

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

### **ESTUDIO DE SOBRETENSIONES POR MANIOBRA DEBIDO A ENERGIZACIÓN DE BANCOS DE CONDENSADORES Y TRANSFORMADORES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 115kV**

Tutor Académico: Ing. Julio Molina

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por el Br. De Gregorio S., Luis T.  
para optar al título de  
Ingeniero Electricista

Caracas, 2009

## CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 13 de mayo de 2009


Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Luis T. De Gregorio S., titulado:

**“ESTUDIO DE SOBRETENSIONES POR MANIOBRA DEBIDO A  
ENERGIZACIÓN DE BANCOS DE CONDENSADORES Y  
TRANSFORMADORES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 115kV”**

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

  
Prof. José Luis Mora  
Jurado

  
Prof. Julio Molina  
Prof. Tutor

  
Prof. Nerio Ojeda  
Jurado

## **DEDICATORIA**

A mi Dios Padre Todo Poderoso, que es el principio y fundamento de mi vida y mi firme fortaleza ante todos los retos que se me presentan en ella.

A ti papá, por ser mi inspiración para estudiar la ingeniería, por brindarme todo tu amor ayer, hoy y siempre ahora que Dios te tiene en el cielo para seguir guiando e iluminando cada paso de mi vida.

A ti mamá, que eres única y una bendición maravillosa de Dios, porque me has enseñado a esforzarme para salir adelante y siempre lo das todo para que no me falte nada, sobretodo tu inmenso amor.

A ti futura y primera sobrina María de los Ángeles, porque sin duda serás un regalo maravilloso que llene nuestras vidas de inmensa alegría y gozo.

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios en primer lugar porque gracias a su infinito amor, a su abrazo consolador, a su mano firme para levantarme en mis tropiezos, me han dado la fortaleza y claridad necesaria que me han permitido llegar hoy a esta etapa de mi vida.

A mis padres, a mi hermano Henry, a mi novia María Fernanda y a esas personas especiales que Dios puso y sigue poniendo en mi camino para ayudarme, apoyarme y motivarme en todo momento a salir adelante en la búsqueda del logro de mis metas y sueños.

A mis compañeros y amigos de carrera, Ángel González, José Benancio Benavides, Juan Miguel Otero, Víctor Bermúdez y Yanis Sánchez, por sus consejos, motivación y apoyo brindado en todo momento para superarme a pesar de esas dificultades y situaciones adversas.

A mi tutor académico Ing. Julio Molina por guiarme y ser oportuno en el desarrollo y culminación de éste trabajo de grado, a profesores de la facultad por sus enseñanzas a lo largo de la carrera y al personal administrativo de la escuela de eléctrica por su ayuda brindada y servir de guía en esos trámites importantes.

A la Universidad Central de Venezuela, por abrirme las puertas y darme la oportunidad de formarme académicamente en tan reconocida y única casa de estudios...“la casa que vence las sombras”.

**De Gregorio S., Luis T.**

**ESTUDIO DE SOBRETENSIONES POR MANIOBRA DEBIDO A  
ENERGIZACIÓN DE BANCOS DE CONDENSADORES Y  
TRANSFORMADORES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 115kV**

**Tutor Académico: Ing. Julio Molina. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: UCV. 2009, 147h. + anexos.**

**Palabras Claves:** Sobretensiones por maniobra; Bancos de condensadores; Transformadores; Líneas de transmisión; programas ATP y DIgSILENT; Energización.

**Resumen.** Se realiza un estudio de sobretensiones por maniobra dirigido hacia la simulación, determinación y análisis de las perturbaciones posibles en las líneas de transmisión en 115kV comprendidas en la ampliación del sistema de transmisión Palital-Barrancas-Tucupita debido a las maniobras de apertura y cierre de bancos de condensadores, energización de transformadores y líneas de transmisión. Dicho estudio comprende la descripción de una metodología para la selección de modelos adecuados que representen según el fenómeno transitorio a simular, los elementos de interés del sistema eléctrico de potencia bajo estudio. Posteriormente de acuerdo a los resultados obtenidos que resalten las condiciones más desfavorables sobre el sistema según las maniobras realizadas y las normas internacionales de referencia empleadas en el presente estudio, se describen las conclusiones y recomendaciones pertinentes que eviten esfuerzos adicionales en la normal operación de bancos de condensadores, transformadores, interruptores y pararrayos dentro de las S/E's Barrancas, Tucupita y la actuación indebida de las protecciones en las mismas. Por último se realiza la elaboración de un instructivo básico del uso del módulo EMT del programa DIgSILENT Power Factory y se establece una comparación señalando las posibles ventajas y limitaciones de éste con el programa ATP, los cuales fueron empleados para llevar a cabo el desarrollo del presente estudio.

# ÍNDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACIÓN.....	ii
DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTOS.....	iv
RESUMEN.....	v
ÍNDICE GENERAL.....	vi
ÍNDICE DE TABLAS.....	ix
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiii
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	xvi
LISTA DE ACRÓNIMOS Y SIGLAS.....	xix
LISTA DE ABREVIATURAS.....	xx
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	5
<i>DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA EN ESTUDIO.....</i>	5
1.1 Descripción del sistema eléctrico de potencia.....	5
CAPÍTULO II.....	13
<i>GENERALIDADES Y ASPECTOS TEÓRICOS.....</i>	13
2.1 Sobretensiones por maniobra.....	13
2.1.1 Espectro de frecuencias en redes eléctricas de potencia.....	13
2.2 Estudio de sobretensiones por maniobra.....	17
2.3 Maniobra de bancos de condensadores.....	19
2.3.1 Energización de bancos de condensadores.....	19

2.3.2	Desenergización de bancos de condensadores .....	24
2.4	Maniobra de transformadores .....	28
2.4.1	Corriente de magnetización y de energización “Inrush” .....	28
2.4.2	Sobretensiones causadas por energización de transformadores .....	32
2.4.3	Sobrecorrientes causadas por energización de transformadores .....	33
2.5	Maniobra de líneas de transmisión .....	35
2.5.1	Energización de líneas de transmisión .....	35
<b>CAPÍTULO III .....</b>		<b>39</b>
<i>ASPECTOS METODOLÓGICOS .....</i>		<i>39</i>
3.1	Herramientas de simulación en el estudio de fenómenos electromagnéticos .....	39
3.1.1	Programa de simulación de transitorios electromagnéticos ATP/EMTP .....	40
3.1.2	Programa de simulación DIgSILENT PowerFactory / módulo EMT 41	41
3.2	Desarrollo metodológico .....	44
3.2.1	Actualización del sistema eléctrico de potencia en estudio .....	44
3.2.2	Descripción de los tipos de estudio a realizar .....	61
3.2.3	Normas básicas de consideración en el estudio de sobretensiones por maniobra .....	64
<b>CAPÍTULO IV .....</b>		<b>69</b>
<i>ESTUDIO DE SOBRETENSIONES POR MANIOBRA .....</i>		<i>69</i>
4.1	Energización de bancos de condensadores .....	69
4.1.1	Casos de estudio planteados .....	70
4.1.2	Comparación y análisis de casos planteados .....	90
4.2	Desenergización de bancos de condensadores .....	93
4.2.1	Casos de estudio planteados .....	93
4.2.2	Comparación y análisis de resultados de casos planteados .....	99
4.3	Energización de transformadores .....	101

4.3.1	Casos de estudio planteados.....	102
4.4	Energización de líneas de transmisión .....	113
4.4.1	Casos de estudio planteados.....	114
4.4.2	Comparación y análisis de resultados de casos planteados.....	132
<b>CONCLUSIONES.....</b>		<b>134</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>		<b>141</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>		<b>143</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>		<b>146</b>
<b>ANEXOS .....</b>		<b>148</b>



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Impedancias asociadas al sistema externo .....	8
Tabla 2 Características generales de líneas de transmisión .....	9
Tabla 3 Características técnicas de transformadores .....	10
Tabla 4 Características generales de cargas presentes en las S/E Tucupita y Barrancas .....	11
Tabla 5 Características técnicas de bancos de condensadores .....	11
Tabla 6 Características técnicas de interruptores de potencia.....	12
Tabla 7 Clasificación de sobretensiones por rangos de frecuencia, propuesto por el grupo de trabajo del CIGRE 33-02 .....	14
Tabla 8 Límites de las normas IEC 62271 y ANSI C37.06 respecto de las corrientes capacitivas de interruptores en la energización y desenergización de bancos de condensadores. ....	24
Tabla 9 Valores numéricos de relaciones entre corrientes y reactancias del ensayo de vacío para tensiones de 0,9pu y 1,0pu [21].....	55
Tabla 10 Valores de tensión vs corriente rms a ingresar en el programa ATP para representar la curva de saturación del núcleo magnético de transformadores TP1, TP2 y TP3.....	56
Tabla 11 Valores máximos de tensión para sincronización ideal de cierre del banco de 15 MVAr en barra de 115kV S/E Tucupita, sin compensación de 12MVAr. 72	
Tabla 12 Probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra debido a la conexión sincronizada del banco de 15MVAr en barra de 115kV S/E Tucupita, sin compensación de 12MVAr.....	74
Tabla 13 Valores máximos de corrientes en los bancos de compensación, para el caso de conexión sincronizada del banco de 15MVAr en barra de 115kV S/E Tucupita, sin compensación de 12MVAr. ....	74

Tabla 14 Valores máximos de corrientes de energización, para el caso de conexión de acuerdo a la secuencia de sincronización del banco de 15MVA <sub>r</sub> en barra de 115kV S/E Tucupita. Simulación ATP .....	76
Tabla 15 Valores máximos de tensión para conexión del banco de 12MVA <sub>r</sub> S/E Tucupita 13,8kV, sin compensación de 15MVA <sub>r</sub> .....	78
Tabla 16 Probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra debido a la conexión del banco de 12MVA <sub>r</sub> en barra de 13,8 S/E Tucupita, sin compensación de 15MVA <sub>r</sub> .....	80
Tabla 17 Valores máximos de corrientes en los bancos de compensación, para el caso de conexión del banco de 12MVA <sub>r</sub> en barra de 13,8kV S/E Tucupita, sin compensación de 15MVA <sub>r</sub> . .....	81
Tabla 18 Valores máximos de tensión para conexión del banco de 12MVA <sub>r</sub> S/E Tucupita 13,8kV, con compensación de 15MVA <sub>r</sub> . .....	83
Tabla 19 Probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra debido a la conexión del banco de 12MVA <sub>r</sub> en barra de 13,8kV S/E Tucupita, con compensación de 15MVA <sub>r</sub> .....	85
Tabla 20 Valores máximos de corrientes en los bancos de compensación, para el caso de conexión del banco de 12MVA <sub>r</sub> en barra de 13,8kV S/E Tucupita, con compensación de 15MVA <sub>r</sub> . .....	85
Tabla 21 Valores máximos de tensión para sincronización ideal de cierre del banco de 15 MVA <sub>r</sub> .....	87
Tabla 22 Probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra debido a la conexión sincronizada del banco de 15MVA <sub>r</sub> en barra de 115kV S/E Tucupita, con compensación de 12MVA <sub>r</sub> .....	89
Tabla 23 Valores máximos de corrientes en los bancos de compensación, para el caso de conexión sincronizada del banco de 15MVA <sub>r</sub> en barra de 115kV S/E Tucupita, con compensación de 12MVA <sub>r</sub> . .....	90
Tabla 24 Valores máximos de tensión para apertura del banco de 15 MVA <sub>r</sub> S/E Tucupita 115 kV ante la ocurrencia de un reencendido, sin compensación de 12MVA <sub>r</sub> .....	95

Tabla 25 Valores máximos de corrientes en banco de compensación, para el caso de apertura del banco de 15MVAR en barra de 115kV S/E Tucupita y ocurrencia de un reencendido, sin compensación de 12MVAR. ....	96
Tabla 26 Valores máximos de tensión para apertura del banco de 15 MVAR S/E Tucupita 115kV ante la ocurrencia de un reencendido, con compensación de 12MVAR .....	97
Tabla 27 Valores máximos de corrientes en los bancos de compensación, para el caso de apertura del banco de 15MVAR en barra de 115kV S/E Tucupita y ocurrencia de reencendido, con compensación de 12MVAR. ....	98
Tabla 28 Valores máximos de tensión y corriente obtenidos en la energización del transformador .....	104
Tabla 29 Probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra debido a energización del transformador TP1 115/13,8kV de la S/E Barrancas.....	105
Tabla 30 Valores máximos de tensión y corriente obtenidos en la energización del transformador .....	107
Tabla 31 Probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra debido a energización del transformador TP1 115/13,8kV de la S/E Tucupita .....	109
Tabla 32 Valores máximos de tensión y corriente obtenidos en la energización del transformador .....	110
Tabla 33 Probabilidad máxima de sobretensión fase-tierra debido a energización del transformador TP3 115/34,5kV de la S/E Tucupita.....	112
Tabla 34 Valores máximos de tensión para energización de línea Palital-Barrancas con la S/E Barrancas sin carga y con tensión.....	116
Tabla 35 Probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra debido al cierre de la línea Palital-Barrancas con la S/E Barrancas sin carga y con tensión.....	117
Tabla 36 Valores máximos de tensión para energización de línea Palital-Barrancas con la S/E Barrancas aislada y sin carga. Simulación en ATP. ....	120
Tabla 37 Probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra debido al cierre de la línea Palital-Barrancas con la S/E Barrancas aislada y sin carga.....	121

Tabla 38	Valores máximos de tensión para energización de línea Barrancas-Tucupita con la S/E Tucupita sin carga y con tensión. ....	124
Tabla 39	Probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra debido al cierre de la línea Barrancas-Tucupita con la S/E Tucupita sin carga y con tensión ...	126
Tabla 40	Comparación de valores máximos de tensión fase-tierra para energización de línea Palital-Barrancas con y sin el uso de pararrayo instalado al extremo de la línea. Simulación en ATP. ....	129
Tabla 41	Probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra debido al cierre de la línea Palital-Barrancas con la S/E Barrancas aislada y sin carga.....	131

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Diagrama unifilar del sistema eléctrico de potencia en estudio .....	6
Figura 2 Relación entre el tipo de sobretensión y su valor máximo. [5] .....	15
Figura 3 Forma de onda de los impulsos de tensión del tipo maniobra, normalizada según la norma IEC 71-1. [6].....	16
Figura 4 Tensión fase-tierra durante la Energización de un banco simple de condensadores [8] .....	22
Figura 5 Circuito capacitivo. Formas de onda de tensión y corriente durante apertura de un banco de condensadores con la ocurrencia de un reencendido. [3] .....	26
Figura 6 Ciclo de histéresis y curva típica de magnetización de un transformador....	28
Figura 7 Forma de onda de corriente inrush de un transformador [17] .....	30
Figura 8 Sobretensión transitoria causada por la energización de un transformador [18].....	33
Figura 9 Corriente de magnetización cuando el transformador es re-energizado en el instante de la onda de tensión que corresponde al flujo residual dentro del núcleo. [17] .....	34
Figura 10 Corriente de magnetización cuando el transformador es re-energizado en el instante cuando el flujo se encuentra en su valor máximo. [17].....	35
Figura 11 Tensión en el extremo receptor durante la energización de una línea de transmisión en vacío.....	36
Figura 12 Arreglos para maniobra de energización de línea de transmisión usando resistencias de preinserción [14]. .....	37
Figura 13 Detalle constructivo y conexiones internas de un banco de condensadores [19].....	45
Figura 14 Modelo equivalente de banco de condensadores en conexión estrella aislada y delta.....	46

Figura 15 Implementación y entrada de datos para modelo de banco de condensadores en ATP.....	47
Figura 16 Implementación y entrada de datos para modelo de interruptor controlado por tiempo en ATP.....	49
Figura 17 Implementación y entrada de datos para modelo de interruptor estadístico en ATP.....	50
Figura 18 Implementación y entrada de datos para modelo de línea de transmisión en ATP.....	52
Figura 19 Circuito equivalente del modelo “SATTRAFO” en ATP para representar transformador trifásico saturable de dos arrollamientos [20]. .....	53
Figura 20 Implementación y entrada de datos para modelo de transformador en ATP.....	54
Figura 21 Curvas típicas de saturación de transformadores [21].....	55
Figura 22 Circuito equivalente por fase del acople RL en paralelo para modelar la demanda de potencia activa y reactiva en salidas de las S/E Barrancas y Tucupita.....	57
Figura 23 Implementación y entrada de datos para modelo de carga en ATP.....	58
Figura 24 Implementación y entrada de datos para modelo de pararrayo en ATP.....	59
Figura 25 Modelo equivalente thevenin para representación de sistema externo.....	59
Figura 26 Implementación y entrada de datos para modelo de sistema externo (Fuente) en ATP.....	60
Figura 27 Tensión máxima permitida en banco de condensadores de acuerdo a duración del fenómeno de sobretensión transitoria.....	66
Figura 28 Especificaciones de valores de corriente en maniobras de bancos de condensadores para interruptores de potencia (Exterior) usados en GIS en tensiones máximas de servicio superiores a 123kV.....	67
Figura 29 Valores umbrales de operación (en p.u) de pararrayos tipo estación para sistemas de tensión nominal en 115kV y valor de aislamiento básico por maniobra (BSL) permitido para transformadores de potencia.....	68

