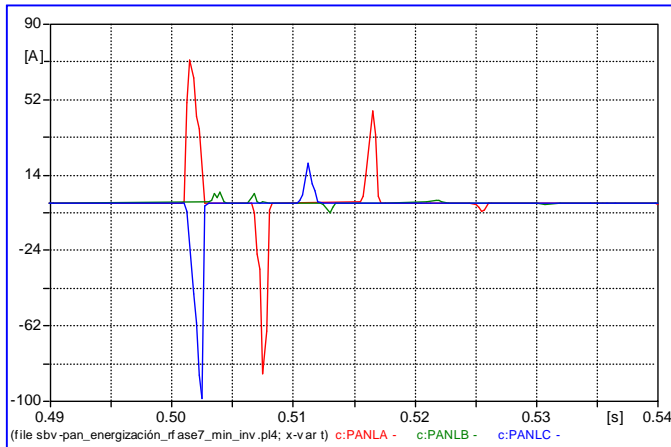
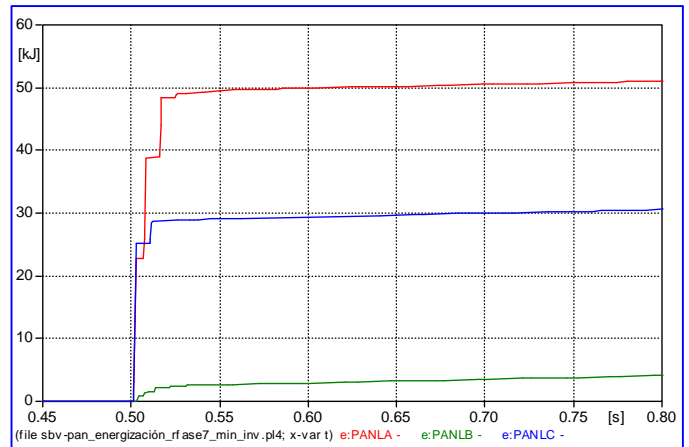


Figura 8.8 Energización de la LT Panaluya - San Buenaventura. Tensiones en extremo Panaluya. Valores en kV cresta. Se consideran apartarrayos de línea clase de designación 180 kV.

En la figura 8.9 se muestra la corriente y la energía en los apartarrayos instalados en la LT extremo subestación Panaluya



Corriente en apartarrayos [A]

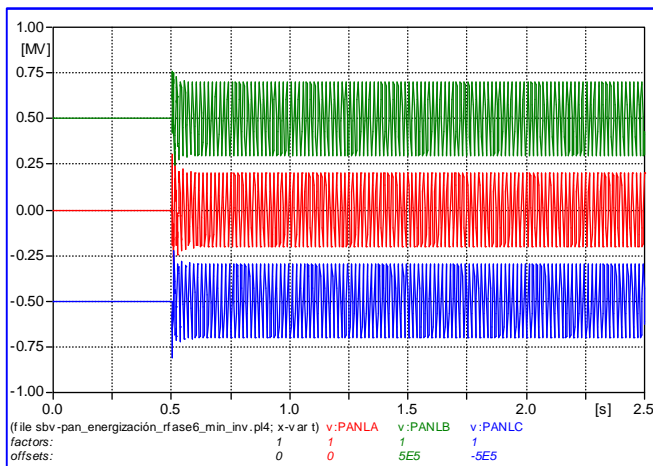


Energía en apartarrayos [kJ]

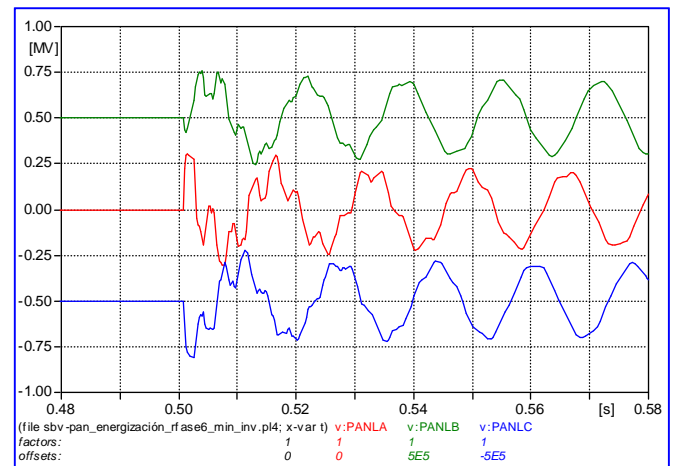
Figura 8.9 Energización de la LT Panaluya - San Buenaventura. Se consideran apartarrayos de línea clase de designación 180 kV.

b) Reactores de fase igual a 6 Mvar. Con apartarrayos en extremo Panaluya.

En la figura 8.10 se observa el comportamiento de la tensión en la LT Panaluya – San Buenaventura, extremo Panaluya, durante su energización. Cabe señalar que se consideran apartarrayos de línea en la subestación Panaluya. Apartarrayos clase de designación 180 kV.



(a)



(b)

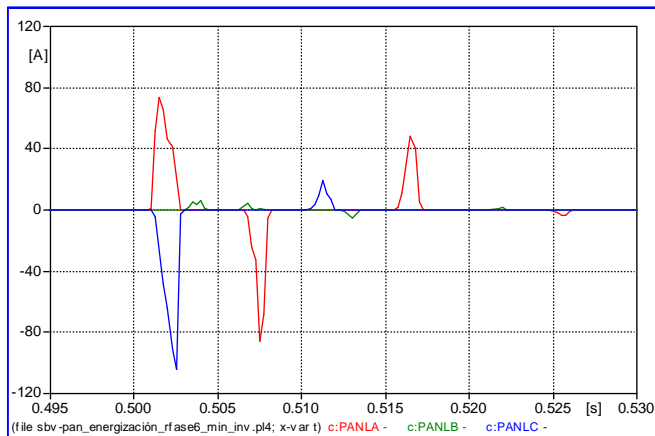
Figura 8.10 Energización de la LT Panaluya - San Buenaventura. Tensiones en extremo Panaluya. Valores en kV cresta. Se consideran apartarrayos de línea clase de designación 180 kV.

Los valores obtenidos se indican en la tabla 8.7.

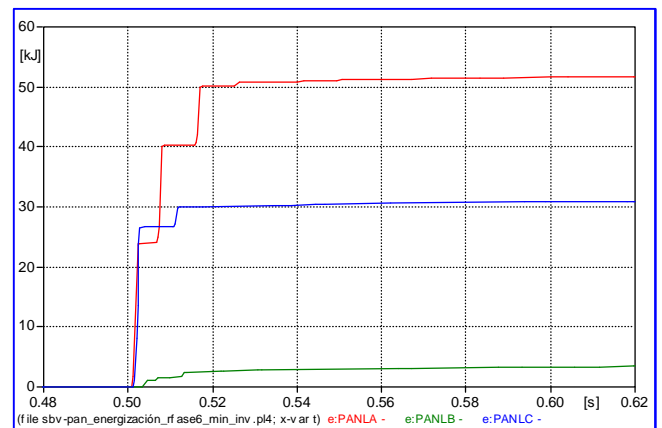
UNIDADES	SOBRETENSIÓN EN ESTADO ESTABLE	SOBRETENSIÓN TRANSITORIA		
		FASE A	FASE B	FASE C
[kV cresta]	200.84	305.37	255.65	309.33
[por unidad]	1.07	1.63	1.36	1.65

Tabla 8.7 Sobretensiones en LT Panaluya – San Buenaventura, extremo Panaluya, durante su energización. Demanda mínima de invierno de 2015. Los reactores de fase considerados son de 6 Mvar. Se consideran apartarrayos de línea clase de designación 180 kV.

En la figura 8.11 se muestra la corriente y la energía en los apartarrayos instalados en la LT extremo subestación Panaluya.



Corriente en apartarrayos [A]



Energía en apartarrayos [kJ]

Figura 8.11 Energización de la LT Panaluya - San Buenaventura. Se consideran apartarrayos de línea clase de designación 180 kV.

Debido a la presencia de los apartarrayos en la LT, extremo subestación Panaluya;

- Se observa una sobretensión transitoria de 1.65 pu en la fase “c” de la LT, extremo Panaluya.
- Se observa una sobretensión en estado estable de 1.07 pu en la LT, extremo Panaluya.
- Se observa varias descargas en los apartarrayos de línea (corrientes bajas).
- Se observa que la energía disipada por los apartarrayos de fases “a” y “c”, son respectivamente 50 y 30 kJ.

Cabe señalar que los apartarrayos considerados son de óxido metálicos tipo estación. Que la capacidad de disipación de energía es del orden de 1300 kJ. Por lo anterior, no debe existir problema alguno durante la energización de esta LT.

Finalmente, y con el propósito de tener una referencia, en la figura 8.12 se muestra la tensión en estado estable en el extremo de la LT PAN – SBV (estando abierto el interruptor de línea en PAN-230). Se asume que no se tienen reactores en la LT.

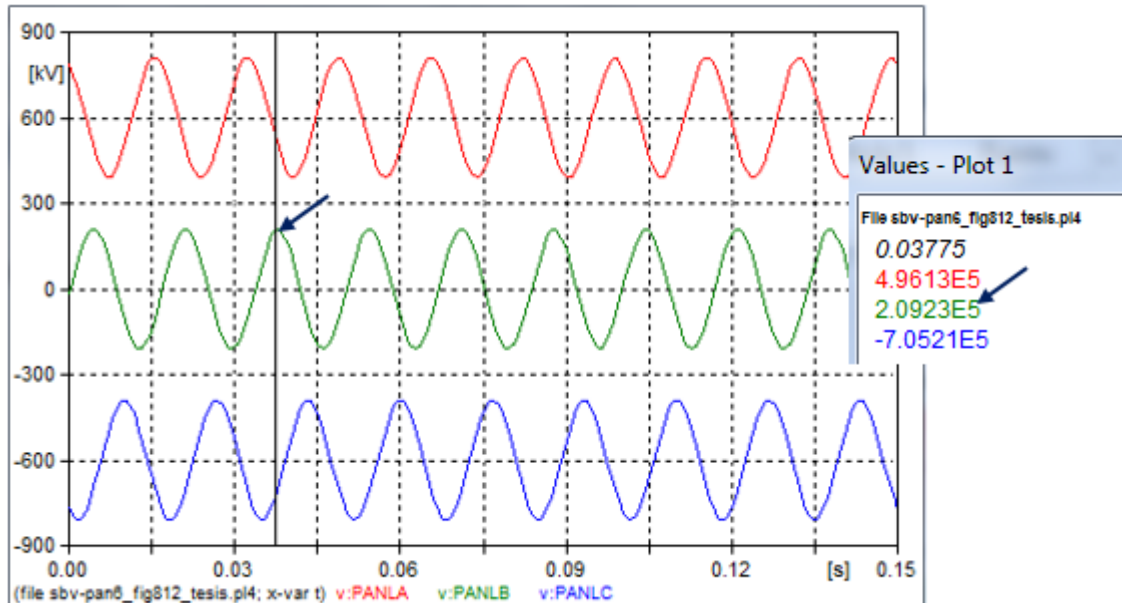


Figura 8.12 Tensión en estado estable en extremo PAN-230 de la LT Panaluya - San Buenaventura. Se asume que no hay reactores en esta LT. Condiciones de operación correspondientes a demanda mínima de invierno de 2015.

Se observa un valor de tensión de 209.23 kV ($209.23/187.79$), es decir, 1.11 pu. Considerando la tensión nominal de la línea, 230 kV (entre fases); se tendrían 255.3 kV. Por lo anterior, se confirma que sí es necesaria la disponibilidad de reactores de fase en el extremo PAN-230. Considerando la presencia de reactores de 6 Mvar, la tensión en estado estable en el extremo PAN-230, se determinó igual a 1.07 pu.

8.5 Conclusiones

Durante la energización de la LT Panaluya – San Buenaventura, se observó que en el extremo de la subestación Panaluya se presentan:

- ✓ Con reactores de fase de 7 Mvar, sobretensiones en estado estable de 1.06 pu para condiciones de demanda máxima y mínima de invierno del año 2015.
- ✓ Con reactores de fase de 7 Mvar, sobretensiones transitorias de 1.62 y 1.64 pu, respectivamente, para condiciones de demanda máxima y mínima de invierno del año 2015. Lo anterior, considerando la presencia de apartarrayos de óxidos metálicos clase 180 kV. Se observó que los apartarrayos presentan varias descargas con corrientes bajas. La energía disipada es del orden de 50 kJ (muy por debajo de su capacidad, 1300 kJ).
- ✓ Con reactores de fase de 6 Mvar, sobretensiones en estado estable de 1.07 pu para condiciones de demanda máxima y mínima de invierno del año 2015.
- ✓ Con reactores de fase de 6 Mvar, sobretensiones transitorias de 1.64 y 1.65 pu, respectivamente, para condiciones de demanda máxima y mínima de invierno del año 2015. Lo anterior, considerando la presencia de apartarrayos de óxidos metálicos clase 180 kV. Se observó que los apartarrayos presentan varias descargas con corrientes bajas. La energía disipada es del orden de 50 kJ (muy por debajo de su capacidad, 1300 kJ).
- ✓ Por lo anterior, se concluye que no debe presentarse problema alguno durante la energización de la LT Panaluya – San Buenaventura, desde esta última subestación. Lo anterior, considerando al menos dos unidades en operación en la CH El Cajón.

⇒ Se recomienda simular la energización de la LT, considerando una unidad en la CH El Cajón.

Capítulo 9

**Operación de la Línea de
Transmisión PAN – SBV con
Recierre Monopolar**

9.1 Introducción

Finalmente en este capítulo, se muestra el comportamiento de la LT de 230 kV, 215 km, Panaluya – San Buenaventura, operando con recierre monopolar. Los datos de reactores y tiempo de recierre se indican a continuación:

- ✓ Reactores de fase de 6 Mvar, ubicados en el extremo de la subestación PAN-230
- ✓ Reactor de neutro de 3232.84 Ohms (referido a 60 Hz).
- ✓ Tiempo de recierre en 600 milisegundos en subestación PAN-230
- ✓ Tiempo de recierre en 650 milisegundos en subestación SBV-230

9.2 Procedimiento

4. La LT está en operación (cerrados los interruptores de la LT en ambos extremos).
5. Se presenta la falla de fase a tierra en la mitad de la línea.
6. Se libra la falla de fase a tierra, mediante la apertura de los interruptores de la LT en ambos extremos.
7. Se efectúa el recierre en la subestación PAN-230.
8. Se efectúa el recierre en la subestación SBV-230.

En la figura 9.1, se muestra el circuito utilizado para simular la operación de la LT.

Notas :

- LT cerrada en ambos extremos
- Se presenta falla monofásica (Fase "a") a tierra (0.5 s)
- Se libra la falla, mediante la apertura de fase "a" en ambos extremos (0.06 s)
- Se cierra interruptor Fase a en PAN-230, $t = 1.2$ s)
- Se cierra el interruptor Fase a en SBV-230, $t = 1.25$ s

Datos adicionales:

- LT bien transpuesta (representada en dos secciones)
- Reactores de fase 6.0 MVAR. Reactor de neutro= 3232.84 Ohms
- Equivalentes de Sistema en demanda máxima invierno

LT DE 230 kV PAN - SBV, 215 km
OPERACIÓN CON RECIERRE MONOPOLAR

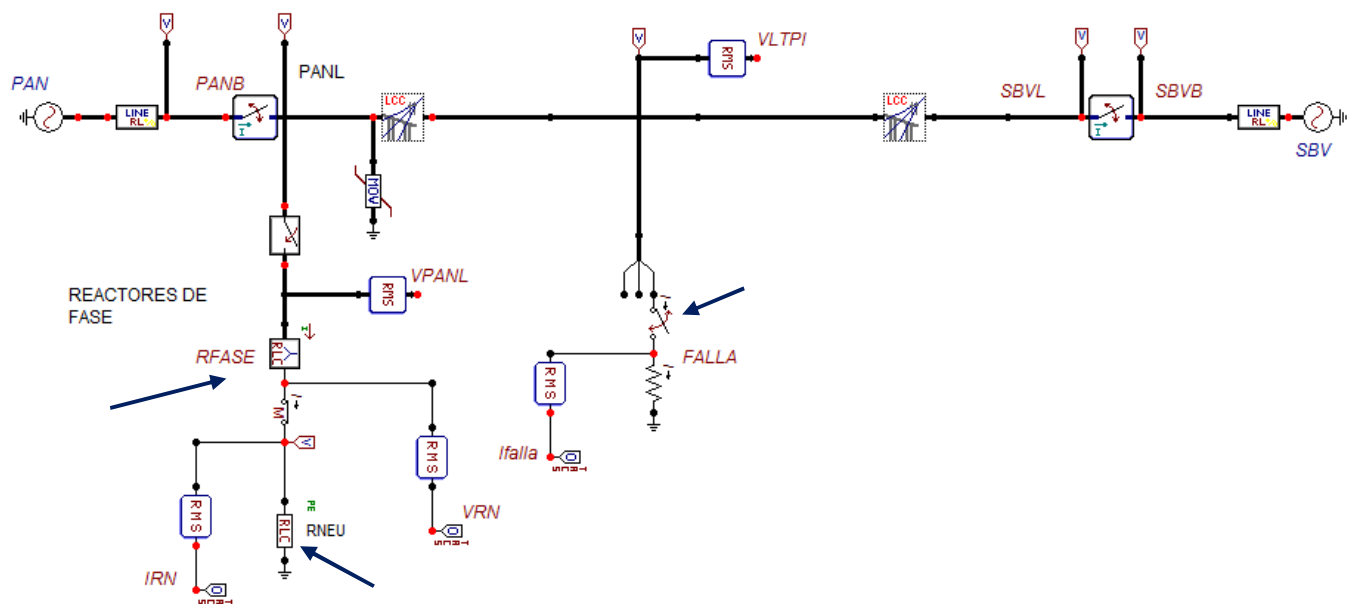


Figura 9.1 Circuito para simular la operación con recierre monopolar de la línea de Transmisión PAN-SBV

Con relación al circuito mostrado en el capítulo 8, figura 8.1, existe diferencia en la modelación del interruptor de línea en ambos extremos. En la figura 9.2, se muestran los datos considerados para modelar a dichos interruptores para simular la operación de la LT con recierre monopolar.

Se observa que para cada polo (cada fase) del interruptor, se tienen cuatro modos de operación: dos para cierre y dos para apertura. Por ejemplo, para fase “a” (en subestación PAN-230), se tiene: el interruptor de esta fase ya está cerrado (TC1A = -1s). Para librar la falla, abre en $t=0.6$ s (TA1A), El recierre se realiza en $t= 1.2$ s (TC2A). El interruptor se mantiene cerrado $t=10$ s (TA2A). En el caso de que al efectuar el recierre, la falla aún persistiera; el tiempo asignado a TA2A sería 1.3 s (100 ms, que es el tiempo asignado para liberar la falla). En esta condición, la LT permanece abierta en sus tres fases.

User specified: DRM1

Attributes		
DATA	UNIT	VALUE
TC1A		-1
TA1A		0.6
TC2A		1.2
TA2A		10
TC1B		-1
TA1B		10
TC2B		7
TA2B		10
TC1C		-1
TA1C		10
TC2C		7
TA2C		10

Interruptor de LT, en PAN-230

User specified: DRM1

Attributes		
DATA	UNIT	VALUE
TC1A		-1
TA1A		0.6
TC2A		1.25
TA2A		10
TC1B		-1
TA1B		7
TC2B		7
TA2B		10
TC1C		-1
TA1C		10
TC2C		7
TA2C		10

Interruptor de LT, en SBV-230

Figura 9.2 Datos para simular los interruptores en LT PAN-SBV para recierre monopolar

Component: TSWITCH

Attributes		
DATA	UNIT	VALUE
T-cl	s	0.5
T-op	s	0.61
Imar	Amps	0
3-ph	0/1	0

Figura 9.3 Datos para simular el interruptor en LT PAN-SBV, para efectuar falla de fase a tierra

9.3 Obtención de resultados

A partir del circuito indicado en la figura 9.1 se procedió a simular la operación de la LT Panaluya – San Buenaventura. Los resultados mostrados, corresponden a condiciones de demanda máxima de invierno de 2015.

En la figura 9.4, se observan las corrientes de fase en la LT PAN – SBV, vistas en la subestación SBV-230. Se observa un comportamiento adecuado. Durante la ocurrencia de la falla (0.05 s), se observa un incremento significativo en la corriente de la fase “a”. También se observa, que en el instante en el que se lleva a cabo el recierre (1.25 s), la corriente en dicha fase se normaliza. También se observa en esta figura, que el recierre se efectúa en la subestación PAN-230 50 ms antes (en $t=1.20$ s).

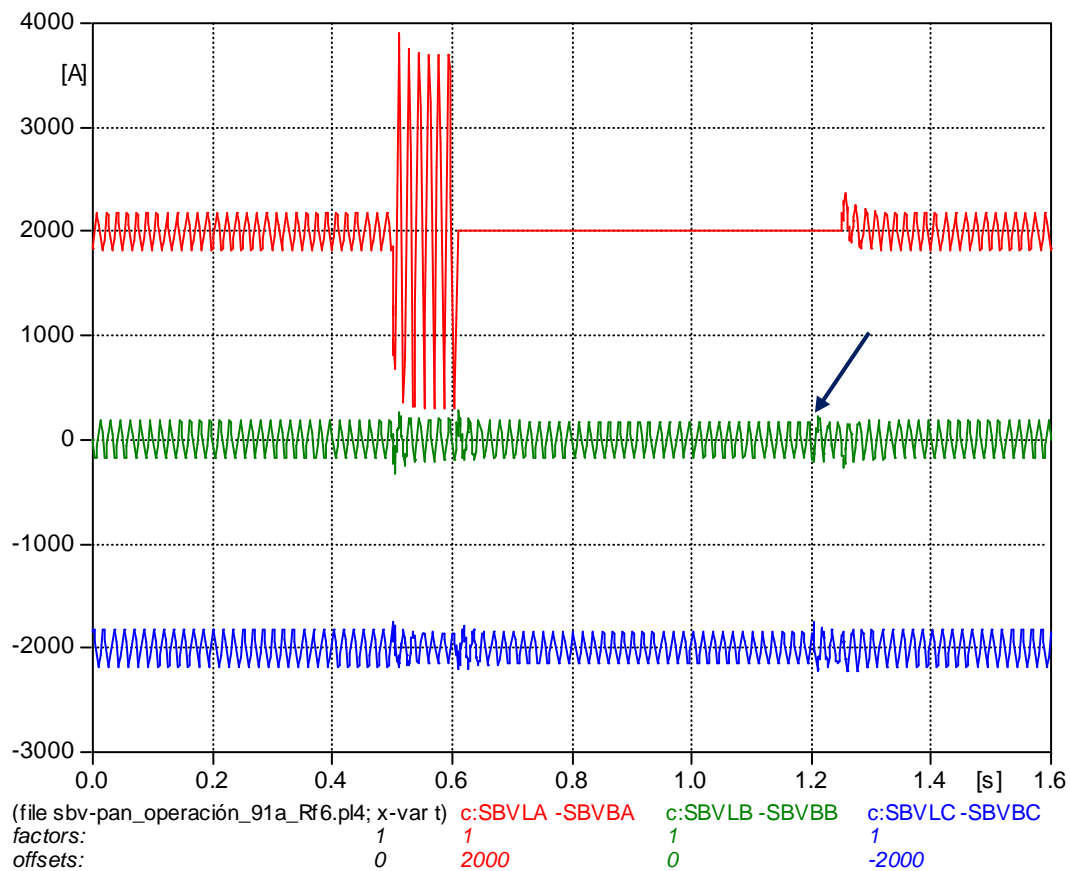


Figura 9.4 Corrientes de fase en LT PAN-SBV, “vistas” en la subestación SBV-230, durante la operación del recierre monopolar.

En la figura 9.5, se observan las tensiones de fase en la LT PAN – SBV, “vistas” en la subestación SBV-230 (lado línea). Se observa un comportamiento adecuado. Durante la ocurrencia de la falla (0.5 s), se observa un decremento en la tensión de la fase “a”. También se observa, que en el instante en el que se lleva a cabo el recierre (1.25 s), la tensión en dicha fase se normaliza (después de un transitorio). En el tiempo que permanece la fase “a” abierta, se observa una tensión inducida (6.04 kV pico) debido al acoplamiento con respecto a las fases sanas.

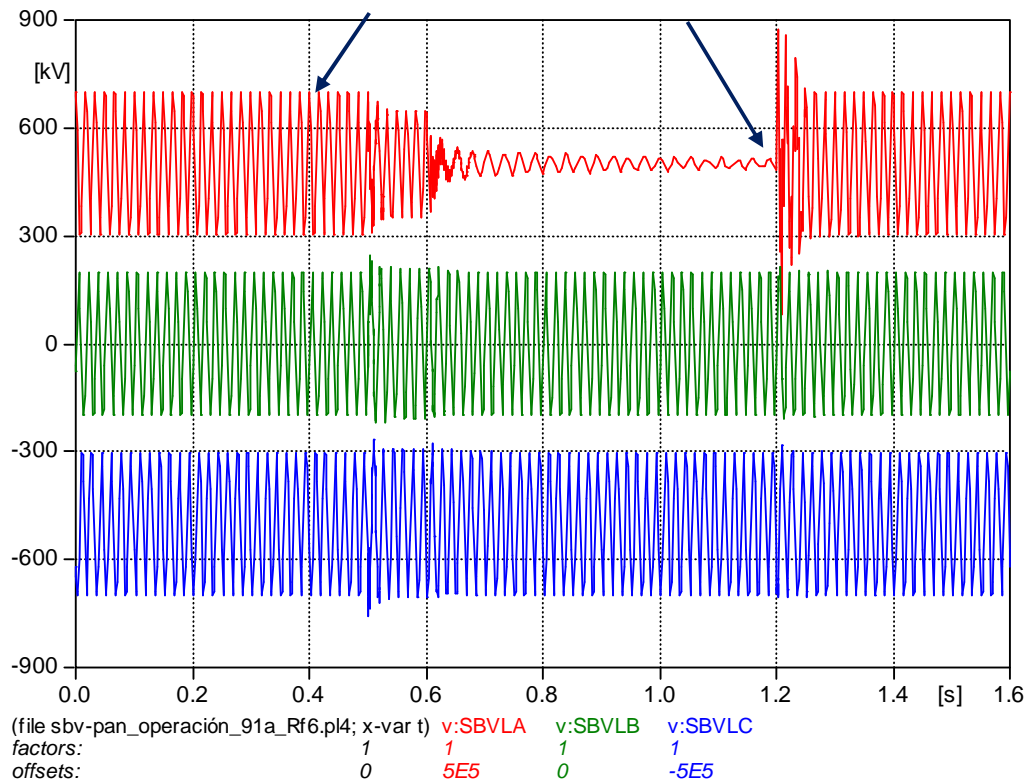


Figura 9.5 Tensiones de fase en LT PAN-SBV, “vistas” en la subestación SBV-230, (lado línea) durante la operación del recierre monopolar.

En la figura 9.6, se muestra la tensión ($3V_{a_0}$) y la corriente ($3I_{a_0}$) en el reactor de neutro en los primeros 1500 ms. Se observa que antes de ocurrir la falla (0.05s), los valores son cero. Es decir, el Sistema está operando en condiciones de balance. Durante el tiempo en que la fase está abierta, los valores de $3V_{a_0}$ y $3I_{a_0}$ en “estado estable”, son respectivamente, 37.84 kV y 12.45 A. Los valores máximos observados son, respectivamente, $3V_{a_0} = 45.2$ kV y $3I_{a_0} = 14.48$ A. **

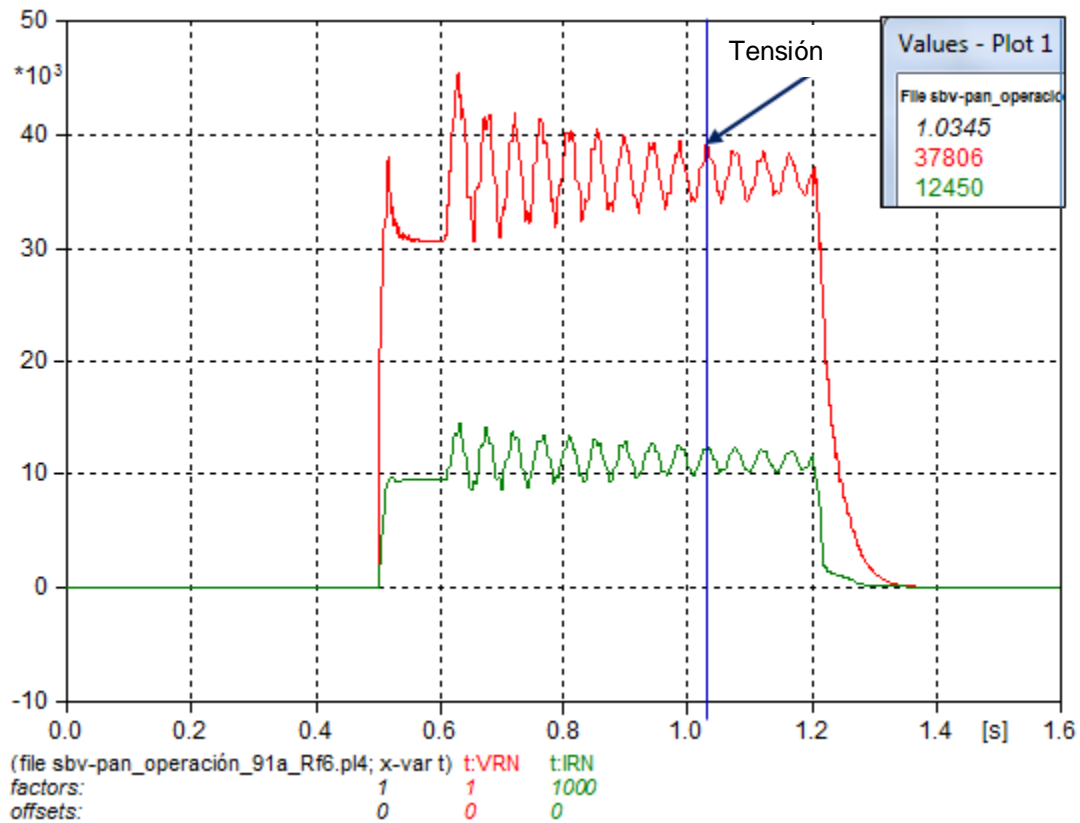


Figura 9.6 Tensión y corriente en el reactor de neutro de la LT PAN-SBV, durante la operación del recierre monopolar.