Figura 30 Diagrama unifilar para cierre sincronizado de banco 15MVA <sub>r</sub> , sin compensación de 12MVA <sub>r</sub> en barra de 13,8kV S/E Tucupita . "Caso 1" .....	70
Figura 31 Tiempos de cierre ideal según mecanismo de sincronización del interruptor de maniobra del banco de 15MVA <sub>r</sub> en barra 115kV S/E Tucupita .....	71
Figura 32 Diagrama unifilar para cierre de banco de 12MVA <sub>r</sub> , sin compensación de 15MVA <sub>r</sub> en barra de 115kV S/E Tucupita. "Caso 2" .....	77
Figura 33 Diagrama unifilar para cierre de banco de 12MVA <sub>r</sub> , con compensación de 15MVA <sub>r</sub> en barra de 115kV S/E Tucupita. "Caso 3" .....	82
Figura 34 Diagrama Unifilar Cierre Sincronizado de Banco 15MVA <sub>r</sub> , con compensación de 12MVA <sub>r</sub> en barra de 13,8kV. "Caso 4" .....	86
Figura 35 Diagrama unifilar energización del transformador TP1 (115/13,8kV) en la S/E Barrancas .....	102
Figura 36 Diagrama unifilar energización del transformador TP1 (115/13,8kV) en la S/E Tucupita.....	106
Figura 37 Diagrama unifilar energización del transformador TP3 (115/34,5kV) en la S/E Tucupita.....	109
Figura 38 Diagrama unifilar para energización de línea Palital-Barrancas en 115kV.Caso 1 .....	114
Figura 39 Diagrama unifilar para energización de línea Palital-Barrancas en 115kV.Caso 2.....	119
Figura 40 Diagrama unifilar para energización de línea Barrancas-Tucupita en 115kV.Caso 3.....	123
Figura 41 Diagrama unifilar para energización de línea Palital-Barrancas en 115kV .Caso 4.....	128

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfica 1 Distribución de probabilidad acumulada de la sobretensión máxima fase-tierra en barra de 115kV S/E Tucupita para cierre sincronizado del banco de 15MVar, sin compensación de 12MVar .....	73
Gráfica 2 Formas de onda de corriente de energización, para el caso de conexión de acuerdo a la secuencia de sincronización del banco de 15MVar en barra de 115kV S/E Tucupita. Simulación ATP .....	76
Gráfica 3 Distribución de probabilidad acumulada de la sobretensión máxima fase-tierra en barra de 13,8kV S/E Tucupita para cierre del banco de 12MVar, sin compensación de 15MVar .....	79
Gráfica 4 Distribución de probabilidad acumulada de la sobretensión máxima fase-tierra en barra de 13,8kV S/E Tucupita para cierre del banco de 12MVar, con compensación de 15MVar .....	84
Gráfica 5 Distribución de probabilidad acumulada de la sobretensión máxima fase-tierra en barra de 115kV S/E Tucupita para cierre sincronizado del banco de 15MVar, con compensación de 12MVar .....	88
Gráfica 6 Comparación de valores máximos de tensiones fase-tierra en barras del sistema para estudio de energización de banco de condensadores. Simulación ATP .....	90
Gráfica 7 Comparación de valores máximos de tensiones fase-tierra en barras del sistema para estudio de energización de banco de condensadores. Simulación DIgSILENT .....	91
Gráfica 8 Comparación de valores máximos de corriente en bancos de compensación para estudio de energización de banco de condensadores. Simulación ATP.....	92



Gráfica 9 Comparación de valores máximos de corriente en bancos de compensación para estudio de energización de banco de condensadores. Simulación DIgSILENT.....	92
Gráfica 10 Comparación de tensiones fase-neutro en barras del sistema para estudio de desenergización de banco de condensadores y ocurrencia de un reencendido. Simulación ATP.....	99
Gráfica 11 Comparación de tensiones fase-neutro en barras del sistema para estudio de desenergización de banco de condensadores y ocurrencia de un reencendido. Simulación DIgSILENT .....	100
Gráfica 12 Distribución de probabilidad acumulada de la sobretensión máxima fase-tierra en barra de 115kV S/E Barrancas para energización del transformador TP1 115/13,8kV en la S/E Barrancas .....	105
Gráfica 13 Distribución de probabilidad acumulada de la sobretensión máxima fase-tierra en barra de 115kV S/E Tucupita para energización del transformador TP1 115/13,8kV en la S/E Tucupita.....	108
Gráfica 14 Distribución de probabilidad acumulada de la sobretensión máxima fase-tierra en barra de 115kV S/E Tucupita para energización del transformador TP3 115/34,5kV en la S/E Tucupita.....	112
Gráfica 15 Distribución de probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra en el barra de 115kV S/E Barrancas para energización de línea Palital-Barrancas, con S/E Barrancas sin carga y con tensión .....	117
Gráfica 16 Distribución de probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra en el barra de 115kV S/E Barrancas para energización de línea Palital-Barrancas, con S/E Barrancas aislada y sin carga.....	121
Gráfica 17 Distribución de probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra en el barra de 115kV S/E Tucupita para energización de línea Barrancas-Tucupita, con S/E Tucupita sin carga y con tensión .....	125
Gráfica 18 Distribución de probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra en el barra de 115kV S/E Barrancas para energización de línea Palital-Barrancas, con S/E Barrancas aislada y sin carga.....	130

Gráfica 19 Comparación de Tensiones Fase-Neutro en barras del sistema para estudio de Energización de Líneas de Transmisión. Simulación ATP.....	132
Gráfica 20 Comparación de Tensiones Fase-Neutro en barras del sistema para estudio de Energización de Líneas de Transmisión. Simulación DIgSILENT .....	132

## LISTA DE ACRÓNIMOS Y SIGLAS

- AC:** Altern Current (Corriente Alterna)
- AT:** Alta Tensión
- ATP:** Alternative Transient Program
- ANSI:** American National Standard Institute
- BIL:** Basic Lightning Impulse Insulation Level
- BSL:** Basic Switching Impulse Insulation Level
- CADAFE:** Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico.
- CC:** Corriente Continua
- CIGRE:** Conseil International Des Grands Réseaux Électriques.
- EMT:** Electromagnetic Transient
- IEEE:** Institute of Electrical and Electronics Engineers
- IEC:** International Electrotechnical Commission
- MCOV:** Maximum Continuous Operating Voltage
- MT:** Media Tensión
- ONAN:** Oil Natural Air Natural
- ONAF:** Oil Natural Air Forced
- S/E:** Subestación
- SCADA:** Supervisory Control and Data Acquisition
- SEMDA:** Sistema Eléctrico de Monagas y Delta Amacuro
- TNA:** Transient Network Analyzer
- TTR:** Tensión Transitoria de Reestablecimiento

## LISTA DE ABREVIATURAS

- C:** Capacitancia
- Hz:** Unidad de frecuencia eléctrica (ciclos/s)
- I<sub>B</sub>:** Corriente Base
- I<sub>k''</sub>:** Valor de corriente de cortocircuito simétrica inicial (rms)
- I<sub>p</sub>:** Valor pico de la corriente de cortocircuito
- I<sub>n</sub>:** Valor de corriente nominal (rms)
- k:** Factor de cálculo de la corriente pico de cortocircuito
- kV:** Unidad de Tensión Eléctrica (kiloVoltio)
- kA:** Unidad de Corriente Eléctrica (kiloAmpere)
- L:** Inductancia (H)
- MVA:** Unidad de Potencia Aparente (Mega Voltio-Ampere)
- MW:** Unidad de Potencia Activa (Megavatio)
- MVar:** Unidad de Potencia Reactiva (Mega Voltio-Ampere reactivo)
- P:** Potencia Activa
- Q:** Potencia Reactiva
- R:** Resistencia
- S:** Potencia Aparente
- S<sub>cc 3Ø</sub>:** Potencia aparente de cortocircuito trifásico
- S<sub>B</sub>:** Potencia Base
- Taps:** Cambiador de tomas del Transformador
- V<sub>B</sub>:** Tensión Base
- VLL:** Valor rms de tensión nominal Línea-Línea
- Z<sub>cc</sub>:** Impedancia de cortocircuito

## INTRODUCCIÓN

Actualmente la evolución continua de los sistemas eléctricos de potencia a fines de satisfacer el aumento de la demanda de energía eléctrica, en concordancia con el cumplimiento de requerimientos técnicos que brinden una adecuada calidad de servicio, hace necesario que en las subestaciones eléctricas existan elementos como: bancos de condensadores a fin de mantener los niveles de tensión dentro de los márgenes previstos de servicio y por otra parte, transformadores de potencia que realicen el adecuamiento del parámetro de tensión eléctrica para alimentar de forma apropiada las cargas y satisfacer en todo momento la demanda de energía eléctrica.

Es por ello que la energización de dichos elementos se considera una maniobra comúnmente realizada dentro de las subestaciones eléctricas y que trae como consecuencia desde el punto de vista del fenómeno transitorio, la introducción de perturbaciones debido a cambios bruscos provocados en la configuración de la red eléctrica en estado estacionario, que pudieran producir en algunos puntos de ésta específicamente en las líneas de transmisión de 115kV tensiones instantáneas mayores que el valor de cresta de la tensión máxima del equipamiento prevista.

De acuerdo a lo mencionado en el presente trabajo de grado se desarrollará un estudio para determinar las sobretensiones por maniobra debido a: energización de bancos de condensadores, energización de transformadores y adicionalmente de líneas de transmisión al nivel de subestaciones en 115kV, al verificar el correcto diseño de la red eléctrica, es decir, que las sobretensiones sobre los diversos elementos involucrados en ésta no excedan los niveles de aislamiento de maniobra admisibles por los mismos y en caso de suceder adoptar las medidas correctivas necesarias realizando los cambios en la instalación existente de dicha red eléctrica a fin de evitar eventuales fallas que comprometan la continuidad del suministro

eléctrico. Para tal fin es adecuado el uso de herramientas computacionales aptas para la simulación de fenómenos transitorios. Se plantea por lo tanto enfocar dicho estudio mediante el uso de las herramientas: Alternative Transients Program (ATP) y DIgSILENT Power Factory.

La justificación del presente trabajo de grado consta en primera instancia de realizar un estudio dirigido hacia la simulación, determinación y análisis de las sobretensiones producidas por maniobra a lo largo de una línea de transmisión de 115kV con la finalidad de establecer en función de dicho estudio, el cumplimiento de las especificaciones de los elementos de las cadenas de aislamiento; los cuales son de vital importancia en el cumplimiento de los niveles básicos de aislamiento de todo nuevo proyecto de diseño o modificación de una red existente en un sistema de transmisión de energía eléctrica.

En segunda instancia se busca realizar a través del estudio planteado una comparación entre el programa de simulación de análisis de transitorios conocido como “ATP” y el módulo de transitorios electromagnéticos (EMT) incluido en el programa “DIgSILENT Power Factory”, a fin de evaluar la utilidad del módulo y sus posibles ventajas que tendría al ser aplicado en el estudio de fenómenos transitorios dentro de un sistema eléctrico de potencia.

El objetivo general del presente trabajo de grado será determinar los valores de sobretensiones en líneas de 115kV debido a perturbaciones de maniobra, que incluyen apertura y cierre de bancos de condensadores y energización de transformadores al nivel de las subestaciones de 115kV.

A continuación se mencionan los objetivos específicos a considerar en el presente trabajo de grado:

- Realizar la modelación de los equipos de potencia existentes a lo largo de la red de la línea de transmisión en 115kV mediante los programas de simulación ATP y DIgSILENT Power Factory.
- Realizar la simulación en régimen transitorio por medio de los programas ATP y DIgSILENT Power Factory de las sobretensiones por maniobra originadas en los casos de apertura y cierre de bancos de condensadores, energización de transformadores y líneas de transmisión al nivel de las subestaciones de 115kV sobre el sistema eléctrico de potencia en estudio.
- Evaluar los elementos de las cadenas de aisladores en la línea de transmisión en 115kV tomando en cuenta diversas referencias y determinar de ser necesario los requerimientos de aislamiento adecuados de los mismos en la red del sistema de transmisión estudiado.
- Comparar de acuerdo al estudio de sobretensiones por maniobra a realizar, las diversas características y ventajas que ofrecería el uso del módulo (EMT) del programa “DIgSILENT Power Factory” respecto al programa “ATP” en el estudio de fenómenos transitorios en un sistema eléctrico de potencia.
- Elaborar un instructivo orientado al uso del módulo (EMT) del programa “DIgSILENT Power Factory” en el estudio de fenómenos transitorios en un sistema eléctrico de potencia.

El presente trabajo de grado consta de cuatro capítulos. El capítulo I conformado por la descripción general del sistema eléctrico de potencia a tener en cuenta para la realización del estudio planteado. El capítulo II en el cual se describen los aspectos teóricos y generalidades acerca del estudio de fenómenos de transitorios electromagnéticos por maniobra. El capítulo III conformado por los aspectos metodológicos de estudio en el proceso de simulación de energización de bancos de condensadores, transformadores y líneas de transmisión al nivel de subestaciones de 115kV y el capítulo IV donde se presentan los resultados, análisis de los mismos y la validación del presente estudio. En los anexos se presenta además un instructivo que reseña de forma básica la metodología de uso del módulo (EMT) contenida dentro del programa “DIgSILENT Power Factory” como herramienta para el estudio y simulación de fenómenos transitorios en un sistema eléctrico de potencia.

Por último es importante resaltar que a lo largo del desarrollo del estudio de sobretensiones por maniobra específicamente en el análisis de las mismas, se determina y verifica que las solicitaciones encontradas sobre el sistema de transmisión en 115kV no son determinantes a fin de evaluar las especificaciones de los elementos de cadenas de aislamiento en las líneas de transmisión presentes dentro del sistema eléctrico de potencia bajo estudio.



# **CAPÍTULO I**

## **DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA EN ESTUDIO**

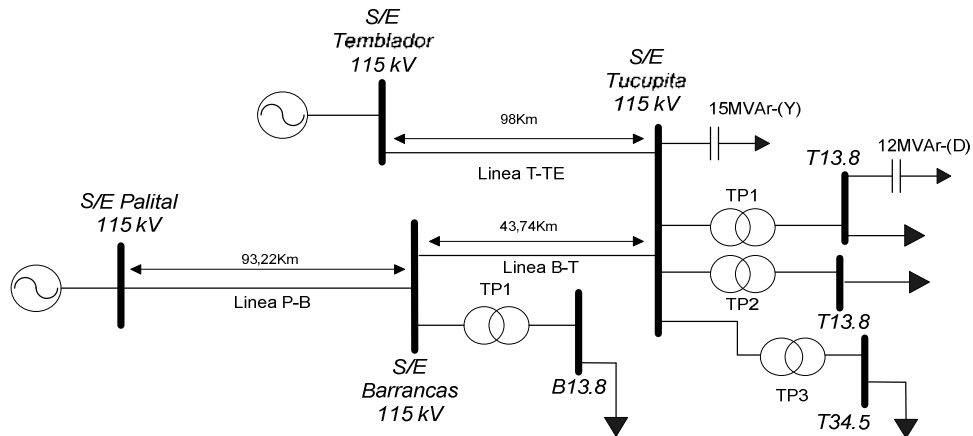
### **1.1 Descripción del sistema eléctrico de potencia en estudio**

La deficiencia del servicio eléctrico en el estado Delta Amacuro responde a un acelerado crecimiento poblacional, debido a que la demanda actual la cual se encuentra ubicada en un estimado de 60 MVA aumento en un 30% y la línea de transmisión de 115kV que en la actualidad alimenta dicha demanda, sólo puede transmitir un total de potencia de 50 MVA.

Entre las obras que actualmente se ejecutan para revertir la situación eléctrica del estado, se encuentran la construcción de la línea de transmisión doble terna en 115kV (Palital-Barrancas-Tucupita). Una vez concluida y de la mano con la ejecución en el área de distribución, ésta línea de transmisión permitirá mejorar en un 100% el problema eléctrico de la ciudad de Tucupita (Edo. Delta Amacuro).

De la misma forma también se ejecuta la ampliación de la S/E Tucupita de (2 x 36 MVA), la construcción del pósito de salida en la S/E Palital y la ampliación de la S/E Barrancas esperando con ello duplicar la capacidad actual de energía eléctrica.

En función de lo mencionado anteriormente y a fin de enfocar adecuadamente el estudio de sobretensiones por maniobra, se describe a continuación el sistema eléctrico de potencia en estudio mostrado en la figura 1 :



**Figura 1 Diagrama unifilar del sistema eléctrico de potencia en estudio**

En primera instancia se definirá como nodo de referencia en el flujo de potencia hacia el resto del sistema la subestación eléctrica identificada como (S/E Palital) cuya topología se puede ver en detalle en el anexo 9 , la cual es alimentada en un nivel de tensión 400/115 kV y a fin de precisar el área de interés del sistema eléctrico en estudio será representada mediante un sistema externo de acuerdo a los valores existentes de cortocircuito en el nivel tensión de 115 kV de dicha S/E.

Seguidamente se tiene que en la barra principal en el nivel de 115kV de la (S/E Palital) sale una línea de transmisión doble terna de una longitud aproximada de 93km, hacia el nivel de 115kV de la subestación identificada como (S/E Barrancas).

La S/E Barrancas presta servicio actualmente en niveles de tensión de 115kV / 13,8kV cuyo detalle de topología se muestra en anexo 9, en la misma se encuentra un transformador de potencia de 30/36MVA identificado como (TP1) el cual en su nivel de baja tensión en 13,8kV se encuentra una barra identificada como (B13.8) de

la cual se conectan las salidas de líneas que alimentaran las cargas en dicho nivel de tensión.

Posteriormente de la barra principal en el nivel de 115kV de la S/E Barrancas sale una línea de transmisión doble terna de una longitud aproximada de 45km hacia el nivel de 115kV de la subestación identificada como (S/E Tucupita).

En la S/E Tucupita se encuentra en primer lugar tal como se muestra en el detalle de la topología de dicha S/E, dos transformadores de potencia de 30/36 MVA identificados como (TP1) y (TP2) según se muestra en el anexo 10, los cuales realizan la transformación de tensión al nivel de distribución de las celdas existentes en 13,8kV. En dichas celdas se encuentra la barra identificada como (T13.8) en la que se conectan las salidas de las líneas de distribución que alimentaran los puntos de carga.

Asimismo como se mencionó, la ampliación de la (S/E Tucupita) que se puede observar en el detalle de la topología de la misma según anexo 11 comprende la instalación de un transformador de potencia 30/36 MVA identificado como (TP3), que realizará la transformación al nivel de distribución de las celdas nuevas en 34,5kV. En estas nuevas celdas se encuentra la barra a este nivel de tensión, identificada como (T34.5) que se conectarán las salidas de las líneas de distribución que alimentaran los puntos futuros de carga.

En segundo lugar dentro de la S/E Tucupita se encuentran los bancos de condensadores que realizarán la futura compensación reactiva en ambos niveles de tensión, es decir, 115kV y 13,8kV. La ubicación dentro de la subestación se define de la siguiente forma: un banco de capacidad 15MVAr conectado en estrella aislada mediante un interruptor con cierre sincronizado a la barra principal de 115kV y un banco fijo de 12MVAr cuya condición de operación es normalmente cerrado conectado en delta mediante un interruptor en la barra principal de 13,8kV.

Por último y para complementar el sistema eléctrico de potencia en estudio se incluirá en el nivel de 115kV de la S/E Tucupita la salida de una línea de transmisión de longitud de 98km (compuesta de dos tramos de 56km y 42km) hacia el nivel de 115kV de la subestación identificada como (S/E Temblador). Dicha subestación que opera actualmente en los niveles de 115/13,8kV será representada mediante un sistema externo de acuerdo a los valores de cortocircuito existentes en el nivel de 115kV de la misma.

### 1.1.1 Elementos relacionados al sistema en estudio

#### 1.1.1.1 Subestaciones (sistema externo)

A continuación se describe en la tabla 1, los valores de impedancias asociadas al sistema externo para las S/E Palital y Temblador al nivel de 115kV, cuyo cálculo basado en la norma IEC 60909 [1] se describe en la memoria de cálculo presentada en el anexo 1, a partir de los datos suministrados por CADAFE del estudio de cortocircuito del sistema oriental de acuerdo al anexo 4.

**Tabla 1 Impedancias asociadas al sistema externo**

<b>BARRA</b>	$S_{cc3\phi}$ (MVA)	$I_{k''}$ (kA)	$I_p$ (kA)	$Z_{cc}$ ( $\Omega$ )	$V_{LL}$ (kV)	$k$	$x/r$	$r/x$	$r$ ( $\Omega$ )	$x$ ( $\Omega$ )
<i>S/E Palital</i>	5892,6	29,58	80,140	2,244	115	1,916	33,369	0,03	0,067	2,243
<i>S/E Temblador</i>	1588,9	7,98	21,61	8,323	115	1,934	33,369	0,03	0,249	8,320

### 1.1.1.2 Líneas de transmisión

En la tabla 2 se señalan las características generales de las líneas de transmisión presentes en el sistema eléctrico de potencia bajo estudio. La información mostrada en la misma está basada en referencia a la ruta, especificaciones del tipo de conductor de potencia y cable de guarda de las distintas líneas y disposición geométrica de los conductores en las torres, tal como se puede observar en detalle en los anexos 2,4,7 y 8 respectivamente.

**Tabla 2 Características generales de líneas de transmisión**

<b>RUTA</b>	<b>Tensión nominal (kV)</b>	<b>Longitud (km)</b>	<b>Nº Ternas</b>	<b>Nº Conductores de fase</b>	<b>Nº Cables de guarda</b>	<b>Tipo de conductor de potencia</b>
<i>Palital-Barrancas</i>	115	93,22	2	6	2	ACAR 500 18/19
<i>Barrancas-Tucupita</i>	115	47,34	2	6	2	ACAR 500 18/19
<i>Temblador-Tucupita (TRAMO 1)</i>	115	42	1	3	1	AAAC 4/0 (19 hilos)
<i>Temblador-Tucupita (TRAMO 2)</i>	115	56	1	3	1	AAAC 350 MCM (37 hilos)

### 1.1.1.3 Transformadores de potencia

En la tabla 3 se describen las características técnicas de los transformadores de potencia de acuerdo a la documentación suministrada por CADAPE de acuerdo al anexo 3 de los reportes de prueba de los mismos en relación al tipo de conexión y tensión nominal en ambos devanados, grupo vectorial, así como capacidad según tipo de ventilación ONAN/ONAF. La ubicación e identificación de cada transformador se especificó usando el detalle de las topologías de las S/E Barrancas y Tucupita que se muestran en los anexos 9,10 y 11.

Además se presenta al final de la tabla 3 los valores de resistencia de pérdidas en los arrollados ( $R_1, R_2$ ), reactancias de dispersión ( $X_1, X_2$ ) y

magnetización ( $R_m$ ) del modelo equivalente del transformador usado particularmente para la simulación en el programa ATP (ver figura 19 pág. 52). El procedimiento de cálculo de dichos parámetros se describe en la memoria de cálculo presentada en el anexo 1.

**Tabla 3 Características técnicas de transformadores**

<b>UBICACIÓN</b>	<i>S/E Barrancas (TP1)</i>	<i>S/E Tucupita (TP1)</i>	<i>S/E Tucupita (TP2)</i>	<i>S/E Tucupita (TP3)</i>
<b>Nº Equipos</b>	1	1	1	1
<b>Tipo de conexión</b>	Yy0	Yy0	Yy0	Yy0
<b>Capacidad ONAN/ONAF (MVA)</b>	30/36	30/36	30/36	30/36
<b>Tensión nominal Lado baja (kV)</b>	13,8	13,8	13,8	34,5
<b>Tensión nominal Lado alta (kV)</b>	115	115	115	115
<b>R1 (<math>\Omega</math>)</b>	0,6521	0,6521	0,6572	0,6572
<b>R2 (<math>\Omega</math>)</b>	0,00939	0,009389	0,009464	0,009464
<b>X1 (<math>\Omega</math>)</b>	21,647	21,647	21,958	21,958
<b>X2 (<math>\Omega</math>)</b>	0,312	0,312	0,316	0,316
<b>Rm (<math>\Omega</math>)</b>	10890,3	10890,3	10930,4	10930,4

#### **1.1.1.4 Cargas y bancos de condensadores**

En la tabla 4 se describen las características generales de las cargas presentes en las S/E Barrancas y Tucupita de acuerdo a la documentación suministrada por SEMDA de acuerdo al anexo 4, que detalla los pronósticos de demanda máxima no coincidente en MW por año para las diferentes S/E del sistema oriental. Para efectos del presente estudio y considerando la fecha estimada de entrada en servicio del sistema de transmisión Palital-Barrancas-Tucupita se tomará los datos de demanda del año 2008.

El procedimiento de cálculo de los valores obtenidos de resistencia y reactancia por fase (R,X) del modelo equivalente de carga (ver figura 22 pág.56) tomando en cuenta la repartición de carga específicamente para las salidas en 13,8kV y 34,5kV de la S/E Tucupita, se describe en la memoria de cálculo presentada en el anexo 1.

**Tabla 4 Características generales de cargas presentes en las S/E Tucupita y Barrancas**

S/E	BARRA (Transformador)				Valores por fase		
		S(MVA)	P(MW)	Q(MVAr)	R( $\Omega$ )	X( $\Omega$ )	L(mH)
Tucupita	13,8kV (TP1)	12,027	5,825	15,834	32,694	86,723	12,027
Tucupita	13,8kV (TP2)	12,027	5,825	15,834	32,694	86,723	12,027
Barrancas	13,8kV (TP1)	8,73	4,228	21,814	45,041	119,475	8,73
Tucupita	34,5kV (TP3)	16,008	7,753	74,353	153,521	407,226	16,008

En la tabla 5 se describen las características técnicas de los bancos de condensadores dentro de la S/E Tucupita de acuerdo a información suministrada en reuniones con personal de CADAPE. El procedimiento de cálculo del valor de corriente nominal de operación de cada banco ( $I_n$ ) se describe en la memoria de cálculo presentada en el anexo 1.

**Tabla 5 Características técnicas de bancos de condensadores**

UBICACIÓN	Q(MVAr)	VLL(kV)	Conexión	$I_n$ (A)
S/E Tucupita (Barra 115kV)	15	115	Y	75,31
S/E Tucupita (Barra 13,8kV)	12	13,8	$\Delta$	502,04

### 1.1.1.5 Interruptores de potencia

En la tabla 6 se describen las características técnicas de los interruptores empleados en las diferentes maniobras en bancos de condensadores, transformadores y líneas de transmisión a realizar sobre la red estudio (figura 1, ver pág. 6) de acuerdo a la información suministrada por CADAFE y presentada en detalle en los anexos 5 y 6. Cabe destacar que la conexión del banco de 12MVAr se realiza a través de cuchillas y de forma manual y por lo tanto a efectos de realizar la simulación y modelar la conexión de este banco se usarán las características del interruptor no sincronizado 3AP1FG.

**Tabla 6 Características técnicas de interruptores de potencia**

<b>Equipo a maniobrar</b>	<b>Interruptor (Fabricante) Modelo</b>	<b>Tipo de montaje</b>	<b>Corriente nominal (A)</b>	<b>Tensión nominal (kV)</b>	<b>Tiempo mínimo de apertura (ms)</b>	<b>Tiempo total de cierre (ms)</b>
Banco 15MVAr	(AEG) S1-145F/Syn	Exterior	3150	115	35	80
Línea Palital-Barrancas	(SIEMENS) 3AP1FG	Exterior	3150	115	35	55
Línea Barrancas-Tucupita						
Transformadores en S/E Barrancas y Tucupita						



## **CAPÍTULO II**

### **GENERALIDADES Y ASPECTOS TEÓRICOS**

#### **2.1 Sobretensiones por maniobra**

Durante el proceso transitorio provocado por cambios bruscos de la configuración de una red eléctrica que se encuentra en estado estacionario, pueden aparecer en algunos puntos de la misma, tensiones instantáneas mayores que el valor de cresta de la tensión máxima del equipamiento o de servicio prevista. A estas sobretensiones, que aparecen en general al iniciarse el proceso transitorio, es decir, inmediatamente después de producido el cambio en la configuración de la red, se la puede clasificar dentro de la categoría de sobretensiones de maniobra.

Debido a que el comportamiento de los aislamientos frente a una sobretensión depende tanto de la magnitud máxima que ésta alcanza como también de la duración o forma de variación en el tiempo (forma de onda de la sobretensión), se suele clasificar a las sobretensiones por el rango de frecuencias dominantes y el origen típico de los transitorios asociados a éstas.

##### **2.1.1 Espectro de frecuencias en redes eléctricas de potencia**

El margen que existe entre los dos extremos del espectro de frecuencias que pueden aparecer en fenómenos transitorios originados en redes de potencia es tan grande que el desarrollo de un único modelo para cualquier componente que sea válido en todo el espectro es prácticamente imposible. Este inconveniente se ha resuelto dividiendo el espectro en grupos de frecuencias, para cada uno de los cuales

se aconseja un modelo distinto. La tabla 7 muestra la clasificación de frecuencias propuesta por el Comité de Estudios 33 de la CIGRE. El documento elaborado por este comité de estudios propone un modelo para los principales componentes de una red de potencia adecuado para cada grupo de frecuencias [2]. Se puede comprobar que existe solapamiento entre grupos de frecuencias y que el rango de frecuencias es relativamente amplio en ciertos grupos.

**Tabla 7 Clasificación de sobretensiones por rangos de frecuencia, propuesto por el grupo de trabajo del CIGRE 33-02**

Grupo	Rango de Frecuencias	Descripción / Tipo de Onda	Representatividad
I	0,1 – 3 kHz	Oscilaciones de baja Frecuencia	Sobretensiones Temporarias
II	50/60 Hz – 20 kHz	Impulsos de frente lento	Sobretensiones de Maniobra
III	10 kHz – 3 MHz	Impulsos de frente rápido	Sobretensiones Atmosféricas
IV	100kHz – 50 MHz	Impulsos de frente muy rápido	Sobretensiones por Reencendidos

Es muy importante tener una idea a priori del rango de frecuencias que puede aparecer en un caso particular del proceso transitorio. Afortunadamente, los parámetros que caracterizan el circuito equivalente de cualquier componente varían dentro de márgenes pequeños y las frecuencias que aparecen en cualquier proceso transitorio pueden ser acotadas con alguna precisión [3]. La figura 2 muestra la relación entre el tipo de sobretensión y los valores pico (en p.u) que se pueden alcanzar [4].

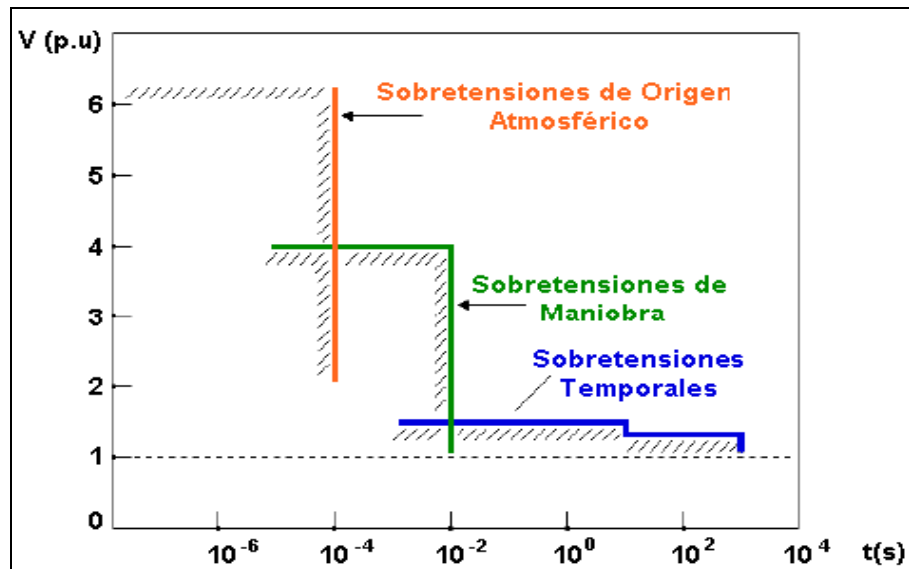
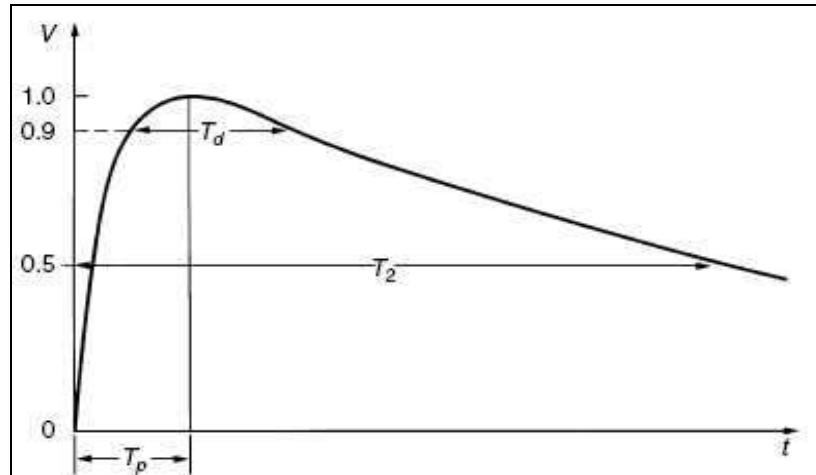


Figura 2 Relación entre el tipo de sobretensión y su valor máximo. [5]

En particular, las sobretensiones de maniobra duran algunos milisegundos, con oscilaciones fuertemente amortiguadas y que presentan variaciones notables de tensión de acuerdo a su caracterización por un frente de onda lento en tiempos del orden de decenas a miles de microsegundos. Además, este tipo de sobretensiones pueden aparecer entre fases o entre fase-tierra y el cambio de configuración de la red o “maniobra” que las origina puede en realidad deberse a causas diversas. Los parámetros que determinan o influyen sobre la naturaleza de un proceso transitorio que da lugar a la aparición de las sobretensiones de maniobra son numerosos y sus relaciones muy complejas, pero se pueden distinguir dos clases de parámetros:

- Los que caracterizan el circuito y sus componentes, antes y después de la maniobra (cambio de configuración de la red eléctrica).
- Los que identifican el tipo, forma y momento de ejecución de la “maniobra” (es decir, características principalmente de equipos como interruptores que ocasionan el cambio de configuración de la red eléctrica).