** La gráfica de corriente está multiplicada por un factor igual a 1000, lo anterior con la finalidad de que sea visible su comportamiento gráfico.

En la figura 9.7, se muestra la corriente de falla ($3I_{a0}$) y la tensión de la fase “a” en el punto en el que se simula que existe la falla monofásica (mitad de la LT). Se observa que antes de que ocurra la falla (en $t = 0.5$ s), los valores de ambas variables son, respectivamente, 0.0 A y 198 kV pico ($199/187.79 = 1.05$ pu). El Sistema está operando en condiciones de balance.

De 0.5 a 0.6s, se observa un incremento sustancial en la corriente de falla. El valor máximo observado corresponde a $t = 0.5$ s. $3I_{a0} = 3312$ A, pico, o bien 2341.9 A. Valor ligeramente superior al mostrado en el Capítulo 3, tabla 3.1 (2326 A). Durante este mismo periodo, la tensión en la fase fallada disminuye alrededor de 14.38 kV pico, es decir a 0.07 pu.

De 0.6 a 1.2s, ya liberada la falla, se observa que la tensión en la fase abierta, presenta un ligero incremento. El valor mostrado es aproximadamente 20 kV pico, es decir 0.10 pu.

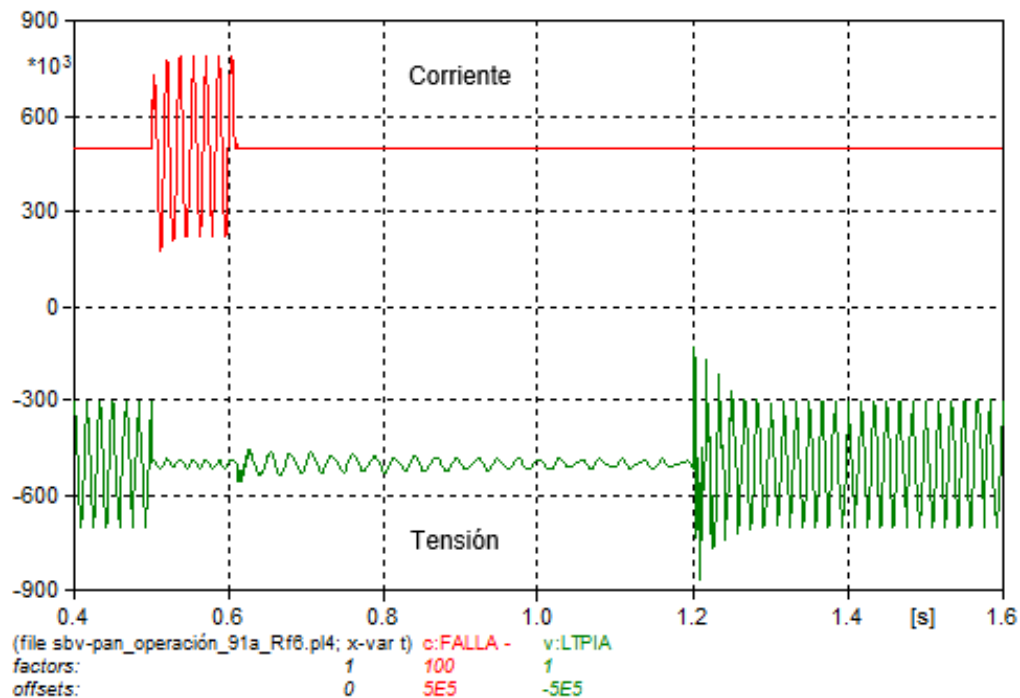


Figura 9.7 Corriente y tensión en el punto de falla en la LT PAN-SBV, durante la operación del recierre monopolar.

** La gráfica de corriente está multiplicada por un factor igual a 100, lo anterior con la finalidad de que sea visible su comportamiento gráfico.

Como se recordará en el Capítulo 5, se determinó la reactancia del reactor de neutro. Sin embargo, para completar sus características principales, hace falta determinar sus valores nominales de tensión, corriente y capacidad.

En la figura 9.8, se muestra la tensión (valores pico y valor eficaz) en el reactor de neutro, considerando la operación de la LT PAN – SBV con recierre monopolar. Se observa su comportamiento en el periodo de 0.30 a 1.6s. Recordar que la falla ocurre en $t = 0.5$ s y que el recierre se realiza en $t = 1.20$ s en la subestación PAN-230. Durante el tiempo en el que la fase está abierta, se tiene un valor aproximado de 37.33 kV.

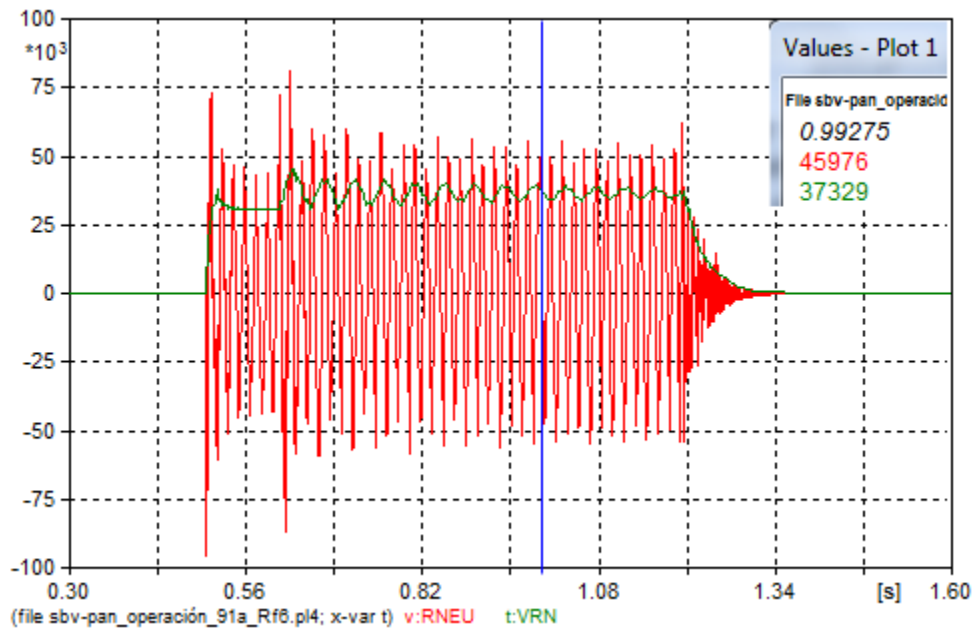


Figura 9.8 Tensión en el reactor de neutro, durante la operación del recierre monopolar en la LT PAN-SBV.

En la figura 9.9, se muestra la corriente (valores pico y valor eficaz) en el reactor de neutro, considerando la operación de la LT PAN – SBV con recierre monopolar. Se observa su comportamiento en el periodo de 0.30 a 1.6s. Durante el tiempo en el que la fase está abierta, se tiene un valor aproximado a 12.27 A.

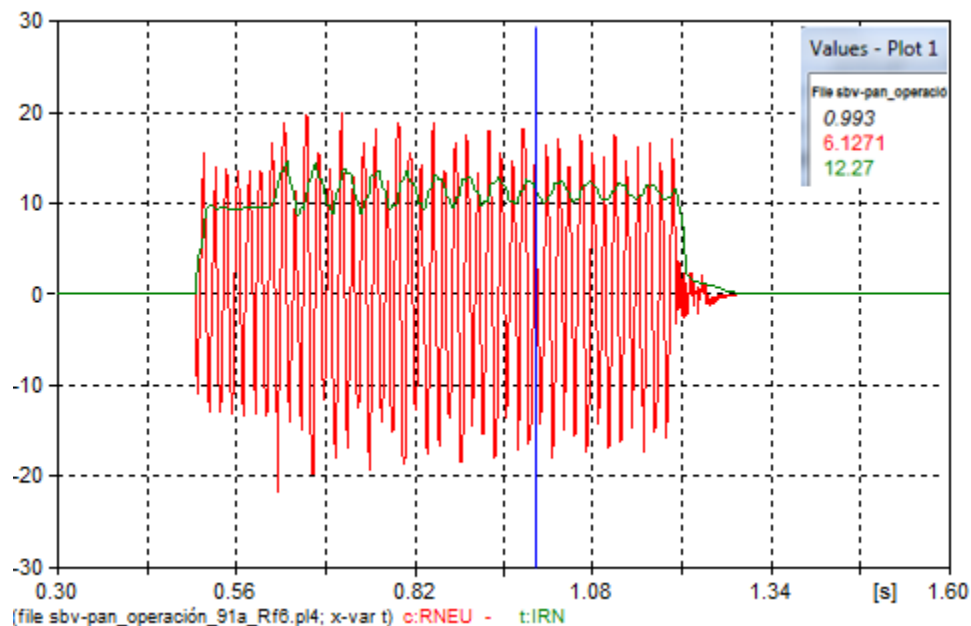


Figura 9.9 Corriente en el reactor de neutro, durante la operación del recierre monopolar en la LT PAN-SBV.

9.4 Conclusiones

Del análisis de la información mostrada en las gráficas de las figuras 9.4 a 9.9, se tienen las siguientes conclusiones.

- ✓ Se observa un comportamiento aceptable y congruente de las variables mostradas, de acuerdo a lo asentado en los Capítulos anteriores de este trabajo.
- ✓ Las características del reactor de neutro, considerando una capacidad de 6 Mvar de los reactores de fase, son:
 - Tensión nominal: 38 kV
 - Corriente nominal: 13 A
 - Reactancia: 3232.84 Ohms, referida a 60 Hz
 - Potencia nominal: 494kvar
- ✓ El recierre secuencial en la LT PAN – SBV, se propone realizarlo con los siguientes valores.
 - En subestación Panaluya: 600 ms
 - En subestación San Buenaventura: 650 ms

CONCLUSIONES

- ✓ En este trabajo de tesis se determinó que es factible la Aplicación del Recierre Monopolar en una línea de interconexión entre dos Sistemas Eléctricos de Centro América. Lo anterior, con la finalidad de garantizar la continuidad y seguridad.
- ✓ La realización de este trabajo, nos permitió confirmar lo útil que resulta la formación y capacitación que se obtiene en nuestra estancia en la Facultad de Ingeniería. Es la aplicación de lo aprendido en las aulas y de lo investigado fuera de ellas.
- ✓ Se observó congruencia entre la teoría y los resultados obtenidos.
- ✓ Se observó que desde el punto de vista de recierre monopolar, no era necesario la disponibilidad de reactores de fase en dicha línea. Sin embargo, para control de tensión; sí eran necesarios. Sobre todo durante la energización de la LT.
- ✓ Mediante la aplicación de la metodología considerada, se determinaron las características de reactores de fase, reactor de neutro y tiempo de recierre.
 - ⇒ Las características del reactor de neutro, considerando una capacidad de 6 Mvar de cada uno de los reactores de fase, son:
 - Tensión nominal: 38 kV
 - Corriente nominal: 13 A
 - Reactancia: 3 232.84 Ohms, referida a 60 Hz
 - Potencia nominal: 494 kvar
 - ⇒ El recierre secuencial en la LT PAN – SBV, se propone realizarlo con los siguientes valores:
 - En subestación Panaluya: 600 ms
 - En subestación San Buenaventura: 650 ms
- ✓ Se determinó que la ubicación de los reactores de fase, sea en la subestación PAN-230.
- ✓ Se determinó que la energización de la LT se lleve a cabo en la subestación SBV-230.

RECOMENDACIONES

De acuerdo al alcance definido en este trabajo, no fue posible abordar varias interrogantes que surgieron durante el desarrollo del mismo.

Por lo cual se recomienda para trabajos futuros, considerar los siguientes aspectos:

- ⇒ Aplicación de recierre monopolar en líneas de transmisión mayores a 200 km y que pudieran no disponer de transposiciones.

- ⇒ Aplicación de recierre monopolar en líneas de transmisión provistas con dos o más circuitos.