A continuación se muestra en la figura 3 la onda de impulso de tensión del tipo maniobra caracterizada por una forma de onda de frente lento.



**Figura 3** Forma de onda de los impulsos de tensión del tipo maniobra, normalizada según la norma IEC 71-1. [6]

$T_p$  = tiempo a la cresta =  $250\mu\text{s} \pm 20\%$

$T_2$  = tiempo de cola =  $2500\mu\text{s} \pm 60\%$

$T_d$  = tiempo de cresta por sobre el 90%

Las sobretensiones de maniobra más comunes suelen ser originadas por [7]:

- Energización de líneas de transmisión, con línea abierta en el extremo lejano o terminado en un transformador sin carga o en reactor.
- Reenergización de líneas de transmisión, con carga atrapada en la línea de interrupción previa.
- Aparición y despeje de fallas.

- Maniobra de circuitos capacitivos.
- Maniobra de circuitos inductivos (Energización de transformadores sin carga, con carga secundaria de reactores shunt, maniobra de reactores de alta tensión).
- Desconexión brusca de carga al extremo de una línea de transmisión larga.

## **2.2 Estudio de sobretensiones por maniobra**

La magnitud máxima de una sobretensión fase-tierra, puede ser expresada en "por unidad" relacionándolo al valor máximo de tensión fase-tierra de referencia del sistema eléctrico de potencia bajo estudio. A menudo, se emplea el término "factor de sobretensión" para indicar la razón de la sobretensión observada al máximo del voltaje del sistema antes o después del fenómeno transitorio. Este voltaje puede diferir considerablemente del máximo valor de voltaje para el equipo, por ello el voltaje de referencia y las condiciones del caso deben ser claramente establecidas previamente en el estudio de sobretensiones por maniobra.

Resumidamente, un estudio de sobretensiones de maniobra tiene los siguientes objetivos:

- Determinar los requerimientos de aislamiento de líneas de transmisión y equipos en subestaciones eléctricas.

- Identificar el uso de resistencias de preinserción u otros equipos de limitación de sobretensiones y/o sobrecorrientes en aquellas maniobras que así lo requieran.
- Determinar las configuraciones, maniobras y/o procedimientos convenientes de operación del sistema eléctrico de potencia bajo estudio e identificar aquellas que deberían evitar realizarse en el mismo.

A fin de dar respuesta a los objetivos de un estudio de sobretensiones de maniobra, se deben obtener los siguientes resultados:

- Tensiones fase-tierra de la línea de transmisión maniobrada, para los siguientes lugares de interés:
  - Extremo emisor
  - Algún punto a lo largo de la línea maniobrada.
  - Extremo receptor
- Tensiones fase-tierra en barras y corrientes en interruptores aledaños a equipos de compensación reactiva.

## **2.3 Maniobra de bancos de condensadores**

### **2.3.1 Energización de bancos de condensadores**

El estudio de los transitorios producidos por la maniobra de bancos de condensadores tiene el objetivo final de verificar que las solicitaciones sobre los diversos elementos de la red involucrados no excedan a la admisible por los mismos, y en caso de suceder, adoptar las medidas correctivas necesarias. En referencia a las sobretensiones, las mismas no deben superar los niveles de aislamiento al impulso de maniobra del equipo.

#### **2.3.1.1 Transitorios debido a la energización de bancos de condensadores**

Los bancos de condensadores están instalados en casi todos los niveles de tensión para mejorar la regulación de tensión de los sistemas de transmisión. Por lo tanto la maniobra de energización de los bancos de condensadores, la cual se realiza de forma rutinaria en las subestaciones, da lugar a fenómenos transitorios de tensión y corriente. Es por ello que es de interés determinar la magnitud de las solicitaciones de tensión tanto en la subestación donde se energiza el banco, como así también en puntos remotos, debido a los fenómenos de propagación de las ondas de tensión los cuales pueden ocasionar sobretensiones de consideración en estos puntos.

En cuanto a los transitorios de corriente durante la energización son generalmente de consideración sólo cuando se energizan dos o más bancos en paralelo, pues para la energización del primer banco la corriente resulta suficientemente limitada por la impedancia del sistema bajo estudio.

### 2.3.1.2 Energización de un banco simple

Para un banco determinado, la amplitud y frecuencia de la corriente de conexión dependen principalmente de la potencia de cortocircuito en la barra donde se energiza el banco y pueden ser estimados mediante las ecuaciones (1) y (2) extraídas de la norma IEEE Std. 1036-1992 [8]. Estas ecuaciones proveen una aproximación analítica aceptable para la estimación de los transitorios de corriente esperados durante la energización de un banco de condensadores dentro de un sistema de potencia.

$$I_{pk} = \sqrt{2 \cdot I_{sc} \cdot I_n} \quad (1)$$

$$f = f_s \cdot \sqrt{\frac{I_{sc}}{I_n}} \quad (2)$$

**$I_{pk}$**  = Corriente cresta de energización del banco (A)

**$I_{sc}$**  = Corriente de cortocircuito simétrica inicial (A)

**$I_n$**  = Corriente nominal del banco (A)

**$f$**  = Frecuencia de la corriente de energización (Hz)

**$f_s$**  = Frecuencia de servicio de la red (Hz).

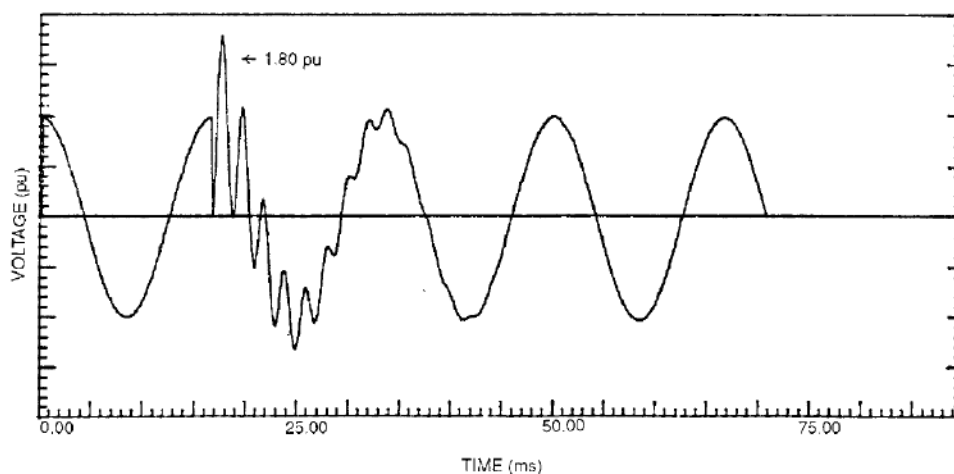
Generalmente la frecuencia de oscilación de la onda de corriente en el fenómeno transitorio durante la energización resulta en un rango comprendido entre 250Hz y 900 Hz [9].



En el caso de la energización de un banco simple, la amplitud y frecuencia de la onda de corriente durante la maniobra son normalmente limitadas por la impedancia del sistema y no representan en general una sollicitación de relevancia. Una excepción al punto anterior se da en el caso cuando el banco de condensadores se encuentra instalado en el devanado terciario de un transformador, ya que deberá analizarse los efectos electrodinámicos de la corriente de conexión en el arrollamiento.

En relación a la onda de tensión durante el fenómeno transitorio asumiendo que el banco de condensadores a conectar no tienen carga atrapada y dado que la tensión en bornes de los mismos no puede variar instantáneamente al momento de la energización, la tensión de la barra caerá abruptamente a cero en el primer instante e inmediatamente seguirá el proceso de carga de los condensadores desde el sistema mediante una oscilación de baja frecuencia, determinada de acuerdo con la ecuación (2) y como se muestra a continuación en la figura 4.

La abrupta caída de tensión a cero inicial se pudiera interpretar como la aplicación de un escalón de tensión de amplitud 1 p.u. que se propagará por las líneas de transmisión conectadas a la barra, presentando reflexiones en los puntos de discontinuidad y con ello generando sollicitaciones significativas en puntos remotos del sistema. Otro aspecto importante a destacar en la maniobra de energización es la posibilidad de una o más reigniciones de la corriente de *prearco* por el interruptor, dado que las sobretensiones de alta frecuencia producidas en estas circunstancias pueden representar una sollicitación severa para los arrollamientos de los transformadores de potencia dentro del sistema.



**Figura 4 Tensión fase-tierra durante la Energización de un banco simple de condensadores [8]**

### **2.3.1.3 Energización de bancos en paralelo**

Las sobretensiones en barra, que se producen por la conexión de un banco en paralelo con otros ya energizados, son menores que las originadas por la energización del primer banco. A su vez las sobretensiones en puntos remotos son por tanto menores. El aspecto más importante a considerar en esta maniobra es el relacionado con los valores de sobrecorrientes que se originan entre ambos bancos, debido a que el transitorio de descarga del banco(s) en servicio sobre el que se ha conectado, sólo queda limitado por la inductancia equivalente entre ambos circuitos.

Si la inductancia es la conformada solamente por las inductancias parásitas de los cables de conexión y/o barras se pueden producir elevadas sobrecorrientes y posibles daños al equipo. En caso de que se excedan los valores admisibles en algún equipo tal como el mismo banco, interruptor o equipos de medición, se deberán instalar inductancias limitadoras en serie con cada banco de condensadores, con el objetivo de limitar la corriente durante dicha la maniobra de energización denominada también (conexión back-to-back).

El cálculo de la inductancia limitadora se puede realizar en forma preliminar con el uso de la fórmula sugerida en la referencia [10], la cual asume que la energización es simétrica, es decir, las tres fases son energizadas en el mismo instante. Luego de realizar el cálculo de esta inductancia, puede verificarse mediante simulaciones numéricas los cálculos preliminares y ajustarse los valores de diseño si fuese necesario. Se debe destacar que en la realidad los tres polos del interruptor no cierran simultáneamente para energizar las tres fases y en tal caso las amplitudes de las corrientes pueden ser algo mayores que las calculadas con las fórmulas básicas.

En general, será necesario instalar una inductancia en serie en cada módulo del banco de capacitores en las siguientes situaciones: La corriente cresta de conexión por cualquiera de los bancos de capacitores involucrados, es mayor a 100 veces la corriente eficaz nominal del banco de capacitores según norma IEC 60871-1 [11], la corriente, frecuencia, y/o producto de corriente-frecuencia por el interruptor supera los límites establecidos por las normas de referencia (ANSI C37.06 [12] o IEC 62271 [13]).

A continuación y en relación al punto anterior se describen en la tabla 8 de forma comparativa de acuerdo a la norma usada como referencia, los valores límites que no deben ser sobrepasados en los interruptores de maniobra durante la energización de bancos en paralelo.

**Tabla 8 Límites de las normas IEC 62271 y ANSI C37.06 respecto de las corrientes capacitivas de interruptores en la energización y desenergización de bancos de condensadores.**

Norma	Tensión máxima de utilización (kV) rms	Desenergización	Energización (back to back)		
		Corriente de Interrupción rms (A)	Limite Producto Corriente-Frecuencia $\times 10^7$ (A/s)	Corriente cresta de energización (kA)	frecuencia (Hz)
ANSI C37.06	123-145	315	6,8	16	4250
	170-245	400	8,5	20	
	362-800	500	10,6	25	
IEC 62271	Cualquier nivel de tensión	400	8,5	20	4250

### 2.3.2 Desenergización de bancos de condensadores

La desenergización de un banco de condensadores dentro de un sistema eléctrico de potencia es una operación de interrupción de una corriente capacitiva, lo cual puede dar lugar a sobretensiones de frente lento. Esto debido fundamentalmente a que este tipo de corriente está defasada alrededor de  $90^\circ$  eléctricos con respecto a la tensión del banco de condensador. Por lo tanto, al momento en el que se interrumpe la corriente por su paso por cero, la tensión estará en su valor máximo, lo cual puede ocasionar incrementos o transitorios en la tensión que aparece entre los contactos del interruptor luego de haber sido interrumpida la corriente, por ejemplo luego de la ocurrencia de un reencendido como se observará posteriormente en la figura 5 (ver pág. 26). Esta tensión se denomina tensión transitoria de restablecimiento (TTR) del interruptor [14].

Al realizar la desconexión de un banco de condensadores dentro de un sistema eléctrico de potencia tal como se representa en el circuito capacitivo de la figura 5, en el instante ( $t_0$ ) la diferencia de potencial entre los contactos del interruptor de maniobra ( $V_D$ ) en dicho instante es prácticamente es nula, debido a que el banco una vez interrumpida la corriente ha quedado cargado a al valor de tensión máximo de la fuente (1 p.u) con lo cual se conserva la tensión previa a la apertura del mismo siendo ( $V_1=V_2$ ) tal como se observa en la figura 5. Dicha circunstancia permite que la desenergización sea una maniobra sea relativamente sencilla para cualquier equipo de desconexión en el primer paso de la onda de corriente por cero [15].

Sin embargo, luego de haberse efectuado la maniobra inicial de desconexión del banco ( $C_2$ ) en el instante ( $t_0$ ), se produce un evento en el cual la tensión de la fuente ( $V_1$ ) cambiará de polaridad produciendo un aumento de la tensión de restablecimiento ( $V_D$ ) hasta que medio ciclo después en el instante ( $t_1$ ) la tensión de la fuente alcance de nuevo su valor máximo y la tensión de restablecimiento tenga un valor de 2 p.u como se muestra en la figura 5 (ver pág. 26). En este punto del proceso, si entre los contactos del disyuntor no hay una rigidez dieléctrica suficiente se producirá el reencendido del arco.

Una vez que ha ocurrido la reignición, la corriente vuelve a ser interrumpida a su paso por cero en el instante ( $t_2$ ), dejando el banco de condensadores cargado a una tensión superior, de incluso 3 p.u . Una segunda reignición podría ocurrir cuando la tensión de restablecimiento alcance ( $V_D$ ) su nuevo valor máximo de hasta 4 p.u. Si nuevas reigniciones ocurren este proceso podría ser recurrente y la tensión ( $V_D$ ) podría ir incrementándose cada vez más hasta que la falla del aislamiento interrumpa dicho proceso.