De esta manera se podría complementar lo asentado en el presente trabajo.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Seminario sobre “Cargabilidad de Líneas de Transmisión”, División de Educación Continua de Facultad de Ingeniería, UNAM.
Ing. Armando Grande González, Julio de 2007.
- [2] IEEE Committee Report, “Proposed Terms and Definitions for Power System Stability”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 7, PP. 1894- 1898, July 1982.
- [3] Single-Phase Auto-reclosing in EHV Systems H.J: Haubrich& G. Hosemann, Cigre 1974.
- [4] Suppression of Ground-Fault arcs on single pole switched EHV lines by shunts reactors E. W. Kimbark, 1963.
- [5] Resumen del Diseño General del Mercado Eléctrico Regional V3.
Febrero, 2001
- [6] Empresa Propietaria de la Red (EPR)
- [7] Recierre monopolar en la LT de 230 kV Panaluya – San Buenaventura.
Ing. Armando Grande González.- Octubre de 2013.
- [8] Líneas de Transmisión de 230 kV. SIEPAC, EPR, mayo de 2004.
- [9] Redes eléctricas, Tomo II
Ing. Jacinto Viqueira Landa, Departamento de publicaciones Facultad de Ingeniería. UNAM. 2010
- [10] Cálculo e Interpretación de Corrientes de Corto Circuito. CFE. Unidad de Ingeniería Especializada, Ing. Armando Grande González. Abril de 2005.
- [11] Estabilidad de Tensión. Curso de Capacitación de CFE.- Unidad de Ingeniería Especializada.- Agosto de 2000.
- [12] <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/703/A5>
- [13] Aplicación de Capacitores Serie en las líneas de transmisión de 400 kV, Donato Guerra – Lázaro Cárdenas y Donato Guerra – Pitirera. Su efecto en la Resonancia Subsíncrona. Ing. Armando Grande González.- CFE, Unidad de Ingeniería Especializada. Marzo de 1993.
- [14] Notas de Clase de la Asignatura Sistemas Eléctricos de Potencia II, Grupo 04, mayo de 2012. Ing. Armando Grande González.- Profesor de Asignatura, Facultad de Ingeniería. UNAM.
- [15] iitree-unlp.org.ar/caue/Archivos/villar.pdf

- [16] ATP para Inexpertos. Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de La Plata
Ing. Raúl Bianchi
- [17] Manual de Usuario ATP Draw. LászlóPrikler, Hans KristianHoidalen, Noviembre de
2009
- [18] Curso básico la utilización de ATP
Jorge AmonFilho, Marco Polo Pereira.- Noviembre de 1996.
- [19] Investigation and Evaluation of Single –Phase Switching on EHV Networks in the
United States. D.E. Perry, R:M. Hasibar, B.J. Ware, A.J. Fakheri, J.W. Chadwick, R.S.
Bayless. Agosto de 1984.
- [20] Estabilidad Transitoria en Sistemas Eléctricos de Potencia, Comisión Federal de
Electricidad. Año 1995.
- [21] Aplicación de recierre monopolar en líneas de transmisión. Departamento de
Desarrollo e Investigación, CFE. Enero de 1996
- [22] Tranquell Surge Arresters (Station and Intermediate).GE ED&C / Power Delivery

GLOSARIO

Concepto	Descripción
Cargabilidad	La cargabilidad se define como la cantidad máxima de potencia eléctrica que se puede enviar a través de una o de un conjunto de líneas de transmisión manteniéndolas condiciones operativas del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) dentro de márgenes preestablecidos.
Recierre monopolar	Es un esquema de control mediante el cual, en una línea de transmisión trifásica en la que ocurre una falla de fase a tierra, se abre exclusivamente la fase fallada en ambos extremos, permaneciendo cerradas las otras dos fases. Después de un determinado tiempo, se efectúa el cierre de la fase.
Tiempo muerto	Es el tiempo que permanece abierta la fase fallada, en la aplicación de recierre monopolar en una línea de transmisión trifásica.
kVp	Unidad de tensión expresada en miles de Volts pico. Generalmente se utiliza para hacer referencia a valores instantáneos de la forma de onda de tensión.
kV	Unidad de tensión expresada en miles de Volts en valor eficaz. Generalmente se utiliza para expresar la magnitud de la forma de una onda de tensión. $1\text{kV} = 1\text{kV p}/\sqrt{3}$.
A p	Unidad de corriente eléctrica expresada en Amper pico
A	Unidad de corriente eléctrica expresada en Amper valor eficaz
Robustez de una subestación	Es un término utilizado para indicar que una subestación presenta mayor capacidad de corriente de falla con respecto a otra u otras subestaciones. Entre mayor sea el valor de la corriente de falla, la robustez de la subestación es mayor. Otra manera de indicar la robustez de una subestación, es mediante el valor de la relación entre la potencia reactiva necesaria en dicha subestación para modificar 1 kV en la misma. La subestación en la que el valor de esta relación sea mayor; significa que es de mayor robustez.
Potencia natural	Se llama así, al valor de potencia activa transmitida, para el cual la potencia reactiva generada por la línea, es igual a la potencia reactiva consumida por la misma. También, se define, como el valor de potencia activa que demanda una carga al final de la línea, equivalente al valor de su impedancia característica.
Potencia reactiva	Es aquella que corresponde a la energía solicitada de la fuente y que utiliza para generar los campos eléctricos y magnéticos, es decir, no produce trabajo, entendiéndose que no se consume sino que se almacena durante un tiempo y se regresa a la fuente produciendo así pérdidas y caída de tensión. Se puede cuantificar mediante la siguiente expresión: $Q=V*I\text{sen}\phi$

Concepto	Descripción
Grado de compensación	Relación entre la capacidad trifásica de los reactores de fase y la potencia reactiva generada por la línea de transmisión.
OPGW	Hilo de guarda con fibra óptica
Fibras ópticas monomodo	Cada fibra permite viajar a la luz por un único camino conocido como el modo único. Cuenta con un diámetro de núcleo de 9 micras. La fibra monomodo se puede utilizar para transmitir señales ópticas a distancias largas de muchos kilómetros.
Dispersión	Es un retraso en la propagación de una o más longitudes de onda en relación con las otras.
Fibra óptica de dispersión desplazada	Mediante la modificación geométrica del perfil de índice de refracción, se puede conseguir desplazar la longitud de onda de dispersión, surgiendo de este modo las fibras de dispersión desplazada. Sus pérdidas son ligeramente superiores (0,25 dB/km a 1550 nm), pero su principal inconveniente proviene de los efectos no lineales.
Fibra óptica de dispersión desplazada no nula	Para resolver los problemas de no linealidades de la fibra de dispersión desplazada surgieron este tipo de fibras, que se caracterizan por valores de dispersión cromática reducidos pero no nulos.

Apéndice I

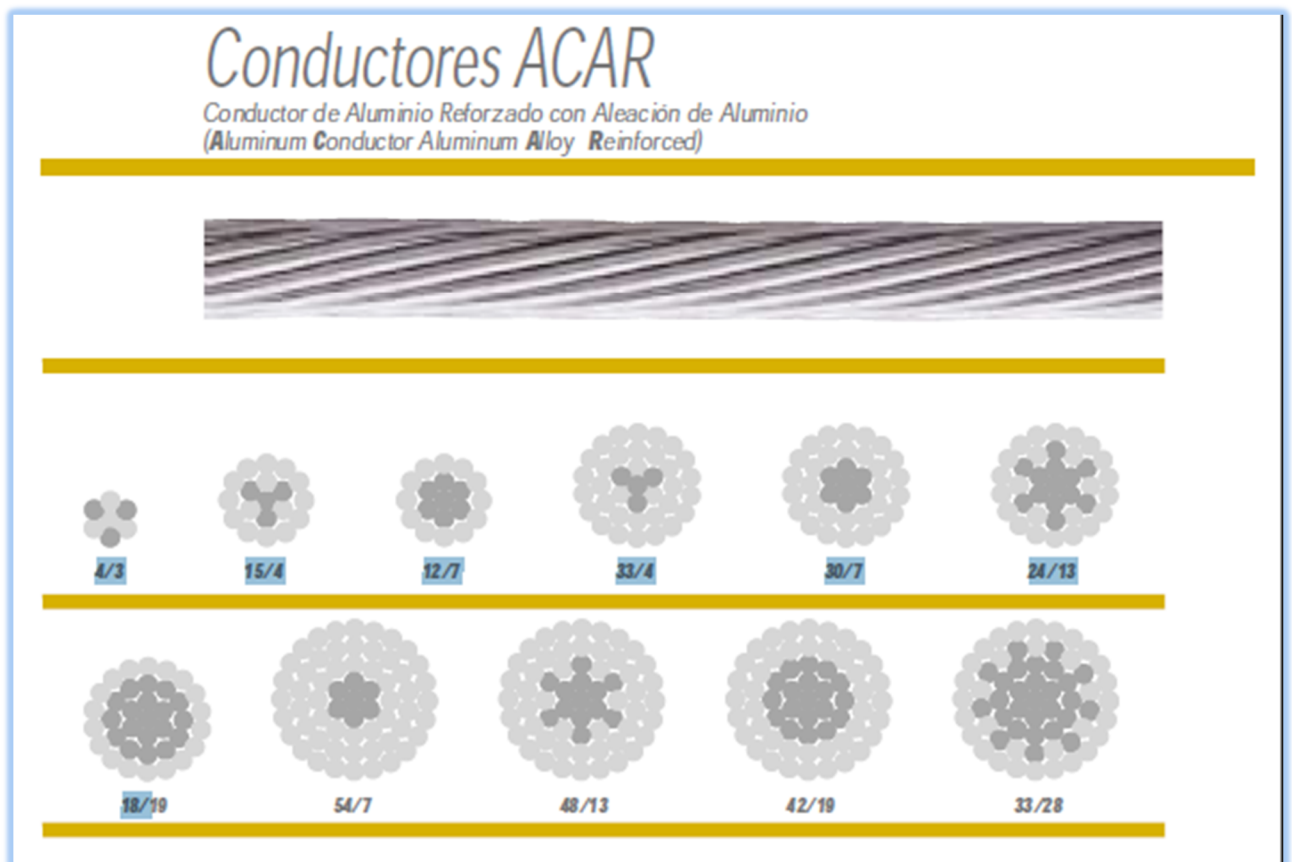
**Parámetros Eléctricos de la LT
de interés**

I.1 Introducción

En este Apéndice se indican las características de los conductores, la configuración de la estructura más representativa de la línea de transmisión de un circuito que conecta a las subestaciones PAN-230 Y SBV-230 [7]. También, se indican los parámetros eléctricos de la LT.

I.2 Consideraciones técnicas de los conductores

Cada circuito está equipado con conductores ACAR de una área transversal de 1024.5 kcm (miles de circular mil o 519.1 mm^2). Cada estructura dispone de 2 cables de guarda, uno de Alumoweld 7 No.8 (58.56 mm^2), y el otro con OPGW que vendrá equipado con fibra óptica 12 Monomodo (Single Mode) y 24 Dispersión desplazada (Non Zero Dispersión).



Descripción

Alambres de aluminio 1350-H19 cableados concéntricamente alrededor de un núcleo de aleación de aluminio 6201-T81.

Aunque la mayoría de las construcciones de cable ACAR poseen un núcleo de aleación, en algunos conductores los alambres de aleación de aluminio 6201-T81 se encuentran distribuidos en capas, combinados con alambres de aluminio 1350-H19.

Usos y Aplicaciones

Los conductores eléctricos ACAR se usan en líneas aéreas de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Su buena relación de carga de rotura a peso hace que los cables ACAR sean aplicables donde se requieren buenas características de conducción de corriente y de carga de rotura.

Normas y Especificaciones

Los conductores ACAR se fabrican bajo las siguientes normas:

ASTM B230, NTC-ICONTEC 360. Alambres de aluminio 1350-H19.

ASTM B398, NTC-ICONTEC 2729. Alambres de aleación de aluminio 6201-T81.

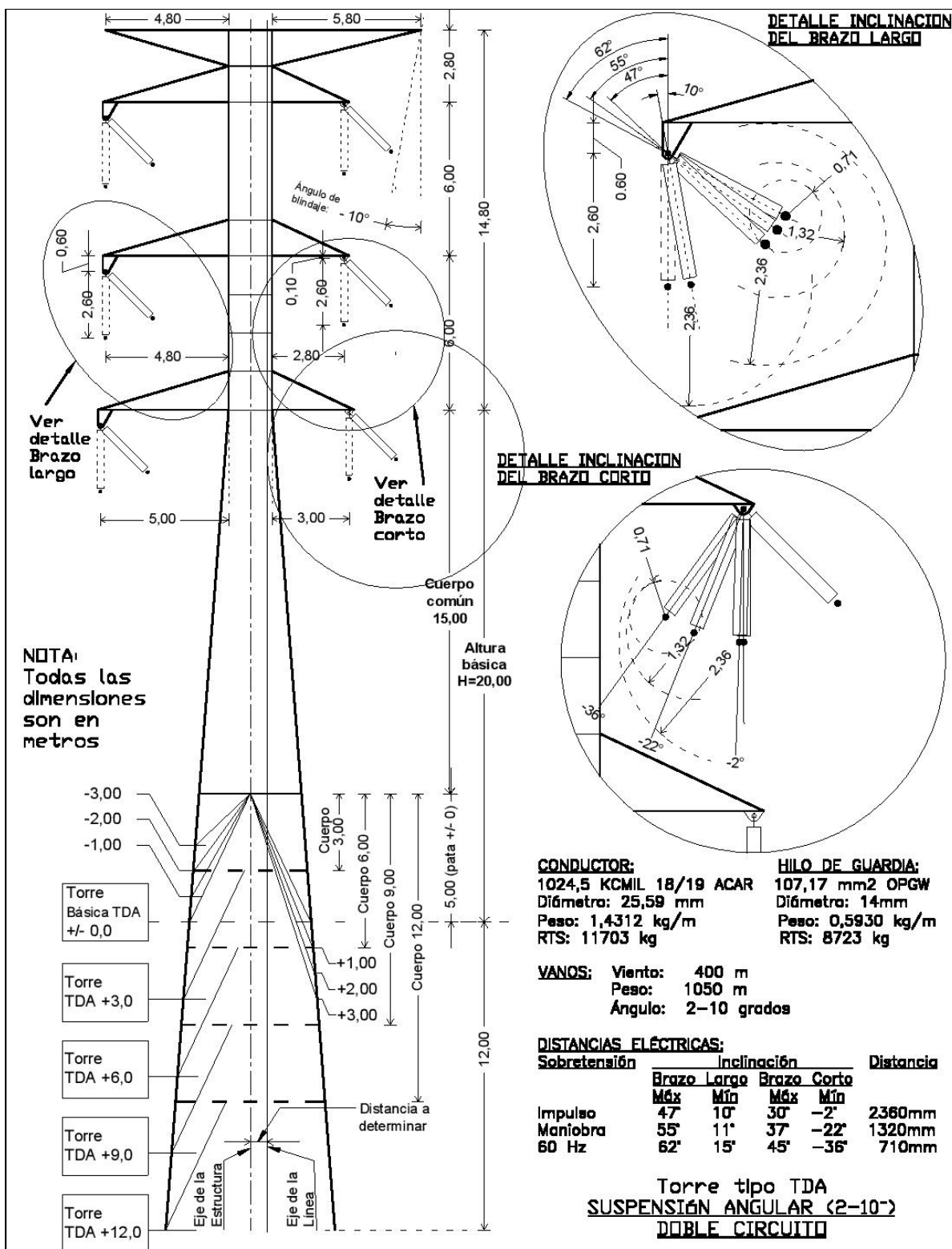
ASTM B524. Cables de aluminio 1350-H19 reforzado con aleación de aluminio 6201-T81.

Nota: otras configuraciones y calibres no especificados en este catálogo están disponibles bajo pedido.

16



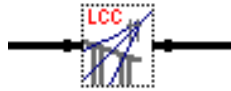
I.3 Silueta de la estructura más representativa de la LT



EPR	Línea de Transmisión 230kV SIEPAC	ESQUEMA E008	Rev. 01	ESCALA: S/E
	ESTRUCTURA TDA	Dib: F.ORTIZ	Rev: A.BELOFF	HOJA: 1/1
				FECHA: 19/03/04

I.4 Cálculo de los parámetros eléctricos de la LT

Para determinar los parámetros de impedancia serie y de capacitancias, se hizo uso del software de uso universal ATP [16].



a) Datos de entrada

Line/Cable Data: TRA2

Model Data Nodes

System type
Name: TRA2 Template

Overhead Line #Ph: 3

Transposed
 Auto bundling
 Skin effect
 Segmented ground
 Real transf. matrix

Units
 Metric
 English

Standard data
Rho [ohm*m] 100
Freq. init [Hz] 60
Length [km] 215
 Set length in icon

Model Type
 Bergeron
 PI
 JMarti
 Semlyen
 Noda

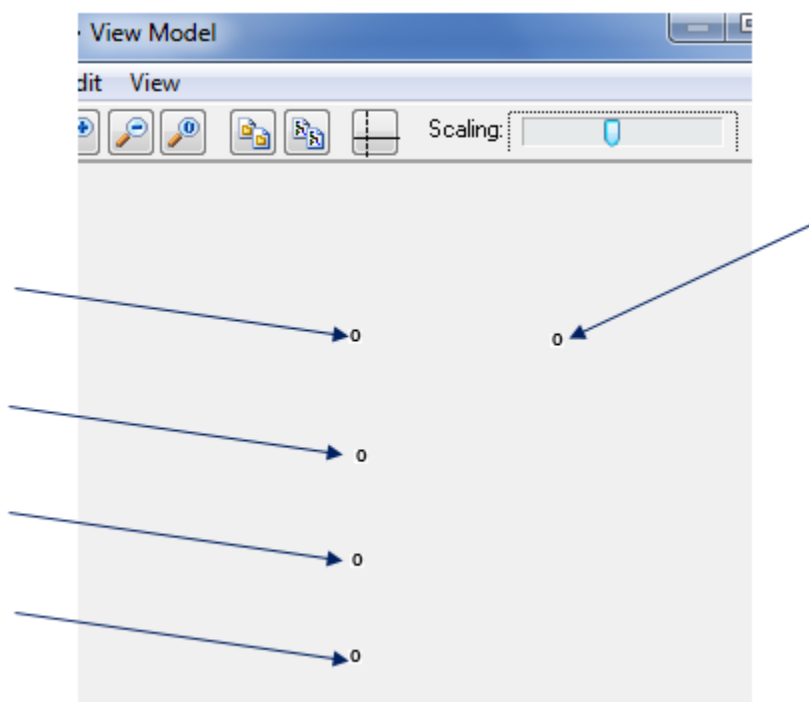
Comment: LÍNEA PAN-SBV, 1x1024.5 kcm ACAR, 2HG 7#8, 214 Order: 0 Label: Hide

OK Cancel Import Export Run ATP View Verify Edit defin. Help

Line/Cable Data: TRA2

Model Data Nodes

#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]
1	1	0.5985	1.4795	0.06313	0	16.8	8.8
2	2	0.5985	1.4795	0.06313	0.2	22.8	14.8
3	3	0.5985	1.4795	0.06313	0.2	28.8	20.8
4	0	0	0.4889	1.463	0.2	34.8	27.8
5	0	0	0.4889	1.463	12	34.8	27.8

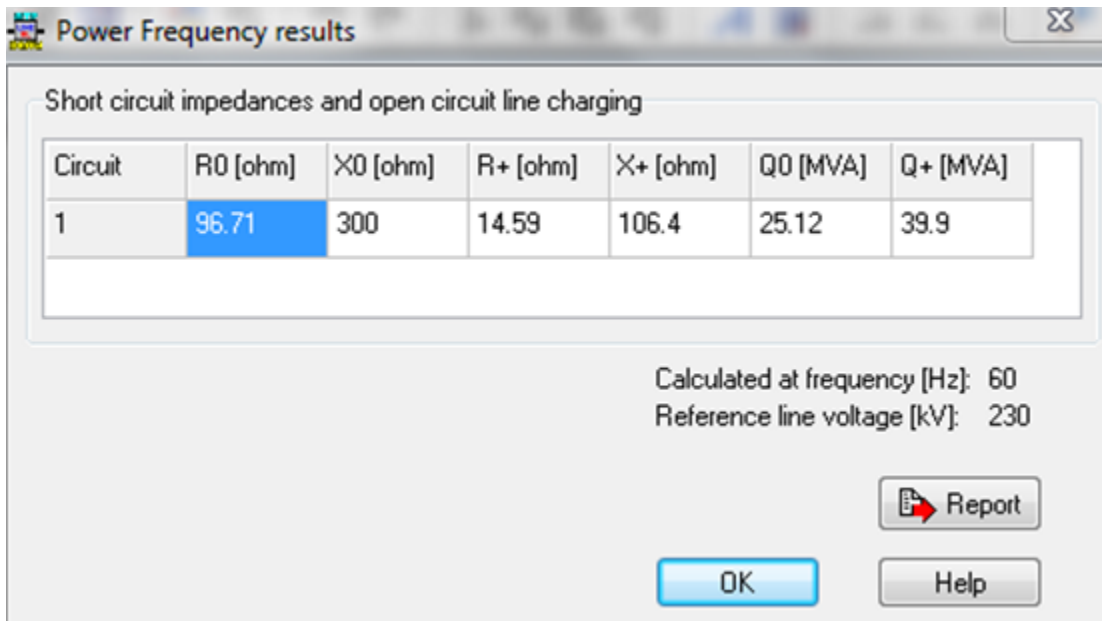


b) Resultados

Los resultados están en unidades físicas y corresponden para la longitud total de la LT. Considerando una potencia base igual a 100 MVA y una tensión base igual a 230 kV; los valores en por unidad se indican a continuación:

Secuencia	Impedancia serie	Admitancia capacitiva
Positiva	0.02758 + j 0.20113	B1 = 0.3990
Cero	0.18252 + j 0.56711	B0 = 0.2512

Valores de Z1, Z0, B1 y B0 en por unidad, referidos a 100 MVA y 230 kV



$$Z_b = (\text{Tensión base})^2 / \text{Potencia base}$$

Apéndice II

Equivalentes de Sistema

II.1 Introducción

El análisis de flujos de potencia, cálculo de corrientes de corto circuito y análisis de estabilidad transitoria, entre otros, en un SEP; requiere disponer generalmente, de una base de datos que comprenda las unidades generadoras, los transformadores de potencia, las líneas de transmisión, los equipos de compensación inductiva y capacitiva, entre otros. Sin embargo, en ocasiones se puede hacer uso de equivalentes de Sistema para disponer de un circuito simplificado representativo del Sistema “completo”.

En el Sistema reducido o equivalente, se mantienen los elementos que son de interés para el estudio que se va a efectuar. Y se reducen aquellos elementos que no son de interés observar su comportamiento.

El Equivalente de Sistema (ES) puede obtenerse visto desde un nodo (equivalente de thévenin) o bien visto desde más de un nodo (2, 3 o más). Para tal efecto, se hace uso de un software (PSS/E, DIGSilent, entre otros).

Hay ES que pueden ser estáticos y otros que pueden ser dinámicos (para estudios de estabilidad transitoria y dinámica). En los primeros, se dispone como resultado; impedancias de secuencias. En los dinámicos, es necesario disponer de impedancia de secuencias y de unidades generadoras representativas. En virtud, de que en el presente trabajo de tesis, se hace uso de Equivalentes de Sistema para el análisis de sobretensiones que se presentan durante la energización de la línea de interés; se hace uso de equivalentes de tipo estático.

II.2 Procedimiento

De manera resumida y general, se puede indicar la manera como se determina el Equivalente del Sistema (ES):

- Se indican los nodos que se desean conservar.
 - Se forma la matriz de admitancias (Ybus) de secuencia positiva, negativa y cero (según se trate del equivalente que se desea obtener).
 - Se procede a reducir cada una de las matrices Ybus.
- ⇒ La matriz reducida, representará al Sistema completo.

II.3 Resultados esperados

a) Equivalente visto desde un nodo

Como se ha mencionado, esta opción corresponde al equivalente de thévenin que se determina en los análisis de corto circuito.

$$Z1 = R1 + jX1$$

$$Z2 = R2 + jX2,$$

$$Z0 = R0 + jX0$$

b) Equivalente visto desde dos nodos

El Equivalente está formado por dos fuentes “generadoras”. Una en cada uno de los dos nodos. Adicionalmente, pudiera existir una impedancia de transferencia entre los dos nodos.

Ejemplo de resultados;

En Nodo A	En Nodo B
“Fuente generadora”	
Z1 =	Z1 =
Z2 =	Z2 =
Z0 =	Z0 =
Impedancia de transferencia entre Nodo A y Nodo B	
Z1 =	
Z2 =	
Z0 =	

c) Equivalente visto desde tres nodos

El Equivalente está formado por tres fuentes “generadoras”. Una en cada uno de los tres nodos. Adicionalmente, pudiera existir una impedancia de transferencia entre los tres nodos.

Ejemplo de resultados;

En Nodo A	En Nodo B	En Nodo C
“Fuente generadora”		
Z1 =	Z1 =	Z1 =
Z2 =	Z2 =	Z2 =
Z0 =	Z0 =	Z0 =
Impedancia de transferencia entre Nodo A y Nodo B		
Z1 =		
Z2 =		
Z0 =		
Impedancia de transferencia entre Nodo A y Nodo C		
Z1 =		
Z2 =		
Z0 =		
Impedancia de transferencia entre Nodo C y Nodo B		
Z1 =		
Z2 =		
Z0 =		

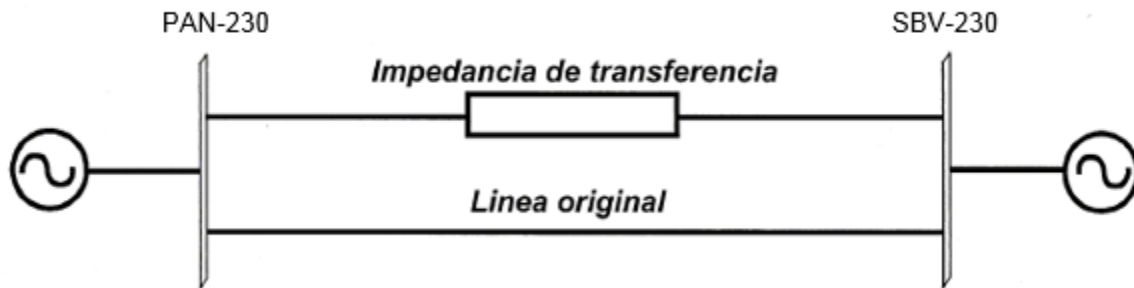
Para el caso específico de la LT PAN-SBV, se procedió a determinar el ES visto desde dos nodos. Para tal efecto, se desconectó previamente la LT de interés. Posteriormente se determinó el ES y a este equivalente se le “adicionó la LT de interés (que previamente se había desconectado).

En ambos casos, la impedancia de transferencia entre ambas subestaciones, era superior a 10 pu, por lo que no se consideró en los análisis. Lo que se observa a continuación, son los valores de las “fuentes generadoras” en cada una de las dos subestaciones. **Mismas, que se conectan por medio de la LT de interés.**

CONSIDERANDO RESULTADOS EN AMBAS SUBESTACIONES					
EQUIVALENTES DE SISTEMA EN SE'S PANALUYA Y SANBUENAVENTURA					
MVAB=	100.0				Demanda máxima de invierno
kVb=	230.0				año 2015
Zbase =	529.0	Ohms			
DATOS OBTENIDOS EN POR UNIDAD:					
	PANALUYA			SAN BUENAVENTURA	
Z0=	0.007717	0.26635	Z0=	0.0163	0.08826
Z1 =	0.01576	0.09140	Z1 =	0.00656	0.04033
VALORES EN OHMS					
	PANALUYA			SAN BUENAVENTURA	
Z0=	4.0823	140.8992	Z0=	8.6227	46.6895
Z1 =	8.3370	48.3506	Z1 =	3.4702	21.3346

MVAB=	100.0				Demanda mínima de invierno
kVb=	230.0				año 2015
Zbase =	529.0	Ohms			
DATOS OBTENIDOS EN POR UNIDAD:					
	PANALUYA			SAN BUENAVENTURA	
Z0=	0.007723	0.26662	Z0=	0.01631	0.08897
Z1 =	0.01773	0.09936	Z1 =	0.00987	0.05506
VALORES EN OHMS					
	PANALUYA			SAN BUENAVENTURA	
Z0=	4.0855	141.0420	Z0=	8.6280	47.0651
Z1 =	9.3792	52.5614	Z1 =	5.2212	29.1267

Es decir, el Sistema Equivalente tiene la siguiente estructura:



Sin embargo, como la impedancia de transferencia presenta un valor superior a 10 pu; la representación se simplifica aún más.

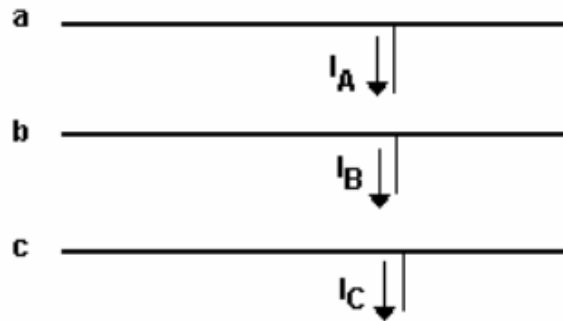


Apéndice III

Corto circuito y Curvas Q-V

III.1 Corrientes de Corto Circuito

Para la obtención de las ecuaciones para las componentes simétricas de corriente de corto circuito durante una falla, se designan I_a , I_b e I_c , a las corrientes que salen del Sistema equilibrado inicial, en la falla de las fases A, B y C. Esta muestra las tres líneas de un sistema trifásico en la parte de la red en que se presenta la falla.