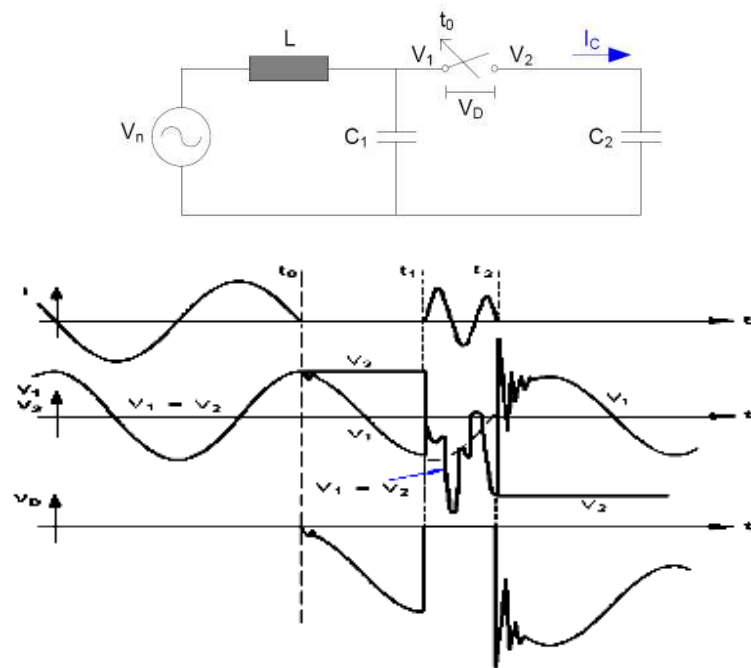


Figura 5 Circuito capacitivo. Formas de onda de tensión y corriente durante apertura de un banco de condensadores con la ocurrencia de un reencendido. [3]

### 2.3.2.1 Desconexión del banco de condensadores sin reencendidos

La desenergización del banco con un interruptor ideal sin reencendidos, no produce transitorios de tensión que sean de consideración para el aislamiento del sistema. Sin embargo, en un interruptor real no se garantiza una probabilidad nula de ocurrencia de reencendidos del arco, aún en aquellos destinados a la operación de un banco de condensadores. La norma IEC 60871-1[11] ha abandonado la clasificación “libre de reencendidos” para un interruptor considerando en el mejor de los casos que el interruptor tiene muy baja probabilidad de reencendido, pero no nula. [9]

### **2.3.2.2 Desconexión del banco de condensadores con reencendidos**

Dado que la operación de los bancos de condensadores se realiza de forma rutinaria en las subestaciones, no es conveniente descartar la posibilidad de ocurrencia del reencendido del arco por el interruptor luego de la interrupción de la corriente por el banco. La desconexión de un banco de condensadores con neutro aislado produce tensiones de restablecimiento entre contactos del interruptor mayores que si el neutro estuviera conectado a tierra, aumentando la probabilidad de reencendidos en el interruptor.

Una forma de evitar los reencendidos es utilizando un interruptor con apertura controlada, es decir, haciendo que el instante de interrupción de la corriente esté lo suficientemente alejado del instante de separación mecánica de los contactos, con lo cual la separación entre los mismos será suficiente como para evitar la ocurrencia de un reencendido. El estudio de las sobretensiones producidas por el reencendido del arco durante la apertura es en general determinístico, es decir, se asume que esto ocurre cuando es máxima la tensión entre contactos del interruptor [9].

## 2.4 Maniobra de transformadores

### 2.4.1 Corriente de magnetización y de energización "Inrush"

Con excitación normal la corriente de magnetización de un transformador está entre 0,1 y 5 % de su corriente nominal [16]. Debido al efecto de saturación del núcleo magnético, la corriente no es perfectamente senoidal, especialmente cuando aparecen sobretensiones temporarias, durante la energización de un transformador. El núcleo del mismo trabaja en un ciclo de histéresis, es decir, una relación flujo magnético-corriente, como la mostrada (en color azul) en la figura 6.

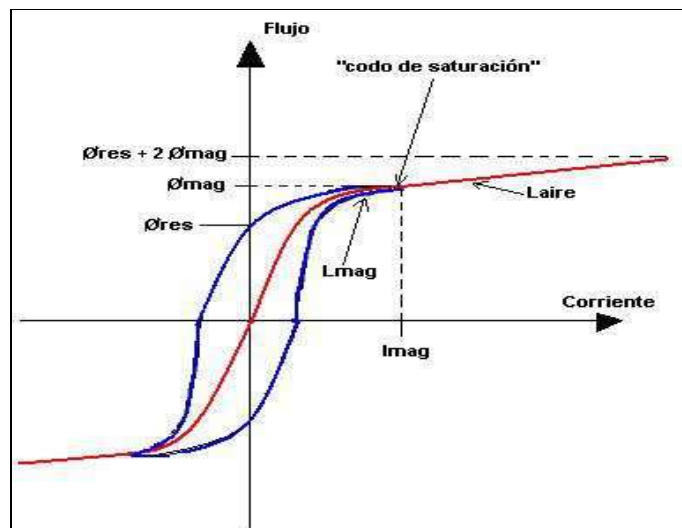


Figura 6 Ciclo de histéresis y curva típica de magnetización de un transformador

También se muestra (en color rojo) la curva de magnetización correspondiente, que corresponde al lugar geométrico de los vértices de los ciclos de histéresis para distintas amplitudes. El flujo  $\Phi_{mag}$  y la corriente  $I_{mag}$  representan los valores pico en condiciones nominales. En la curva de magnetización se diferencian dos regiones: un tramo lineal hasta el "codo de saturación", donde el material magnético del núcleo trabaja normalmente, seguido por otro a partir de dicho codo donde el núcleo trabaja en forma saturada. La pendiente  $\Phi_{mag}/I_{mag}$  es



aproximadamente la inductancia de magnetización  $L_{mag}$ , que se puede estimar del ensayo de vacío del transformador. La pendiente final del tramo correspondiente a la región de saturación es denominada inductancia de "núcleo de aire"  $L_{aire}$ , denominada así por ser la inductancia de magnetización que existiría si el núcleo magnético se constituyera de aire.

Cuando el transformador se desenergiza, queda en el núcleo magnético un flujo residual ( $\Phi_{res}$ ). Suponiendo ahora una energización del transformador, se tendrá que el impulso más severo se dará en el instante en el que la onda de tensión pase por cero y en donde la polaridad del voltaje es tal que el flujo aumente en la dirección del flujo residual. Para estas condiciones, el voltaje aplicado es:

$$e = \sqrt{2}E \text{sen } \omega t = d\lambda/dt = N d\phi/dt + \phi(t) \quad (3)$$

Y con la finalidad de hallar el valor del flujo magnético considerando la condición inicial del mismo previa a la energización en  $t = 0$ , se obtendrá integrando la ecuación (3) que:

$$\phi = \frac{\sqrt{2}E}{N} \int_0^t \text{sen } \omega t \, dt + \phi(0)$$

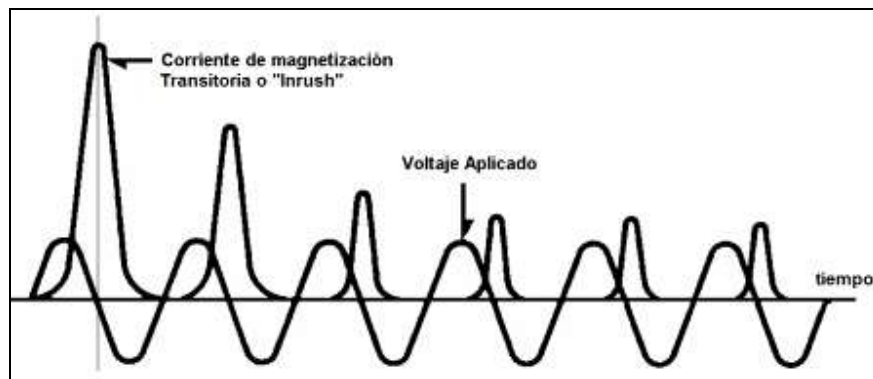
donde  $\phi(0) = \phi_{res}$ , el flujo residual. Por lo tanto:

$$\begin{aligned} \phi &= \frac{\sqrt{2}E}{\omega N} (1 - \cos \omega t) + \phi_{res} \\ \phi &= -\phi_{max} \cos \omega t + \phi_{max} + \phi_{res} \end{aligned}$$

Si las componentes ( $\phi_{max} + \phi_{res}$ ) de los flujos se consideran que permanecen constantes, entonces en  $\omega t = \pi$ , el flujo instantáneo crecerá hasta un valor máximo determinado por la ecuación (4):

$$\phi = 2\phi_m + \phi_{res} \quad (4)$$

En dicho instante la saturación magnética hará circular una gran corriente denominada corriente de magnetización transitoria o “Inrush”. La forma de onda típica de dicha corriente de magnetización transitoria se muestra a continuación en la figura 7. El tiempo que puede permanecer dicha corriente por encima del valor de corriente nominal del transformador está en el orden de segundos a minutos y depende en gran parte de los parámetros de inductancia (L) y resistencia (R) del sistema eléctrico de potencia, particularmente se tiene que “L” varía como resultado de la saturación magnética del transformador [17].



**Figura 7 Forma de onda de corriente inrush de un transformador [17]**

Durante los primeros segundos, la saturación es alta y “L” es baja. Luego debido a las pérdidas en el núcleo, la saturación decae y “L” se incrementa (tal como se muestra en la figura 6 pág. 28). En este caso “R” permanece prácticamente constante y representa el amortiguamiento de la amplitud de la corriente inrush. Así se tiene que los transformadores que se encuentran cerca de un generador tendrán una corriente inrush con una larga duración debido al valor de resistencia bajo, originado por la corta distancia entre éste y el transformador. De la misma manera los transformadores de gran capacidad tienden a tener corrientes inrush de larga duración debido a su alto valor de inductancia en relación al de resistencia del resto del sistema.

El valor de cresta de la corriente de inrush puede estar comprendido entre 8 y 30 veces la corriente nominal del transformador [17]. Este valor de cresta depende, esencialmente, de un parámetro aleatorio que es el instante de la onda de tensión en el cual se produjo la energización del transformador, así también como de la magnitud y polaridad del flujo residual, la posición del "codo", el valor de la inductancia de "núcleo de aire" de la curva de saturación y los parámetros del sistema de potencia del cual forma parte el transformador.

La corriente de inrush es por tanto un fenómeno transitorio que se produce en el momento de la energización de un transformador de potencia, al aumentar la tensión repentinamente luego de haberse realizado el despeje de una falla y el sistema eléctrico se restablece o cuando se energizan dos transformadores en paralelo.

Es importante señalar también que las formas de onda de la corriente inrush son distintas en cada fase del transformador, debido a que en sistemas trifásicos las ondas de tensión correspondientes a cada fase están separadas  $120^\circ$  eléctricos entre sí, lo que produce que en el momento de cierre de los tres polos del interruptor; las tres ondas presenten valores diferentes de tensión.

La aparición de la corriente inrush puede ocurrir en las tres fases y si es el caso, en el neutro puesto a tierra del transformador de potencia. Su magnitud y duración dependen de factores externos y de diseño tales como:

- Impedancia de la fuente de alimentación.
- Capacidad del transformador.
- Localización del devanado energizado (Interno o externo) con respecto al núcleo laminado.
- Conexión de los arrollamientos.

- Punto de la onda de tensión CA fase-neutro donde se cierran los contactos del interruptor que energiza al transformador.
- Características magnéticas del núcleo.
- Flujo de remanencia.
- Uso de resistores de preinserción.
- Restablecimiento súbito de voltaje.
- Energización en paralelo de transformadores.

Por ultimo debe señalarse que la corriente inrush fluye solo de la fuente hacia el transformador (sin fluir fuera de él), razón por la cual aparece como una corriente diferencial. Sin embargo, esto no es una condición de falla, por lo que no debe actuar la protección y la misma debe permanecer estable durante la etapa de duración del fenómeno transitorio. Este es un requerimiento de mayor importancia en el diseño del sistema de protección de transformadores.

#### **2.4.2 Sobretensiones causadas por energización de transformadores**

Las sobretensiones transitorias causadas por la energización de un transformador de potencia tienen una característica peculiar debido a las características no lineales del núcleo del mismo, de la configuración del sistema eléctrico, de la cantidad de bancos de condensadores empleados para la compensación reactiva en el sistema eléctrico bajo estudio y de los instantes de cierre de los polos de los interruptores aledaños al transformador.

Además de las sobretensiones, los desequilibrios en la tensión y en la corriente causados por la energización del transformador pueden disparar los dispositivos de protección, como los que son usados en los esquemas de protección diferencial y en la puesta a tierra de los transformadores de potencia.

En general las sobretensiones transitorias causadas por la energización del transformador son del tipo mostrado en la figura 8, donde la sobretensión tiene bajo amortiguamiento y alto contenido de armónicos.

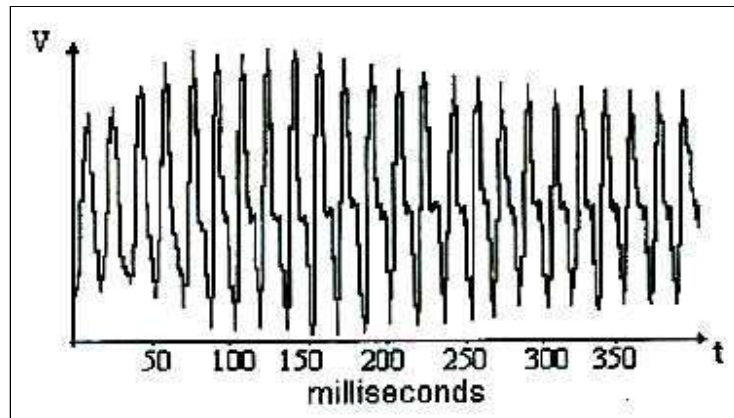
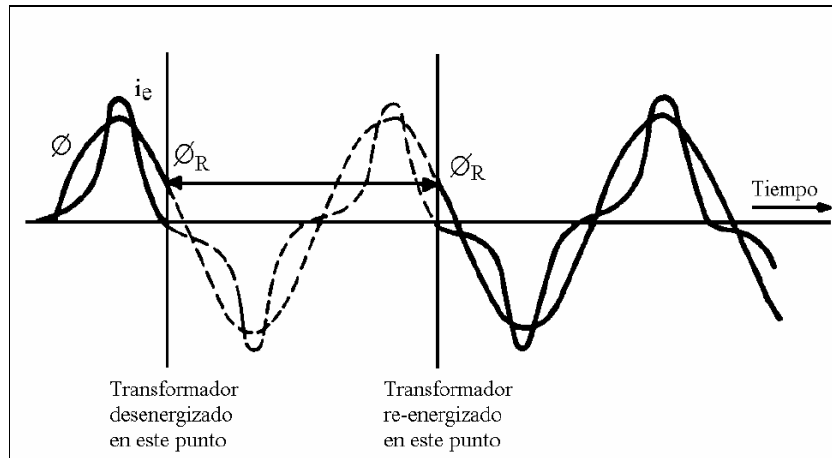


Figura 8 Sobretensión transitoria causada por la energización de un transformador [18]

### 2.4.3 Sobrecorrientes causadas por energización de transformadores

Cuando un transformador se desconecta del sistema, la corriente de magnetización se va a cero. El flujo, como consecuencia de la curva de histéresis, cae a un valor residual ( $\phi_r$ ). Si el transformador fuera re-energizado en el instante en el que el flujo corresponde a dicho valor de flujo residual ( $\phi_r$ ) existente dentro del núcleo, habría una continuación uniforme de la operación previa con ningún transitorio magnético tal como se observa en la forma de onda de la corriente de magnetización ( $I_e$ ) de la figura 9. En la práctica, sin embargo, no es posible controlar el instante de energización y un transitorio magnético es prácticamente inevitable.



**Figura 9** Corriente de magnetización cuando el transformador es re-energizado en el instante de la onda de tensión que corresponde al flujo residual dentro del núcleo. [17]

A continuación como se observa en la figura 10 se expone otro caso en el que el transformador es re-energizado en el instante en que el flujo está en su valor máximo negativo ( $-\phi_{\max}$ ). En este punto, el flujo residual tiene un valor positivo. Ya que el flujo magnético no puede cambiar instantáneamente la onda de flujo en lugar de iniciar en su valor actual ( $-\phi_{\max}$ ) y variar sinusoidalmente a lo largo de la línea punteada, iniciará con el valor del flujo residual ( $\phi_r$ ) siguiendo la curva ( $\phi_t$ ).

Si se considera una característica de saturación lineal en el transformador en el transformador la curva ( $\phi_t$ ) es una senoidal desplazada, donde el valor de ( $-\phi_{\max}$ ) será ( $\pm|\phi_{\max}| + 2|\phi_{\max}|$ ). Este exceso de flujo magnético producirá una saturación en el núcleo del transformador, provocando un valor muy grande de la corriente de magnetización ( $I_s$ ).

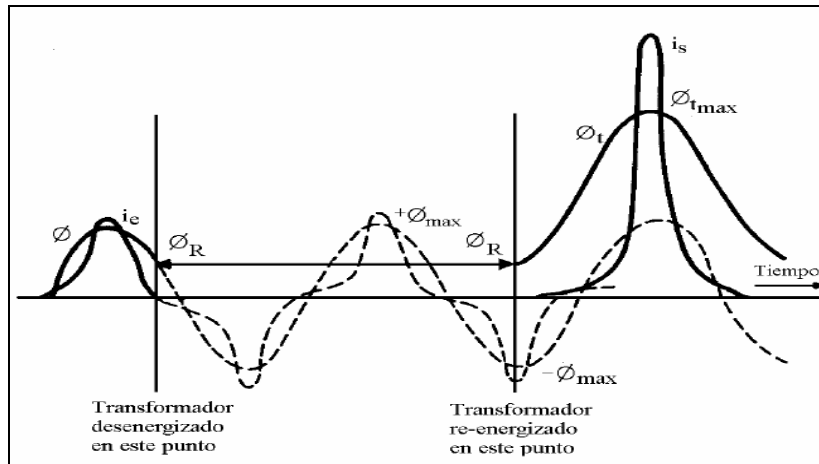


Figura 10 Corriente de magnetización cuando el transformador es re-energizado en el instante cuando el flujo se encuentra en su valor máximo. [17]

## 2.5 Maniobra de líneas de transmisión

### 2.5.1 Energización de líneas de transmisión

Cuando se energiza una línea de transmisión, las formas de ondas que se obtienen son el resultado de ondas viajeras que pueden originarse directamente por el cierre de interruptores, o indirectamente por acoplamiento con las otras fases. Es por ello que uno de los aspectos más importantes a tomar en cuenta para la maniobra de energización de la línea son los tiempos relativos de cierre de los distintos polos del interruptor de potencia destinado para ejecutar dicha maniobra.

En relación a la magnitud de las sobretensiones ésta es influenciada por la longitud e impedancia característica de la línea de transmisión, impedancia en el extremo receptor de la línea (determinada por la carga conectada) y los resistores de preinserción que puedan existir en los interruptores de maniobra de la línea [7].

### 2.5.1.1 Energización de una línea de transmisión en vacío

Cuando la energización de la línea de transmisión se realiza con su extremo receptor abierto (vacío) las sobretensiones en este punto de la línea pueden alcanzar un valor de 2.0 pu respecto a la tensión del extremo emisor (generador) ya que esta condición representa el máximo cambio de impedancia de la línea ( $Z_0$ ) y del acople al final de ésta ( $Z_1$ ), representado por un coeficiente de reflexión máximo. Este fenómeno se debe a que al propagarse las ondas viajeras incidentes de tensión a lo largo de la línea se reflejan al momento de llegar éstas al extremo receptor que se encuentra en vacío, ondas de tensión de igual magnitud a la onda incidente una vez ocurrida la maniobra de energización tal como se observa en la figura 11. Sin embargo pueden experimentarse valores de sobretensión mayores a 2.0 pu cuando además de energizarse la línea en vacío, la maniobra se ejecuta en el instante mas desfavorable, es decir, cuando el interruptor cierra en el valor de máxima tensión del extremo emisor (generador).

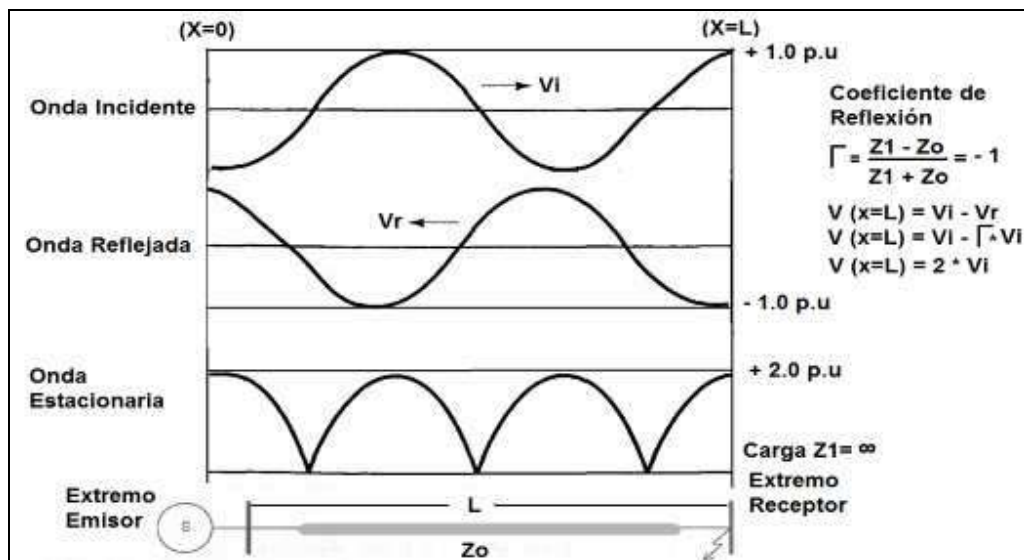


Figura 11 Tensión en el extremo receptor durante la energización de una línea de transmisión en vacío.



### 2.5.1.2 Energización de una línea de transmisión con el uso de resistencias de preinserción.

El uso de resistencias de preinserción es uno de los métodos más efectivos para controlar sobretensiones generadas en la línea durante la operación de los interruptores empleados en la maniobra de energización. Estas resistencias se conectan en serie a la línea previo al cierre de los contactos principales del interruptor para que una vez el interruptor haya efectuado el cierre se forme un divisor de tensión con la resistencia preinsertada y así reducir la tensión inicial. Una vez que esto ha sucedido las resistencias se cortocircuitan para ser eliminadas del circuito. Estas operaciones si bien producen transitorios en la línea, con una selección adecuada de la resistencia y del tiempo de su permanencia pueden limitar las sobretensiones en gran medida. La figura 12 muestra dos arreglos para el uso de las resistencias de preinserción. De acuerdo a cada arreglo el cierre de los contactos A ó B permitirá que actúe la resistencia R en el instante de energización y luego de un intervalo de tiempo se cortocircuite ésta. El valor de resistencia R suele ser similar al de la impedancia característica de la línea de transmisión a energizar y su tiempo de permanencia está entre 6 y 15 ms [14].

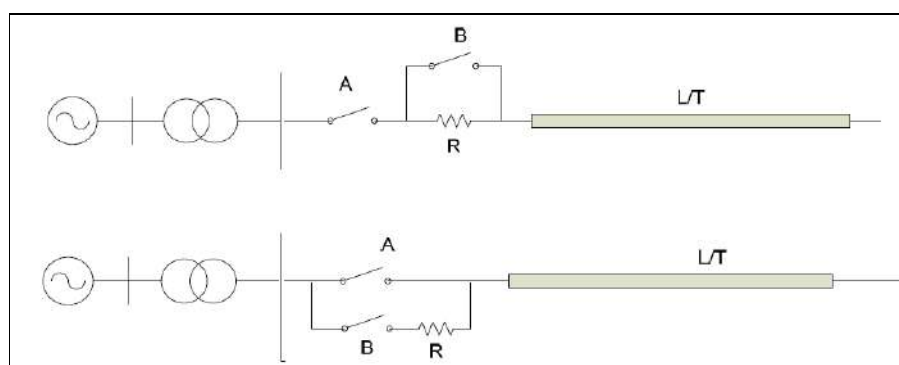


Figura 12 Arreglos para maniobra de energización de línea de transmisión usando resistencias de preinserción [14].

Otro aspecto a señalar en este tipo de maniobra es que cuando una línea terminada en un transformador es energizada, el fenómeno es más complejo debido a la característica no lineal del núcleo. Los armónicos generados por las características magnéticas del transformador, pueden interactuar con la capacidad de la línea y producir oscilaciones no lineales sostenidas. Sin embargo, estos fenómenos son más lentos y por lo tanto son objeto de un análisis detallado cuando se estudian sobretensiones temporarias.

## CAPÍTULO III

### ASPECTOS METODOLÓGICOS

#### **3.1 Herramientas de simulación en el estudio de fenómenos electromagnéticos**

El estudio de fenómenos transitorios en sistemas eléctricos puede realizarse a través de simuladores analógicos, de simuladores digitales o de simuladores híbridos.

Los simuladores analógicos han sido utilizados tradicionalmente para la simulación de transitorios en redes eléctricas. Se conocen por Analizadores de Transitorios de Redes o TNA .

Los simuladores digitales han alcanzado progresos notables, debido a la evolución presentada en la velocidad de procesamiento y en la capacidad de memoria de los computadores actuales. Puede afirmarse que no hay en la actualidad grandes limitaciones para modelar cualquier componente de un sistema eléctrico en programas digitales. Esta es sin duda la herramienta actual de análisis de transitorios electromagnéticos. Los simuladores digitales actuales son capaces de representar parámetros distribuidos y concentrados de modo preciso, inclusive con dependencia de sus valores con la frecuencia. En general los resultados obtenidos presentan una precisión suficiente para los estudios de sobretensiones necesarios en la especificación de equipos en sistemas de potencia.

### **3.1.1 Programa de simulación de transitorios electromagnéticos ATP/EMTP**

El programa de transitorios electromagnéticos de la Bonneville Power Administration, denominado EMTP ( ElectroMagnetic Transients Program), desarrollado por Herman W. Dommel en la década de 1960, dio origen a uno de los simuladores digitales de más amplia aplicación. Una versión instalada en Bélgica, en el Leuven EMTP Center (LEC) generó la versión ATP (Alternative Transients Program), actualmente la más divulgada.

El programa ATP permite la simulación de transitorios electromagnéticos en redes polifásicas, con configuraciones arbitrarias, por un método que utiliza la matriz de admitancia de barras. La formulación matemática se basa en el método de Bergeron para elementos con parámetros distribuidos y en la regla de integración trapezoidal para parámetros concentrados.

Con ello se obtiene una respuesta de la red eléctrica en el tiempo, en voltajes de barras o de ramas y corrientes de ramas. Los valores de las funciones se calculan a intervalos de tiempo discretos. También incluye estudios estadísticos con resultados presentados bajo la forma de distribuciones de densidad de probabilidad.

Los modelos disponibles a emplear en el presente estudio de sobretensiones por maniobra por medio del programa ATP son:

- Elementos concentrados: resistencias, inductancias, capacitancias.
- Transformadores trifásico saturable con característica de magnetización.

- Líneas de transmisión con parámetros distribuidos.
- Interruptores controlados por tiempo, por tensión y del tipo sistemáticos y estadísticos.
- Fuentes de tensión definidas analíticamente.

### **3.1.2 Programa de simulación DIgSILENT PowerFactory / módulo EMT**

El programa DIgSILENT Power Factory (DIgital SIMulation and Electrical NeTwork calculation program) es una herramienta de ingeniería asistida por computador, diseñada como un paquete interactivo, integrado y avanzado, que se emplea para el análisis en aplicaciones de generación, transmisión y distribución de sistemas eléctricos de potencia orientado a alcanzar los principales objetivos del planeamiento y optimización de operación de dicho sistema.

Este programa permite trabajar de manera integrada con una interfaz gráfica en línea que posee funciones de dibujo de diagramas unifilares. Cada elemento en el diagrama unifilar se enlaza directamente con la base de datos que almacena toda la información de cada elemento que hace parte del sistema eléctrico, permitiendo con esto la edición de parámetros desde el diagrama unifilar. Adicionalmente, desde la interfaz gráfica se tiene acceso directo a todas las características de cálculo relevantes tanto dinámicas como estáticas.

Como se explicará en detalle posteriormente en el anexo 13 cada sistema eléctrico que se quiera modelar constituye para la aplicación DIgSILENT un (PROYECTO), de manera que cada proyecto contendrá la topología de la red (RED), los parámetros técnicos de cada elemento de la topología de la red (LIBRERÍA) definidos en unidades físicas (no en p.u) y la definición del caso de estudio en donde se especifica qué sección de la red quiere estudiarse (CASO DE ESTUDIO). Además

en un mismo proyecto podrán existir tantas redes, librerías y casos como se necesiten, lo cual permite modelar en un mismo proyecto un sistema eléctrico con varias condiciones operativas (varias demandas, y/o varios despachos, y/o cambios topológicos) e incluso su evolución en el tiempo (expansión).

Las funciones que proporciona el programa DigSILENT están agrupadas por módulos, cada uno de los cuales puede adquirirse de manera independiente. Los principales módulos disponibles y sus funciones son los siguientes:

- **Básico**

- Elaboración de diagramas unifilares interactivos con la base de datos.
- Cálculos de flujos de carga.
- Cálculos de cortocircuito.
- Cálculo de parámetros eléctricos de líneas de transmisión a partir de su configuración geométrica.
- Creación de tareas automatizadas (DPL).
- Acceso interactivo o en línea con sistemas SCADA.
- Posibilidad de importación o exportación de datos en forma dinámica con otras aplicaciones (Excel).

- **Estabilidad**

- Simulaciones de estabilidad transitoria.
- Creación de modelos de usuario (DSL).
- Simulaciones de estabilidad dinámica.
- Análisis modal.
- Reducción de redes.

- **Otros Módulos**

- Armónicos.
- Confiabilidad.
- Protecciones.

Dentro de la herramienta “Estabilidad” se encuentra la función de simulación de estabilidad de transitorios la cual permite analizar la dinámica del comportamiento de un sistema de potencia en el dominio del tiempo. La librería de modelos propia del programa incluye varios modelos de generadores, motores, controles de plantas, cargas dinámicas y elementos pasivos de redes tales como líneas, transformadores, cargas estáticas y compensaciones.

El presente estudio tratará las sobretensiones por maniobra por lo que se tiene que los transitorios a simular serán de corta duración (transitorios electromagnéticos) .Para ello el DIGSILENT cuenta con el módulo de transitorios electromagnéticos (EMT), el cual permite a través de un modelo de red dinámico el estudio de fenómenos de transitorios electromagnéticos y electromecánicos bajo condiciones de red balanceada y desbalanceada.

Por último en el anexo 30 se mostrarán las características principales ofrecidas por el módulo EMT aplicadas al presente estudio realizado. En estas se destacaran la red implementada del sistema eléctrico de potencia bajo estudio, la documentación de los datos de los elementos de dicha red, la salida de los resultados luego de la simulación de forma gráfica y tabulada. Además se realizara una comparación gráfica en casos puntuales con el programa ATP de las formas de onda obtenidas en las simulaciones de las diversas maniobras ejecutadas sobre el sistema.

### **3.2 Desarrollo metodológico**

El desarrollo metodológico a fin de realizar el estudio de sobretensiones por maniobra sobre el sistema eléctrico de potencia se llevará a cabo en tres etapas a mencionar:

#### **3.2.1 Actualización del sistema eléctrico de potencia en estudio**

En esta etapa se procede a la recopilación de información de los datos reales, precisos y actualizados del sistema eléctrico de potencia en estudio, la cual es de suma importancia para la implementación y posterior simulación de los fenómenos transitorios a estudiar por medio de los programas (ATP) y (Módulo EMT / DIgSILENT) del sistema eléctrico y los casos a plantear en el estudio se sobretensiones por maniobra.

Específicamente dicha recopilación gira en torno a las características técnicas existentes de equipos y características del sistema como: interruptores, demanda de las cargas, configuración geométrica y parámetros eléctricos de las líneas de transmisión, banco de condensadores, pararrayos, transformadores de potencia y niveles de cortocircuito en las S/E. Además de realizar una revisión de normas básicas IEEE y ANSI relacionadas a las maniobras a realizar sobre el sistema eléctrico en estudio, las cuales se detallan posteriormente en el aparte 3.2.3.



### 3.2.1.1 Consideraciones de los datos necesarios para los modelos digitales del estudio de sobretensiones por maniobra

Antes de exponer las consideraciones de los datos necesarios para la implementación de los modelos digitales a considerar para el estudio de sobretensiones por maniobra por medio de los programas ATP y DIgSILENT, se debe resaltar que para este último la explicación de la entrada de datos y los tipos de modelos empleados en el mismo se detallan en el instructivo básico de uso presentado en el anexo 12.

#### 3.2.1.1.1 Banco de condensadores

En relación a los bancos de condensadores se modelarán un total de dos bancos en los niveles de tensión 115kV y 13,8kV cuya conexión será en estrella con neutro flotante y en delta respectivamente. En cualquiera de los casos, el banco de condensadores se representará con capacitancias equivalentes por fase, cuyo valor se determinará en función de su tensión y potencia reactiva nominal. Este dato es importante ser mencionado dado que es posible que la tensión nominal del banco no coincida con la tensión nominal del sistema donde éste se conectará.

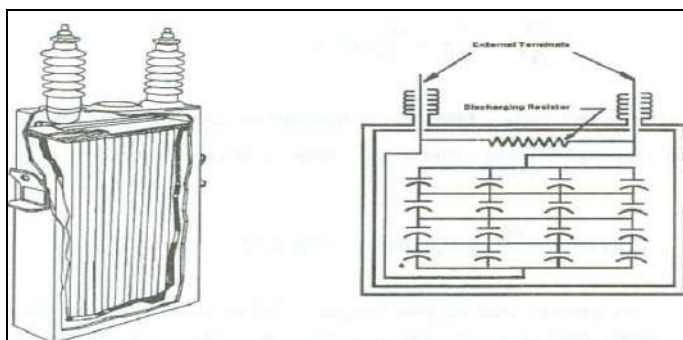


Figura 13 Detalle constructivo y conexiones internas de un banco de condensadores [19]

La figura 13 representa el diagrama esquemático de construcción interna del banco de condensador que muestra la existencia de conexiones entre las capacitancias internas que constituyen el banco. Estas conexiones tienen inductancias asociadas, con lo cual al modelar un banco de condensadores para estudios de fenómenos transitorios, también se debe tener en cuenta la inserción en dicho modelo de inductancia en serie con la capacitancia equivalente que represente dichas conexiones internas. Generalmente se recomienda un valor de  $5\mu\text{H}$  para tensiones de hasta  $46\text{kV}$  y  $10\mu\text{H}$  para tensiones superiores a  $46\text{kV}$  [19]. Los modelos equivalentes de los bancos de condensadores de acuerdo a su tipo de conexión y tomando en cuenta el aspecto anterior se observan a continuación en la figura 14.