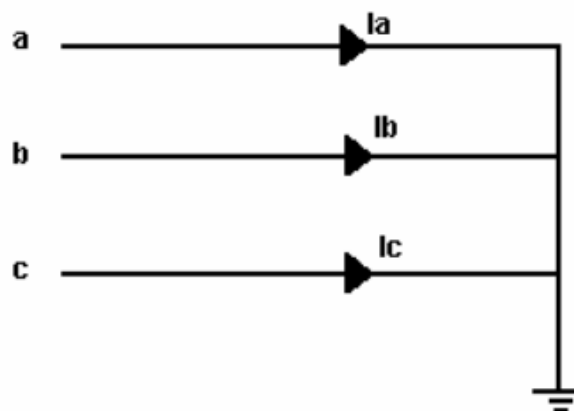
Los tres conductores de un sistema trifásico

Las tensiones de línea a tierra en la falla, se designan por V_a , V_b y V_c , antes de ocurrir la falla.

Corto Circuito Trifásico

En el análisis de fallas, lo que se pretende en primera instancia, es obtener las expresiones que permitan calcular las corrientes de corto circuito que se requiera en el punto de falla seleccionado. En la falla trifásica, los conductores están conectados en la forma presentada que corresponden a la falla trifásica sólida.

El método de análisis general, es el de componentes simétricas.



Falla trifásica sólida

En la falla trifásica, el sistema se mantiene balanceado por lo que sólo se considera las componentes de secuencia positiva, en el cual las corrientes están desfasadas 120° en secuencia ABC.

Aplicando el operador a tenemos:

$$I_b = a^2 I_a$$

$$I_c = a I_a$$

Sustituyendo estos valores en la matriz de componentes de corrientes.

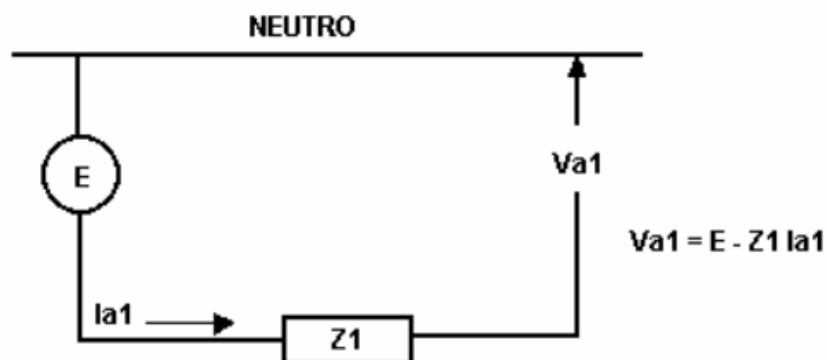
$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ a^2 I_a \\ a I_a \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} I_a & a^2 I_a & a I_a \\ I_a & a^3 I_a & a^3 I_a \\ I_a & a^4 I_a & a^2 I_a \end{bmatrix} = \frac{I_a}{3} \begin{bmatrix} 1 & a^2 & a \\ 1 & a^3 & a^3 \\ 1 & a^2 & a^4 \end{bmatrix}$$

De aquí se obtiene que:

$$I_{a0} = 0; \quad I_{a1} = I_a; \quad I_{a2} = 0$$

En la figura se muestra el equivalente de Thevenin de la red de secuencia positiva, que se obtiene en forma simplificada



Equivalente de Thévenin para falla trifásica sólida

La ecuación de tensión para esta red es:

$$V_{a1} = E_{a1} - Z_1 I_{a1}$$

Como:

$$V_{a1} = V_a = 0$$

Entonces:

$$0 = E_{a1} - Z_1 I_{a1}$$

Por lo que:

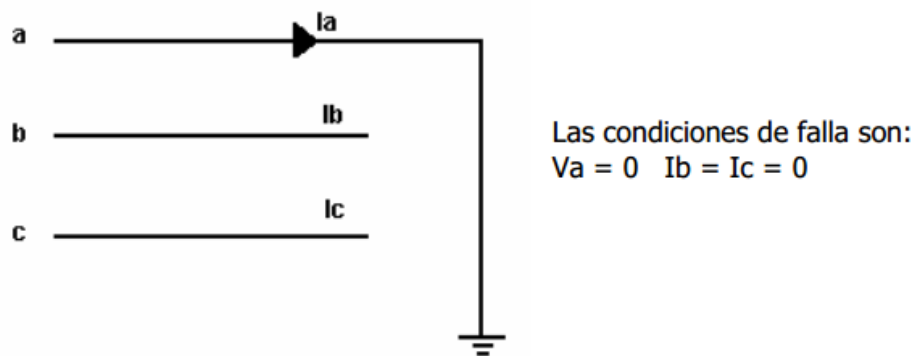
$$I_{a1} = \frac{E_{a1}}{Z_1}$$

Que es la conocida como:

$$I_{3\phi} = \frac{E_{a1}}{Z_1}$$

Corto Circuito Monofásico

Supóngase que se presenta una falla de este tipo en una fase de un sistema trifásico, y en este momento las otras dos fases están en vacío



Falla monofásica (línea a tierra)

Las componentes simétricas de la corriente son:

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_a/3 \\ I_a/3 \\ I_a/3 \end{bmatrix}$$

Como se observa, existen tres corrientes de secuencia, además $I_{a0} = I_{a1} = I_{a2}$ lo significa que las tres redes están conectadas en serie.

Por lo tanto:

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2}$$

$$V_a = V_{E_{a1}} - Z_1 I_{a1} - Z_2 I_{a2} - Z_0 I_{a0}$$

Como:

$$V_a = 0$$

Entonces:

$$0 = V_{E_{a1}} - Z_1 I_{a1} - Z_2 I_{a2} - Z_0 I_{a0}$$

$$V_{E_{a1}} = Z_1 I_{a1} + Z_2 I_{a2} + Z_0 I_{a0}$$

$$V_{E_{a1}} = (Z_1 + Z_2 + Z_0) I_{a1}$$

$$I_{a1} = \frac{E_{a1}}{(Z_1 + Z_2 + Z_0)}$$

La corriente de falla total sería:

$$I_a = V_{E_{a1}} = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2}$$

Entonces:

$$I_a = I_{a1} + I_{a1} + I_{a1} = 3I_{a1}$$

$$I_{a0} = \frac{3E_{a1}}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

Ejemplo de cálculo de corto circuito

En la figura se muestra el diagrama unifilar de la línea de transmisión.

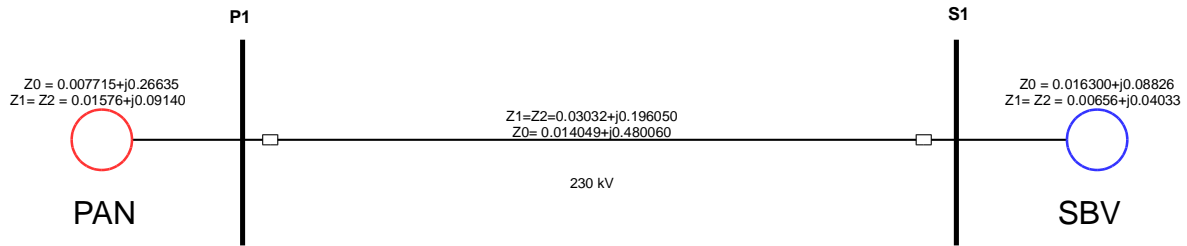
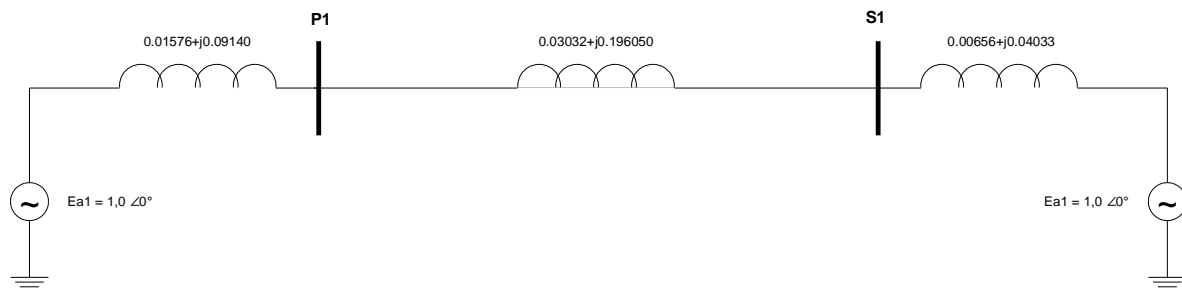


Diagrama de la línea de transmisión

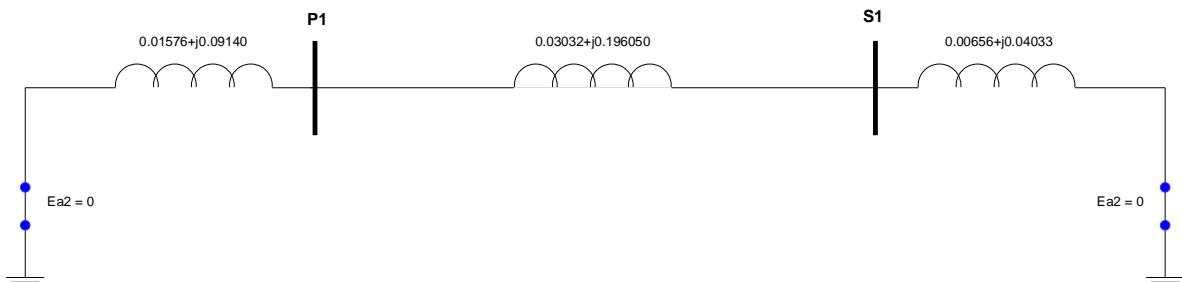
Se asume que el valor de las tensiones de prefalla son unitarios, $E_{a1} = 1,0 \angle 0^\circ$.

Circuito equivalente de secuencia positiva, se muestra en la siguiente figura



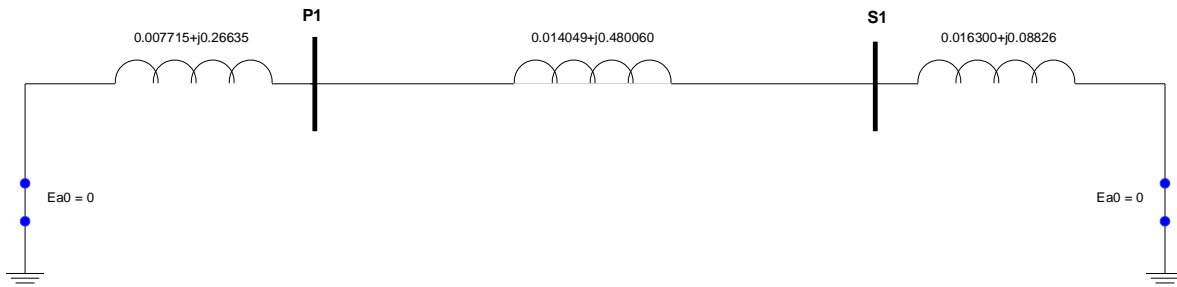
Secuencia positiva

Circuito equivalente de secuencia negativa, se muestra en la figura



Secuencia negativa

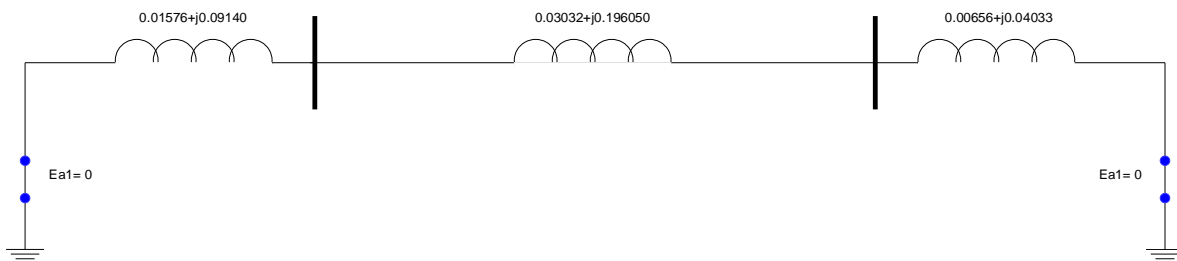
Circuito equivalente de secuencia cero.



Secuencia cero

Se procederá a la reducción de las redes de secuencias, lo que significa obtener la impedancia equivalente del sistema vista desde el nodo fallado en cada una de las redes de secuencias.

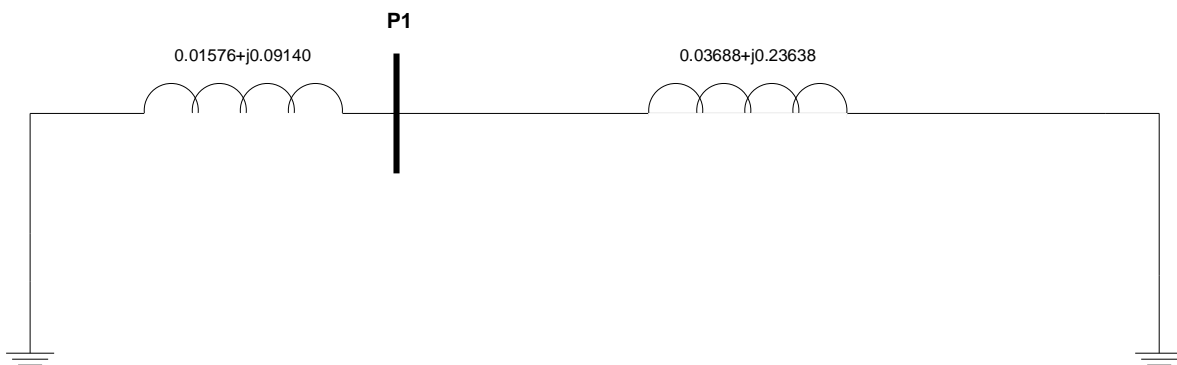
a) Reducción de la red de secuencia positiva



La impedancia equivalente del sistema vista desde el nodo P1 es:

$(0.01576 + j0.0914)$ en paralelo con el resultado de serie de $(0.03032 + j0.19605)$ y $0.00656 + j0.04033)$

$$Z_{\text{serie}} = (0.03032 + j0.19605) + (0.00656 + j0.04033) = 0.03688 + j0.23638$$



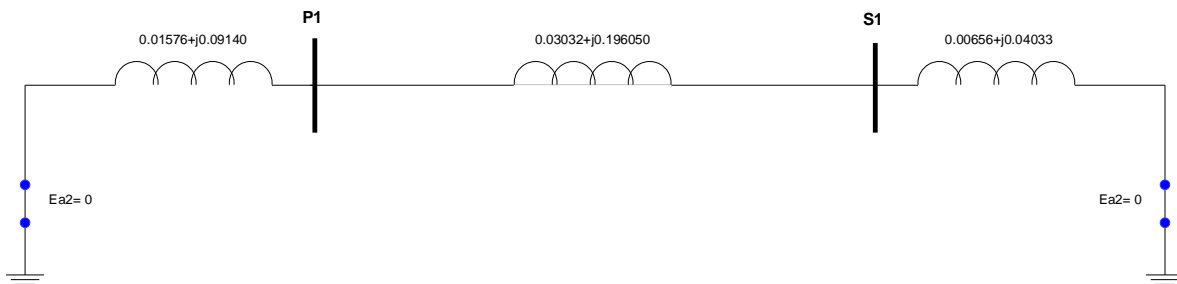
$$Z_{eq} = \frac{((0.01576 + j0.0914)(0.03688 + j0.23638))}{((0.01576 + j0.0914) + (0.03688 + j0.23638))} = 0.011063 + j0.065916$$

$$Z_{eq} = 0.0668379 \angle 80.4725^\circ$$

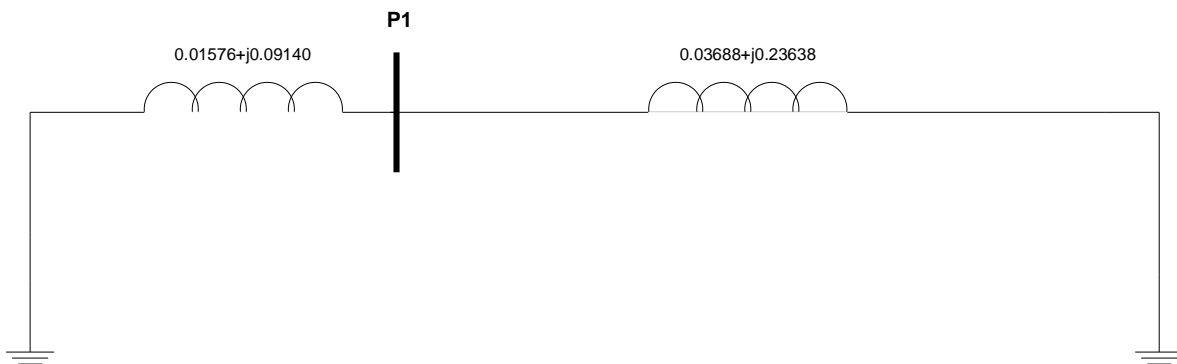
b) Reducción de la red de secuencia negativa

La impedancia equivalente del sistema vista desde el nodo P1 es:

(0.01576 + j0.0914) en paralelo con el resultado de serie de (0.03032 + j0.19605 y 0.00656 + j0.04033)



$$Z_{serie} = (0.03032 + j0.19605) + (0.00656 + j0.04033) = 0.03688 + j0.23638$$



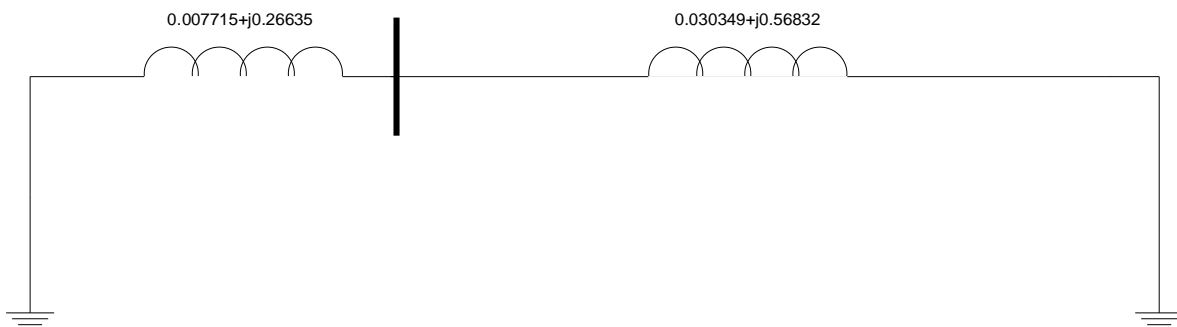
$$Z_{eq} = \frac{((0.01576 + j0.0914)(0.03688 + j0.23638))}{((0.01576 + j0.0914) + (0.03688 + j0.23638))} = 0.011063 + j0.065916$$

$$Z_{eq} = 0.0668379 \angle 80.4725^\circ$$

c) Reducción de la red de secuencia cero

La impedancia equivalente del sistema vista desde el nodo P1 es:

$(0.007715 + j0.26635)$ en paralelo con el resultado de serie de $(0.014049 + j0.480060)$ y $0.016300 + j0.08826)$



$$Z_{\text{serie}} = (0.014049 + j0.480060) + (0.016300 + j0.08826) = 0.030349 + j0.56832$$

$$Z_{\text{eq}} = \frac{((0.007715 + j0.26635)(0.030349 + j0.56832))}{((0.007715 + j0.26635) + (0.030349 + j0.56832))} = 0.006666 + j0.181394$$

$$Z_{\text{eq}} = 0.181516 \angle 87.8953^\circ$$

Como ya se analizó anteriormente, dependiendo del tipo de falla, se interconectan las redes de secuencias.

$$I_{\text{BASE}} = \frac{100 \times 10^6}{\sqrt{3} \times (230 \times 10^3)} = 251.0218$$

Para corto trifásico tenemos:

$$I_{3\phi} = \frac{Ea1}{Z1}$$

Calculando con los valores obtenidos anteriormente, se obtiene que:

$$I_{3\phi} = \frac{1}{0.0668379 \angle 80.4725^\circ} = 14.9615 \angle -80.4725^\circ$$

$$I_{3\phi} = 251.0218 \times 14.9615 = 3755 \text{ A}$$

Para corto monofásico se tiene:

$$3I_{a0} = \frac{3E_{a1}}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

Sustituyendo valores;

$$3I_{a0} = \frac{3}{(0.011063 + j0.065916) + (0.011063 + j0.065916) + (0.006666 + j0.181394)}$$

$$3I_{a0} = \frac{3}{0.028792 + j0.313226}$$

$$3I_{a0} = \frac{3}{0.314546 \angle 84.7480^\circ} = 9.5375 \angle -84.7480^\circ$$

$$3I_{a0} = 251.0218 \times 9.5375 = 2394 \text{ A}$$

III.2 Descripción de las curvas Q-V

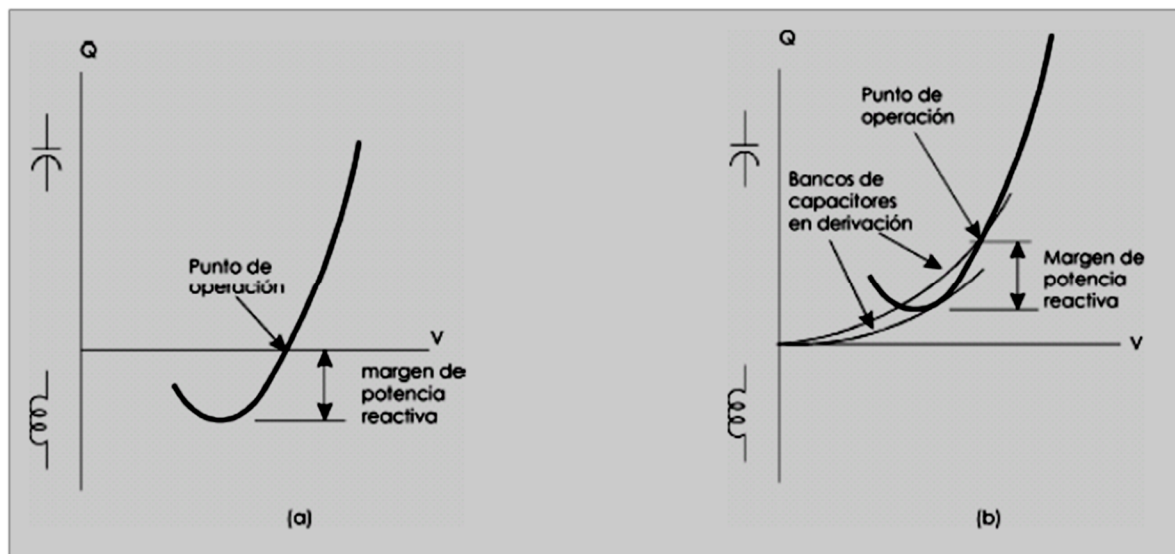
Para grandes Sistemas eléctricos de potencia, este tipo de curvas son obtenidas mediante una serie de simulaciones de flujos de potencia. Las curvas Q-V grafican en un nodo crítico o de prueba, la tensión contra la potencia reactiva en el mismo nodo. La inyección de potencia reactiva es representada por medio de un condensador síncrono ubicado en el nodo de prueba. En los programas comerciales de software, el nodo de prueba es convertido a un nodo P-V sin límites de potencia reactiva. Los cálculos de flujos de potencia son efectuados para una serie de magnitudes de tensión asignados al condensador síncrono y, de esta forma, la potencia reactiva entregada por el condensador es graficada contra las tensiones asignadas. En estas curvas, la tensión es la variable independiente y es la variable que se ubica en el eje de las abscisas. La potencia reactiva capacitiva es graficada en la dirección positiva del eje vertical. Sin la aplicación de compensación reactiva en derivación en el nodo de prueba, el punto de operación se encuentra en el valor cero del eje vertical (cero reactivos) lo cual, corresponde a remover o eliminar el condensador síncrono ficticio.

Con frecuencia, estas curvas son conocidas como curvas Q-V sin embargo, es importante apuntar que al emplear la terminología Q-V se hace énfasis en que la variable independiente es la tensión. (Las curvas Q-V son producidas asignándole una serie de valores a la potencia reactiva de la carga en lugar de hacerlo con la tensión).

Entre las ventajas que presentan las curvas Q-V se pueden mencionar las siguientes:

- La seguridad de tensión está íntimamente relacionada a la potencia reactiva y, por medio de las curvas Q-V se obtiene el margen de potencia reactiva en el nodo de prueba. En este caso, el margen de potencia reactiva es la distancia en Mvar desde el punto de operación hasta el fondo (rodilla) de la curva o bien, hasta un punto donde la característica de la tensión al cuadrado de un capacitor aplicado, es tangente a la curva Q-V.

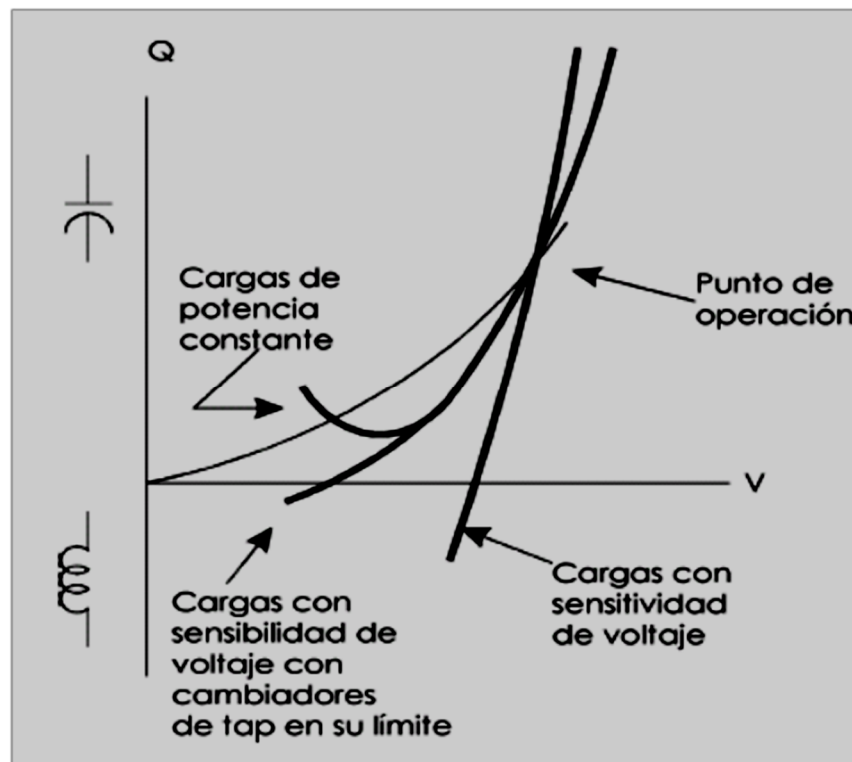
- Cuando el nodo de prueba es seleccionado basándose en un criterio acertado, este nodo puede ser representativo de todos los nodos que se encuentran dentro de un área de control de tensión (un área donde las magnitudes de tensión son coherentes).
- Las curvas Q-V pueden ser calculadas en diferentes puntos a lo largo de una curva P-V para analizar la robustez del sistema.
- Pueden ser graficadas directamente sobre la curva Q-V, las características de compensación reactiva en derivación instalada en el nodo de prueba (bancos de capacitores, compensadores estáticos de vars, o condensadores síncronos). El punto de operación en este caso, es la intersección de la característica Q-V del sistema y la característica de la compensación reactiva. Este aspecto es muy útil ya que la compensación reactiva es con frecuencia, una buena solución a los problemas de estabilidad de tensión.
- La pendiente (inclinación) de la curva Q-V indica la robustez del nodo de prueba (el ΔV para un ΔQ).
- Para un análisis más completo, la potencia reactiva de los generadores puede ser graficada sobre la misma curva. Cuando los generados más cercanos alcanzan sus límites de vars, la inclinación de la curva Q-V tiende a ser menos inclinada y el fondo de la curva está más próximo.



Márgenes de potencia reactiva

Desde un punto de vista computacional, el nodo artificial PV minimiza los problemas de divergencia de flujos de potencia. De este modo, pueden ser obtenidas soluciones incluso para el lado izquierdo de la curva. La divergencia ocurre solamente cuando las tensiones en los nodos alejados del nodo PV, son arrastrados a valores muy bajos. Las necesidades de reasignación de generación son mínimas debido a que los únicos cambios en la potencia real, son provocados por los cambios en las pérdidas. Con objeto de que cada solución de flujos de potencia sea más rápida, son utilizados valores iniciales de una solución anterior para un tensión asignado ligeramente diferente. El proceso puede ser automatizado de tal manera que sea posible obtener la curva entera en un solo conjunto de cálculos computacionales (una sola corrida de un programa de flujos de potencia con diferentes sub-casos).

En este tipo de curvas también es posible representar el efecto de las cargas con sensibilidad de tensión y los cambiadores de tap alcanzando sus límites. Las curvas Q-V con cargas con sensibilidad de tensión calculadas antes de que opere el cambiador de tap, van a tener un margen de potencia reactiva mucho más grande y tensiones críticos más bajas. En cambio, una vez que actúan los cambiadores de tap y alcanzan sus límites, las curvas tienden a aplanarse en lugar de levantarse o retornar sobre el lado izquierdo. Estas ideas son ilustradas gráficamente en la figura siguiente.