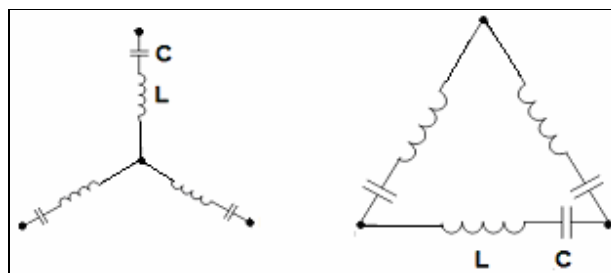


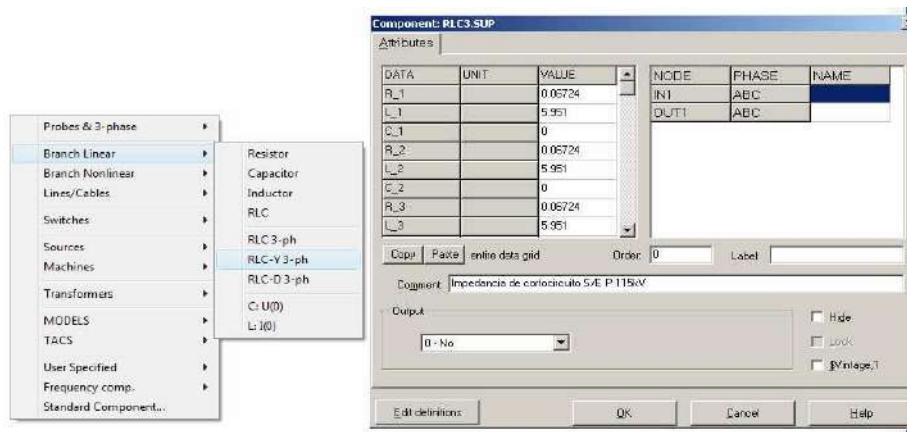


Figura 14 Modelo equivalente de banco de condensadores en conexión estrella aislada y delta

- **Modelación de banco de condensadores en el programa ATP**

La representación del banco de condensadores en el programa ATP se realizará a través de los modelos lineales (**RLCY3** ) y (**RLCD3** ) que corresponde a un arreglo RLC trifásico con conexión en estrella y delta respectivamente, de forma semejante al mostrado anteriormente en la figura 14. A continuación se ilustra en la figura 15 la implementación de dicho modelo en la red de estudio y la ventana asociada a la entrada de los datos en la cual se deben introducir la capacitancia, inductancia y resistencia de cada banco de condensadores de acuerdo a los valores mostrados en la memoria de cálculo en el anexo 1.



**Figura 15 Implementación y entrada de datos para modelo de banco de condensadores en ATP**

### 3.2.1.1.2 Interruptores

El interruptor de potencia se representará para los estudios de energización de banco de condensadores, transformadores y líneas de transmisión mediante el modelo de interruptor ideal, es decir, con impedancia nula cuando esté cerrado e infinita cuando se encuentre abierto.

En el presente estudio se debe señalar que el interruptor de maniobra destinado para la energización del banco de 15MVAR a conectarse en la barra de 115kV dentro de la S/E Tucupita, está diseñado con cierre sincronizado de sus polos y en este caso la simulación de las maniobras para el modelo de dicho interruptor en ambos programas debe considerar dicha sincronización en el instante de cierre de cada polo y de la discrepancia entre éstos. Esta información será tomada en cuenta de acuerdo a las características técnicas de dicho interruptor que se muestran en el anexo 5.


Otros aspectos de importancia y que se tendrán en cuenta en las consideraciones del modelo de interruptor a implementar en ambos programas al realizar mediante las simulaciones las distintas maniobras de energización (cierre) o desenergización (apertura) serán:

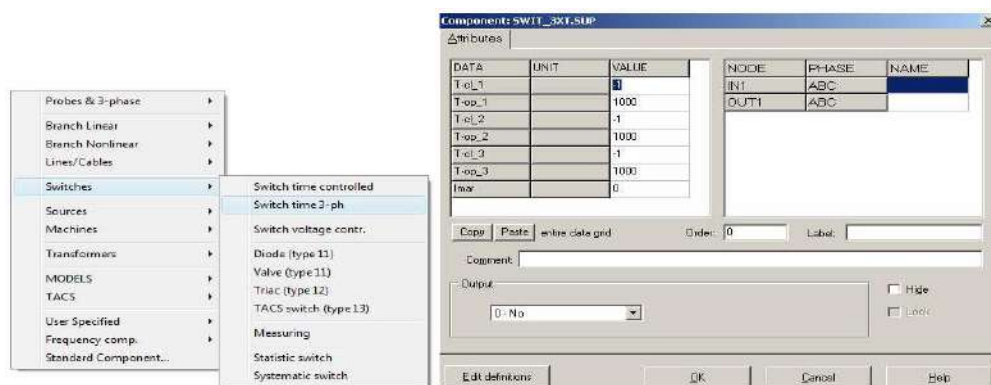
- Considerar de acuerdo a los aspectos teóricos estudiados y planteados en el capítulo anterior, la peor condición sobre el sistema eléctrico de potencia en estudio para llevar a cabo las maniobras de energización y desenergización en el caso de los bancos de 15MVA<sub>r</sub> y 12MVA<sub>r</sub> dentro de la S/E Tucupita, energización de transformadores en las S/E Barrancas y Tucupita y energización de las líneas de transmisión Palital-Barrancas / Barrancas-Tucupita.
- Considerar la discrepancia entre cada polo del interruptor en el instante de cierre o apertura del mismo. Esta discrepancia se expresa en un tiempo que para el presente será tomado de la información suministrada acerca de las características técnicas del interruptor de maniobra según anexo 6.

En relación a esta última consideración será de importancia tomarla en cuenta para los casos a simular sobre los estudios de energización de bancos, transformadores y líneas de transmisión, de acuerdo al comportamiento aleatorio que pueda darse debido a la no simultaneidad al momento de cierre en los tres polos del interruptor.


- **Modelación de interruptor en el programa ATP**

A fin de representar el interruptor en el programa ATP se emplearán los siguientes modelos disponibles en el mismo:

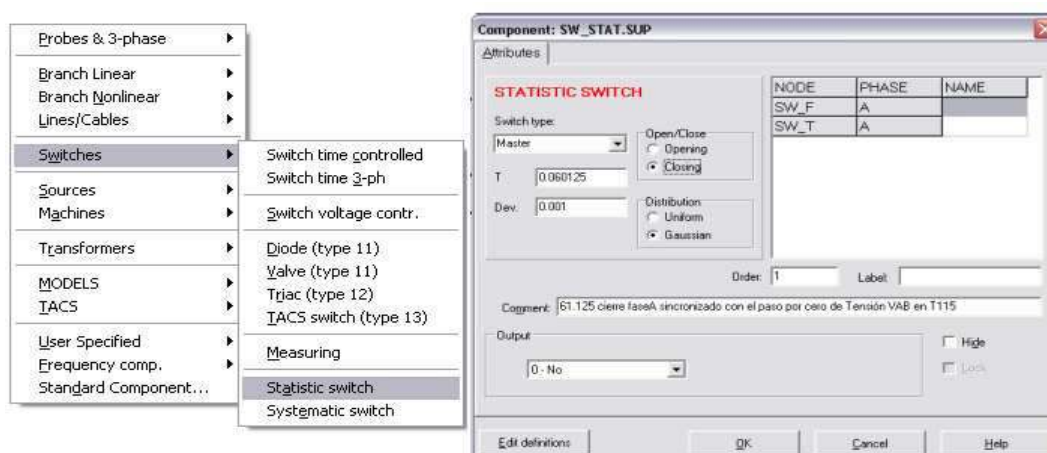
a) Interruptor trifásico controlado por tiempo (SWIT\_3XT ): el cual se empleara en los estudios de tipo determinístico como interruptor de maniobra. Cabe destacar que la operación entre fases del mismo se realiza de forma independiente, es decir, la maniobra de cierre o apertura en cada fase del interruptor se realizará de acuerdo a los tiempos (**T<sub>op</sub>** , **T<sub>cl</sub>**) en segundos introducidos por el usuario en la ventana de entrada de datos. A continuación se muestra en la figura 16 la implementación y la ventana asociada a la entrada de datos para este tipo de interruptor.



**Figura 16 Implementación y entrada de datos para modelo de interruptor controlado por tiempo en ATP**

b) Interruptor estadístico: (SW\_STAT ): el cual se empleara en los estudios de tipo estadístico como interruptor de maniobra. Con la finalidad de representar los tres polos del interruptor se considerará la inclusión en el mismo caso de estudio de tres interruptores de este tipo. Por otra parte la operación entre fases podrá modelarse con tiempos de actuación dependientes, para ello se debe definir el

tipo de interruptor como maestro o esclavo, introducir un tiempo promedio de actuación y de retardo durante la maniobra seleccionada de apertura o cierre y el tipo de distribución estadística a emplear (Uniforme o gaussiana), todo ello mediante las opciones (**Switch Type, T, Open/Close, Dev, Distribution**) disponibles en la ventana de entrada de datos mostrada a continuación en la figura 17.




**Figura 17 Implementación y entrada de datos para modelo de interruptor estadístico en ATP**

### 3.2.1.1.3 Líneas de transmisión

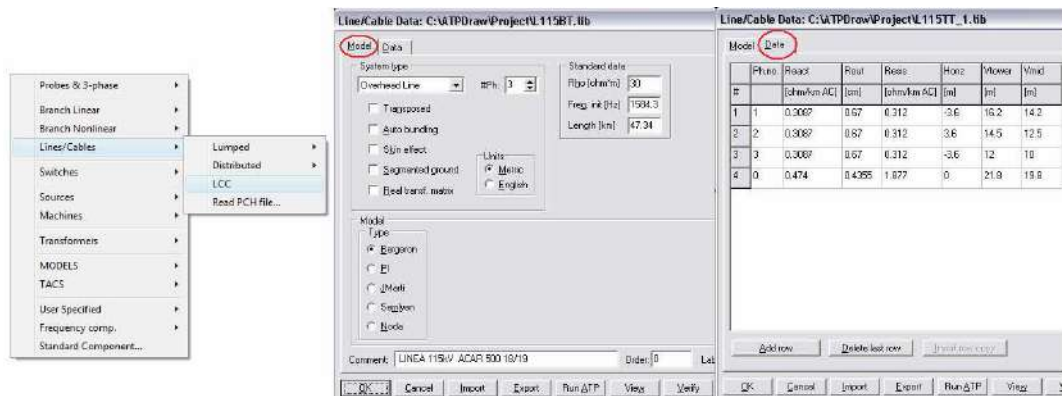
Las líneas de transmisión se representaran en lo posible por medio de modelos con parámetros distribuidos independientes de la frecuencia debido a que en estudios de sobretensiones de maniobra es de mayor importancia poder apreciar principalmente los fenómenos transitorios de ondas viajeras a través de la red de estudio. Los datos de interés serán los parámetros eléctricos de impedancia (resistencia, inductancia) y admitancia (susceptancia) por unidad de longitud de secuencia directa de la línea, características geométricas y de diseño de la línea (tensión nominal , longitud, tipo de conductor, numero de circuitos) , resistividad del terreno y transposición entre fases. La información de estos datos se encuentra en los anexos 2, 4,7 y 8.

- **Modelación de líneas en el programa ATP**

La representación de la línea de transmisión en el programa ATP se realizará a través del elemento (**LCC o Line/Cable Data** ) , el cual a través de la subrutina LINE CONSTANTS calcula los parámetros eléctricos de la línea de transmisión.

Para dicho cálculo deben introducirse los parámetros básicos de diseño de la línea en la pestaña “**Model**” dentro de la ventana de entrada de datos según la figura 18. Estos parámetros son: numero de fases, longitud, número de circuitos por fase, transposición entre fases, frecuencia y resistividad del terreno. Además en esta pestaña se seleccionará la opción “**Bergeron**” que es la identificación del ATP para el modelo de línea con parámetros distribuidos (KCLee “no transpuesta” o Clark “transpuesta”).

Por otra parte también será necesario introducir a través de la pestaña “**Data**” incluida también dentro de la ventana de entrada de datos (ver figura 18), los parámetros relacionados a la disposición geométrica de los conductores de potencia y cable de guarda en la torre de transmisión, así como las características eléctricas del tipo de conductor de potencia y cable de guarda empleados en la línea tales como: resistencia y reactancia por unidad de longitud y diámetro exterior básicamente. A continuación se muestra a través de la figura 18 la implementación y la ventana asociada a la entrada de los datos de dicho modelo en la red de estudio.



**Figura 18 Implementación y entrada de datos para modelo de línea de transmisión en ATP**


### 3.2.1.1.4 Transformadores

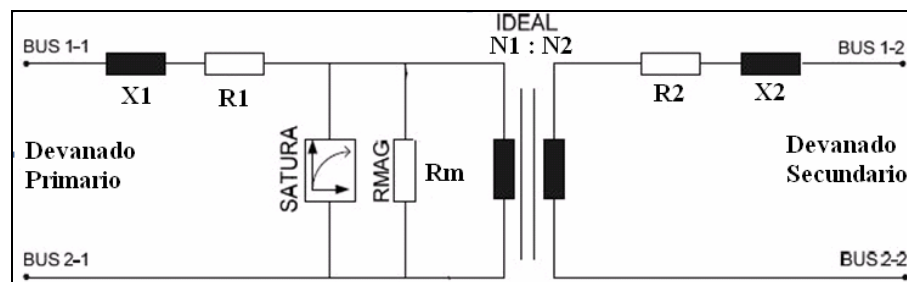
Los datos de los transformadores ubicados en las S/E Barrancas y Tucupita que deberán conocerse son principalmente los valores nominales de tensión y corriente en ambos devanados, capacidad nominal, tipo de conexión, grupo vectorial, así como los resultados de los protocolos de ensayos de cortocircuito y vacío realizados a los mismos.

Esta información está contenida en los reportes de prueba (ver anexo 3) realizados específicamente a los transformadores identificados como: “TP1” dentro de las S/E Barrancas y Tucupita y “TP2” ubicado en la S/E Tucupita. En el caso del transformador “TP3” no se cuenta con dicho reporte de prueba, por lo tanto a efectos del estudio se emplearan los datos del transformador “TP1” como referencia.



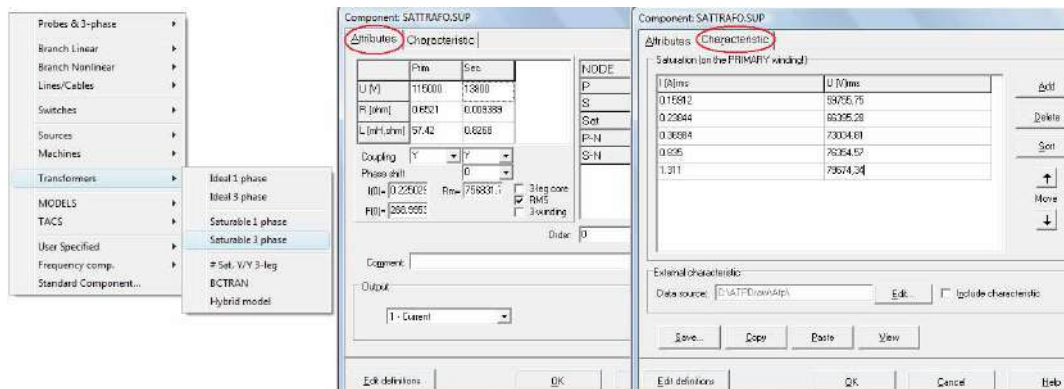
- **Modelación de transformadores en el programa ATP**

Los datos de interés mencionados anteriormente serán de utilidad para incluir en el modelo interno (ver figura 19) del transformador trifásico saturable representado a través del elemento (**SATTRAFO** ) las resistencias de pérdidas, reactancias de dispersión, resistencia de la rama de magnetización (cuyos valores se tomarán de la tabla 3, ver pág. 10) y la curva de saturación del circuito magnético dada por los pares de valores (tensión vs. corriente en valores rms o corriente vs. flujo en valores pico) obtenidos del ensayo de vacío, de importancia para los estudios de energización de transformadores.



**Figura 19** Circuito equivalente del modelo “SATTRAFO” en ATP para representar transformador trifásico saturable de dos arrollamientos [20].