Curvas Q-V mostrando el efecto de cargas con sensibilidad de tensión y cambiadores de tap en su límite.

Es de interés apuntar que actualmente, las curvas Q-V son una de las principales herramientas utilizadas para el análisis de estabilidad de tensión en una gran cantidad de compañías eléctricas. Sin embargo, debido a que este método hace énfasis artificialmente en un solo nodo del sistema, es conveniente que las conclusiones obtenidas sean confirmadas por medio de otros métodos más completos y realistas.

III.2.1 Análisis Q-V.

El análisis por medio de las curvas Q-V representa también una manera muy eficiente de visualizar la factibilidad de que se presente el colapso de tensión durante el periodo post-transitorio dentro de los 3 primeros minutos después de ocurrido un disturbio.

En caso de que en un área del sistema eléctrico, existan insuficientes o inefectivos dispositivos de control de tensión para poder soportar altos niveles de transmisión de potencia o fuertes incrementos en la carga durante condiciones normales de operación o ante contingencias, las tensiones en esa área podrían colapsarse de tal forma que den lugar a un fuerte problema de inestabilidad de tensión representado por los conocidos apagones o cortes de energía.

Además de tener disponibles suficientes dispositivos de control de tensión para soportar las contingencias más severas con probabilidad de ocurrir, es recomendable tener un margen de seguridad suficiente que tome en cuenta variaciones en las condiciones operativas del sistema tales como:

- 1) No tener disponible a un importante componente del sistema (por ejemplo un capacitor serie estratégico) el cual generalmente se encuentra en operación
- 2) La presencia de un flujo de potencia más alto que el esperado en un enlace crítico
- 3) Una demanda en la carga del área o sistema más alta que la pronosticada para ese día (un día extremadamente caluroso o demasiado frío)

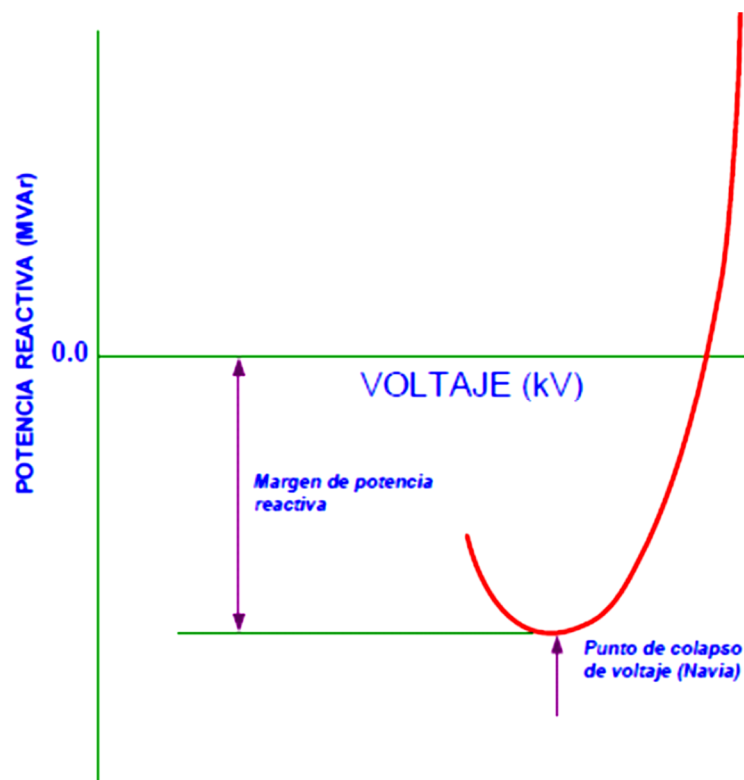
Los efectos de las variaciones mencionadas anteriormente deben ser considerados en la determinación del margen de potencia reactiva requerido. En las siguientes secciones se describe el procedimiento para la generación y desarrollo de las curvas Q-V así como la determinación del margen de potencia reactiva para mantener la seguridad de tensión.

Procedimiento para la generación de las curvas Q-V.

A través de la experiencia, se ha establecido un procedimiento para efectuar el análisis de colapso de tensión basado en la información proporcionada por las curvas Q-V. El procedimiento utiliza un programa convencional de flujos de potencia y las curvas Q-V son generadas mediante la ejecución de una serie de casos de flujos de carga.

Las curvas Q-V son producidas de acuerdo al siguiente procedimiento:

1. Se establece un caso de flujos que represente las condiciones de operación post-disturbio del sistema. Después de definir el caso pos-disturbio, no son permitidos ajustes (manuales o automáticos) durante el desarrollo de la curva Q-V.
2. Identificar el nodo crítico del sistema para la contingencia asumida. Este nodo es generalmente aquel que tiene una mayor deficiencia de potencia reactiva y un más débil soporte de tensión. El nodo crítico puede cambiar para cada contingencia considerada. Una manera muy eficiente de identificar las subestaciones más críticas es mediante los factores de participación de nodos obtenidos del análisis modal
3. Ubicar un condensador síncrono ficticio en el nodo crítico. (Nota: Si el caso base de flujos de carga que representa las condiciones post-disturbio del sistema no converge, el caso podría ser deficiente de potencia reactiva). Para realizar el análisis, el condensador síncrono debe ser agregado al caso base en el nodo crítico para resolver dicho caso para la contingencia asumida. La salida del condensador síncrono representa la cantidad de deficiencia en potencia reactiva.
4. Variar el tensión de salida del condensador en pequeños pasos (usualmente 0.01 pu o menos)
5. Resolver flujos de potencia del caso
6. Almacenar la tensión de nodo (V) y la salida de potencia reactiva del condensador (Q)
7. Repetir los pasos 4 a 6 hasta que no se logre la convergencia del caso o hasta que hayan sido obtenidos puntos suficientes de acuerdo a la información buscada.
8. Graficar la curva Q-V para determinar si existe suficiente margen de potencia reactiva



Curva Q-V

El punto mínimo de esa curva (donde $\Delta Q/\Delta V = 0$) es el punto crítico, esto es, todos los puntos de la curva que se encuentran a la izquierda del punto crítico son considerados inestables. Por su parte, los puntos localizados a la derecha del punto crítico son considerados estables.

Si el punto mínimo de la curva Q-V se encuentra arriba del eje horizontal ($Q=0$), el sistema es deficiente en potencia reactiva. En este caso es requerida una inyección de potencia reactiva para prevenir el colapso de tensión y se requiere una cantidad aún mayor de reactivos para mantener un margen de seguridad el cual, está indicado por la distancia entre el eje horizontal y el punto crítico. Es importante señalar que se debe contar con un margen adecuado para mantener la seguridad y confiabilidad del sistema.

Si el punto crítico está debajo del eje horizontal, el sistema tiene entonces algún margen de reactivos sin embargo, dicho sistema podría aún tener deficiencia de potencia reactiva dependiendo del margen de seguridad deseado para mantener tensiones aceptables después de la ocurrencia de la falla crítica asumida. En este último caso también se requerirá potencia reactiva adicional si se desea un margen de seguridad mayor al que se tiene.

La inestabilidad de tensión es influenciada por las características dinámicas de las cargas y equipos de control. El colapso de tensión inicia en el nodo más débil y posteriormente se extiende hacia otros nodos débiles haciendo cada vez más severo el problema. Por lo tanto, el nodo más débil es el más importante en el análisis de estabilidad de tensión mediante la técnica de curvas Q-V.

El nodo más débil es aquel que puede presentar una de las siguientes características bajo la ocurrencia de la contingencia sencilla o múltiple más severa:

- a) Tiene el más alto punto de colapso de tensión sobre la curva Q-V
- b) Tiene el más pequeño margen de potencia reactiva
- c) Tiene la mayor deficiencia de potencia reactiva
- d) Tiene el más alto porcentaje de cambio en tensión

Apéndice IV

Cálculo del Reactor de neutro

VI.1. Suceptancias y reactancias requeridas para el reactor de neutro [3]

Puesto que los reactores se encuentran en paralelo con las capacitancias de la línea, es conveniente que sus valores se expresen en términos de suceptancias (B). Las letras X y B, respectivamente, denotan una reactancia y una suceptancia, ambas inductivas. Mientras que las letras X' y B' son cantidades capacitivas respectivamente.

Los requerimientos son:

1. Para la supresión del arco de falla mediante la neutralización de las capacitancias entre fases, se cumple:

$$B_1 - B_0 = \omega(C_1 - C_0)$$

$$\omega(C_1 - C_0) = B'_1 - B'_0$$

IV.1

2. Grado de compensación F,

$$B_1 = F\omega C_1$$

$$F\omega C_1 = FB'_1$$

IV.2

De las ecuaciones anteriores se tiene que

$$B_0 = B'_0 - (1 - F)B'_1$$

IV.3

Los valores de suceptancias o reactancias requeridas para los rectores pueden ser encontrados con las tres ecuaciones anteriores y dos de las siguientes ecuaciones, la suceptancia del reactor en la figura 5.2 (b), capítulo 5, en términos de la suceptancia de secuencia positiva y cero son:

$$B_g = B_0$$

IV.4

$$B_u = B_1 - B_0$$

IV.5

En la figura 5.2(C), capítulo 5, la suceptancia es

$$B_p = B_1$$

IV.6

$$B_n = \frac{3B_0B_1}{B_1 - B_0}$$

IV.7

y las reactancias correspondientes son:

$$X_p = X_1$$

IV.8

y

$$X_n = \frac{X_0 - X_n}{3}$$

$$X_n = \frac{B_1 - B_0}{3B_0B_1} \quad \text{IV.9}$$

Para el esquema de 6 reactores Figura 5.2 (b), capítulo 5, de las ecuaciones IV.1 y IV.5 se obtiene:

$$B_u = B'_1 - B'_0 \quad \text{IV.10}$$

Mientras que utilizando IV.3 y IV.4 se llega a:

$$B_g = B'_0 - (1 - F)B'_1$$

$$B_g = FB'_1 - B_u \quad \text{IV.11}$$

La ecuación IV.10 muestra que los rectores no aterrizados pueden llegar a resonar debido a la susceptancia capacitiva entre fases.

Dichos reactores proveen un grado de compensación:

$$F_{min} = \frac{B'_1 - B'_0}{B'_1}$$

$$F_{min} = 1 - \frac{B'_0}{B'_1}$$

$$F_{min} = 1 - \frac{X'_1}{X_0} \quad \text{IV.12}$$

Para una típica línea EHV sin cables de guarda es cerca del 30%. Si se desea un alto nivel F de compensación, este se puede obtener mediante la adicción de reactores de neutro que tenga una susceptancia dada por la ecuación IV.11. Para una compensación del 100% (F=1), la susceptancia es simplemente $B_{g100} = B'_0$. Los reactores de neutro no forman parte de la supresión de la falla.

Para el esquema de 4 reactores de la Figura 5.2(c), capítulo 5, y las ecuaciones IV.6 y IV.7 se tiene:

$$B_p = FB'_1 \quad \text{IV.13}$$

Mientras que de IV.9, IV.1, IV.2 y IV.3

$$B_n = \frac{3FB'_1[B'_0(1-F)B'_1]}{B'_1 - B'_0}$$

$$B_n = B_n'[1 - (1-F)B'_1B'_0] \quad \text{IV.14}$$

La ecuación IV.13 muestra que los reactores de fase proveen el grado de compensación deseado. El grado mínimo de compensación está dado por la ecuación IV.12. Para un grado de compensación grande, B_n es positivo y el reactor de neutro es requerido para la supresión de la corriente de falla. Esto es que la susceptancia depende de F . Como se muestra en la ecuación IV.14.

Para $F=1$ tenemos:

$$B_{n100} = \frac{3 B'_0 B'_1}{B'_1 - B'_0} = B'_n \quad \text{IV.15}$$

La reactancia correspondiente es

$$X_{n100} = \frac{X'_0 - X'_1}{3} = X'_n \quad \text{IV.16}$$

IV.2 Nomenclatura:

$$\alpha = e(j2\pi/3) = (1 + j \sqrt{3})/2$$

$B = 1 / X$ = susceptancia inductiva de los reactores de una sección de la línea.

B_0 = secuencia cero.

B_1 = secuencia positiva.

B_g = susceptancia inductiva de cualquier reactor aterrizado del esquema de 6 reactores.

B_{g100} = valor de B_g requerido para $F = 1$

B_u = susceptancia inductiva de cualquier reactor no aterrizado del esquema de 6 reactores.

B_n = susceptancia inductiva de cualquier reactor aterrizado del esquema de 4 reactores.

B_{n100} = valor de B_n requerido para $F = 1$

B_p = susceptancia inductiva de cualquier reactor no aterrizado del esquema de 4 reactores.

$B' = \omega C$ = susceptancia capacitiva de una sección de la línea.

B'_0 = secuencia cero.

B'_1 = secuencia positiva.

B_n' = susceptancia capacitiva de cualquier pierna aterrizada del circuito estrella equivalente.

C = capacitancia distribuida en una sección de la línea.

C_0 = secuencia cero.

C_1 = secuencia positiva.

E = rms de secuencia positiva de fase a neutro de la fuente.

E_a, E_b, E_c = fem de línea a neutro.

E_a', E_b', E_c' = componentes reales de E_a, E_b, E_c .

E_a'', E_b'', E_c'' = componentes imaginarias

$F = B_1/B'_1$ = grado de compensación, en pu.

F_{\min} = El menor grado de compensación de los reactores cuando son usados para neutralizar la falla

I_f = corriente de falla del arco secundario, solamente falla línea a tierra.

I_0' = secuencia cero de la corriente de línea.

$j = \sqrt{-1}$

Q_n = potencia reactiva consumida por el reactor del neutro en el esquema de 4 reactores durante la falla de línea a tierra.

V_f = rms de la frecuencia del voltaje a través del arco secundario.

V_n = rms de la frecuencia del voltaje del reactor neutro del grupo a tierra.

V_0 = voltaje de secuencia cero de línea al grupo de reactores de neutro.

$X = \omega L$ = reactancia inductiva de los reactores, con relación a B.

X_s = reactancia por fase de los reactores.

X_m = reactancia mutua entre fases de los reactores.

$X' = 1/B'$ = reactancia capacitiva de línea con relación a B'.

Z = impedancia del sistema visto desde el punto de falla.

Z_0 = secuencia cero.

Z_1 = secuencia positiva.

Z_2 = secuencia negativa.

$\omega = 2\pi f$ = frecuencia angular, en radianes por segundo