A continuación se muestra a través de la figura 20, la implementación y la ventana asociada a la entrada de los datos de dicho modelo en la red de estudio. Cabe destacar que la pestaña que muestra dicha ventana identificada como “Characteristic” se emplea para introducir los datos referidos al devanado primario de la curva de saturación del núcleo magnético del transformador.



**Figura 20 Implementación y entrada de datos para modelo de transformador en ATP**

En relación a la curva de saturación del núcleo magnético del transformador obtenida a partir de los resultados del ensayo de vacío, sucede que normalmente en dicho ensayo se aplican tensiones al transformador de 0,9pu hasta valores de 1,1pu la tensión nominal obteniéndose tres o cinco puntos de la curva de saturación. La curva de saturación obtenida con valores de tensión hasta 1,1pu no son adecuadas pues el algoritmo del programa ATP extrapola la curva de saturación a partir del último valor, como una recta que pasa por los últimos puntos introducidos y que normalmente no es correcto ya que dependiendo de la pendiente de ésta parte final de la curva de saturación del transformador puede introducirse un error considerable.

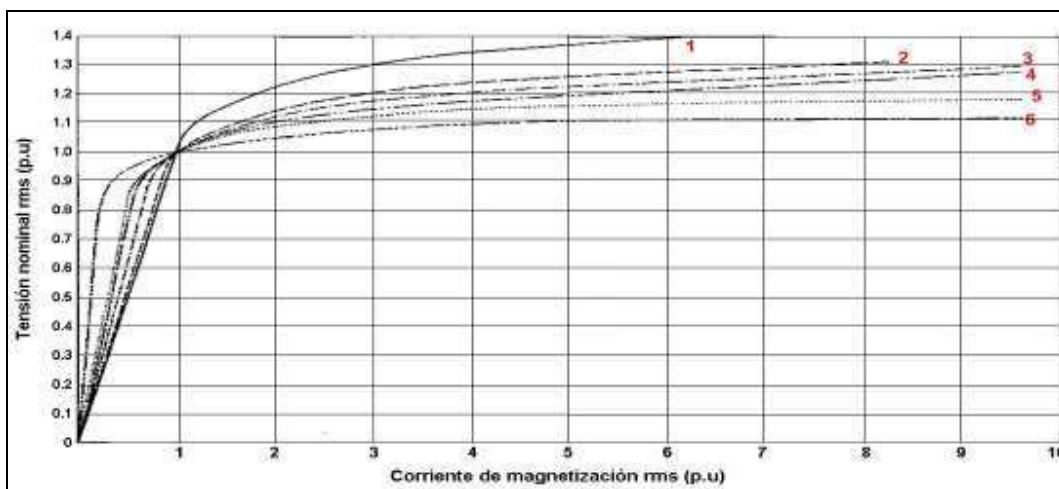
Es por tal motivo que para una adecuada representación de la curva de saturación y la obtención de puntos superiores a valores de tensión de 1,1pu son utilizadas las curvas de saturación típicas de transformadores.

La selección de la curva más representativa para añadir los puntos adicionales de la curva de saturación del transformador debe ser hecha comparando las relaciones obtenidas con los valores de corrientes (o reactancias), obtenidas en el ensayo de vacío del transformador bajo estudio, con los valores de las relaciones existentes mostradas a continuación en la tabla 9.

**Tabla 9 Valores numéricos de relaciones entre corrientes y reactancias del ensayo de vacío para tensiones de 0,9pu y 1,0pu [21]**

CURVA TÍPICA	$I_{90\%} / I_{100\%}$	$X_{90\%} / X_{100\%}$
1	0,90	1,00
2	0,85	1,06
3	0,75	1,23
4	0,65	1,43
5	0,60	1,50
6	0,39	2,33

Los valores mostrados en la tabla 9 de  $I_{90\%}$ ,  $I_{100\%}$  e  $I_{110\%}$  (o  $X_{90\%}$ ,  $X_{100\%}$  e  $X_{110\%}$ ) corresponden a los valores mencionados de corriente (o reactancia) obtenidos para tensiones aplicadas del 90%, 100% e 110% de la tensión nominal donde se realice el ensayo de vacío. La figura 21 muestra las curvas típicas de saturación según los valores numéricos de las relaciones de la tabla 9.



**Figura 21 Curvas típicas de saturación de transformadores [21]**

De acuerdo a lo expuesto y realizando la comparación indicada anteriormente, la curva típica de saturación más representativa a emplear será la N° 4 según los datos del ensayo de vacío del transformador (TP1 115/13,8kV. ver anexo 3) usado como referencia. Según las características dadas por dicha curva se añadieron los valores de corriente de magnetización para tensiones de 1,15pu y 1,2pu. A continuación se muestran en la tabla 10, el resumen de los pares de valores tensión vs corriente rms a ingresar en el modelo de transformador (SATTRATO) del programa ATP para representar la curva de saturación del núcleo magnético del transformador.

**Tabla 10 Valores de tensión vs corriente rms a ingresar en el programa ATP para representar la curva de saturación del núcleo magnético de transformadores TP1, TP2 y TP3**

	<b>U (p.u)</b>	<b>VLL (kV)</b>	<b>Imag (A)</b>	<b>Vfn AT (kV)</b>	<b>Imag AT (A)</b>
<i>Ensayo de vacío</i>	0,90	12,42	1,326	<b>59,76</b>	<b>0,159</b>
	1,00	13,80	1,987	<b>66,40</b>	<b>0,238</b>
	1,10	15,18	3,082	<b>73,03</b>	<b>0,370</b>
<i>Curva Típica N° 4</i>	1,15	15,87	6,955	<b>76,35</b>	<b>0,835</b>
	1,20	16,56	10,929	<b>79,67</b>	<b>1,311</b>

**U:** Tensión en p.u durante el ensayo de vacío y valores escogidos para curva típica N° 4..

**VLL:** Tensión Línea-Línea durante el ensayo de vacío y valores asociados a curva típica N° 4.

**Imag :** Corriente de magnetización en el lado de baja tensión (13,8kV).


**Vfn AT:** Tensión fase-neutro referida al devanado primario (115kV).

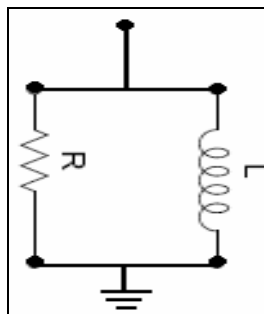
**Imag AT:** Corriente de magnetización referida al devanado primario (115kV).

### 3.2.1.1.5 Cargas

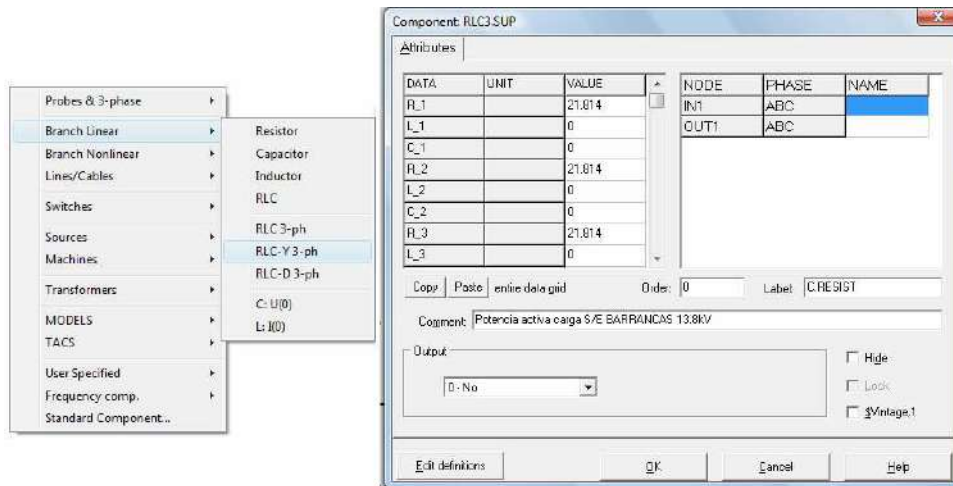
La modelación de las cargas conectadas en las S/E Tucupita y Barrancas en los niveles de tensión 13,8kV y 34,5kV estará basada en la información suministrada de la demanda máxima no coincidente para estas S/E tal como se muestra en el anexo 4 , esto con el fin de que la simulación de la red en estudio sea lo más cercana posible a la condición real y actual de operación del sistema eléctrico de potencia eléctrica a ser analizado.

- **Modelación de cargas en el programa ATP**

La representación de la carga en el programa ATP se realizará a través del uso de dos elementos del modelo lineal de carga RLC trifásica (**RLC3**  ) para conformar un acople de resistencia e inductancia en paralelo (ver figura 22) y así modelar tanto la potencia activa como reactiva consumida en las salidas en 13,8kV y 34,5kV dentro de las S/E Barrancas y Tucupita. Los valores por fase de resistencia e inductancia a introducir corresponderán a los datos calculados y presentados previamente como (R, X) que se muestran en la tabla 4 (ver pág. 11). A continuación se muestra a través de la figura 23, la implementación y la ventana asociada a la entrada de los datos de dicho modelo en la red de estudio.




**Figura 22 Circuito equivalente por fase del acople RL en paralelo para modelar la demanda de potencia activa y reactiva en salidas de las S/E Barrancas y Tucupita**



**Figura 23 Implementación y entrada de datos para modelo de carga en ATP**

### 3.2.1.1.6 Pararrayo

La representación del pararrayo en el programa ATP se realizará a través del uso del modelo no lineal (**MOV Type 92** ) que modela los descargadores de sobretensión de óxido de zinc (ZnO) del pararrayo. Cabe destacar que la información técnica suministrada del pararrayo (ver anexo 3) no cuenta con la característica tensión-corriente que puede ser incluida en dicho modelo, por lo tanto sólo se ingresarán los datos suministrados de MCOV (78,4kV) y tensión umbral de operación (1.84 p.u) según la norma IEEE C62.22-1997 [22] usada como referencia en el presente estudio (ver sección 3.2.3, pág.66). A continuación se muestra a través de la figura 24, la implementación y la ventana asociada a la entrada de los datos del modelo de pararrayos en la red de estudio.

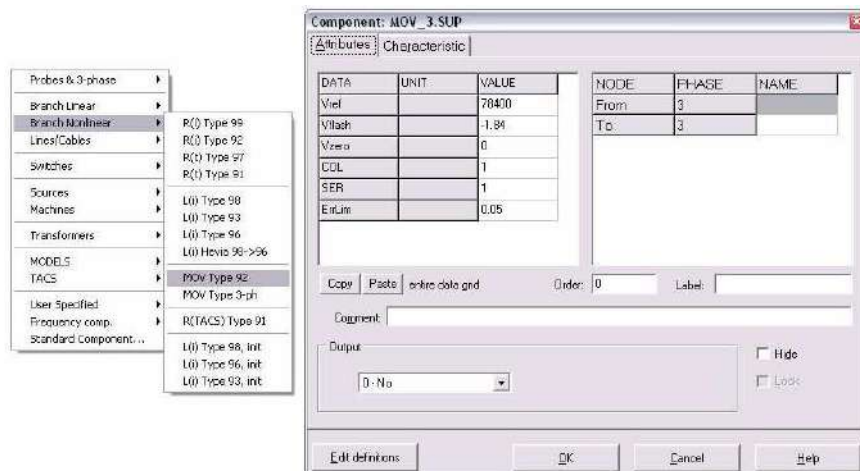


Figura 24 Implementación y entrada de datos para modelo de pararrayo en ATP

### 3.2.1.1.7 Sistema Externo

Se representará mediante una red equivalente Thevenin conectada en el nodo o barra de interés. Esta red equivalente estará conformada según se muestra en la figura 25 por una fuente de tensión AC cuya amplitud estará definida por la máxima tensión fase-neutro de servicio (ver memoria de cálculo en el anexo 1), en serie con su impedancia (resistencia e inductancia) de secuencia positiva. Específicamente en el presente estudio dicha representación se tomará en cuenta para las S/E Palital y Temblador en el nivel de tensión de 115kV.

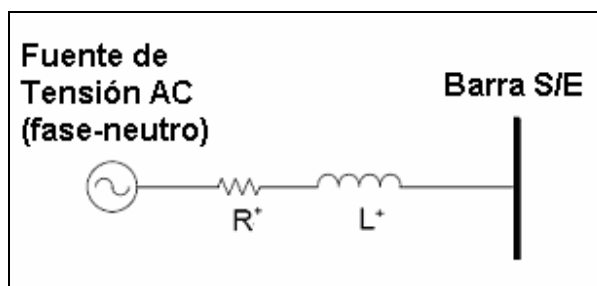

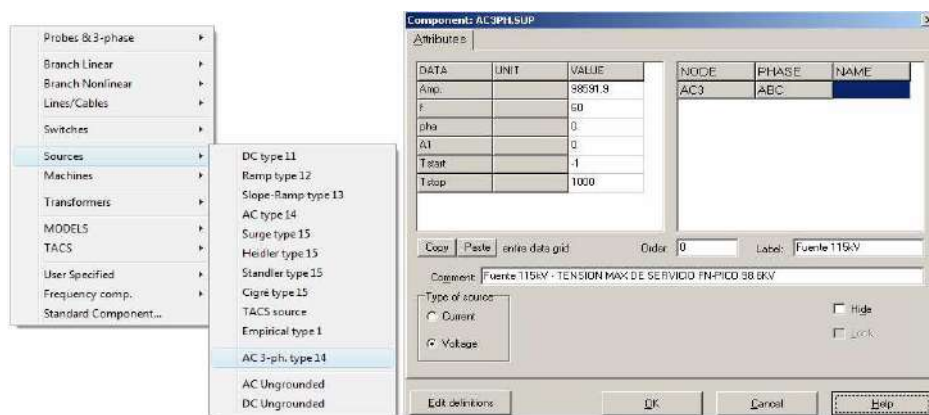


Figura 25 Modelo equivalente thevenin para representación de sistema externo


- **Modelación de sistema externo en el programa ATP**

A fin de representar el sistema externo en el programa ATP se emplearán los siguientes modelos lineales:

a) Fuente de tensión AC trifásica:(AC3PH  ): este modelo se empleará para representar la fuente de tensión AC del sistema externo. A continuación se muestra a través de la figura 26, la implementación y la ventana asociada a la entrada de los datos de dicho modelo en la red de estudio.



**Figura 26 Implementación y entrada de datos para modelo de sistema externo (Fuente) en ATP**

b) Modelo lineal de carga trifásica RLC : (RLC3  ): este modelo se empleará para representar la resistencia e inductancia de secuencia positiva que representa la impedancia del sistema externo. Los valores por fase a introducir en dicho modelo corresponden a los datos calculados y presentados previamente como (r, x) que se muestran en la tabla 1 (ver pág. 8). La implementación y la ventana asociada a la entrada de los datos de dicho modelo ya se expusieron anteriormente a través de la figura 23 (ver pág. 58).



### **3.2.2 Descripción de los tipos de estudio a realizar**

Antes de describir los tipos de estudio determinístico y/o estadístico a realizar de acuerdo a las distintas maniobras sobre el sistema eléctrico de potencia bajo estudio, se establecerá como premisa que la magnitud de las sobretensiones se cuantificara como el valor en por unidad (p.u) de la máxima tensión fase-tierra obtenida en los resultados de las diferentes maniobras a realizar, referida a la máxima tensión de servicio del sistema. Esto con la finalidad de considerar en el cálculo del valor base la máxima variación de tensión de operación del sistema, puesto que cabe la posibilidad de que las diferentes maniobras a realizar se produzcan en un estado de operación posible en el que la tensión supere a su valor nominal [7].

Por otra parte como premisa particular en el tipo de estudio estadístico se tiene que de acuerdo al número de sobretensiones máximas observadas por cada operación de maniobra que se consideren para construir la función de distribución acumulada de sobretensiones se empleará el método caso – pico [14], que establece que por cada operación de maniobra se escoge únicamente el máximo valor de sobretensión fase – tierra de entre las tres fases, para incluirlas en la distribución de probabilidad de sobretensión.

#### **3.2.2.1 Estudio estadístico para la energización de bancos de condensadores**

Para la maniobra de energización de bancos de condensadores se tendrá en cuenta el posible desajuste del instante de cierre de los polos del interruptor de maniobra del banco, por tal motivo se realizará un estudio estadístico que contemple cien (100) casos de energización a fin de obtener la distribución de sobretensiones en el sistema en estudio , al considerar el instante de cierre como una variable aleatoria con una función de distribución de probabilidad gaussiana para el caso de la maniobra del banco de 15MVA<sub>r</sub> con cierre sincronizado. Con este tipo de distribución se toma

en cuenta que la maniobra de energización se produzca alrededor de los instantes definidos para el cierre sincronizado del interruptor de maniobra de dicho banco (ver anexo 5).

Por otra parte en el caso de la maniobra de energización del banco de 12MVAr la cual no se realiza de forma sincronizada, se empleará para el estudio estadístico una función de distribución de probabilidad uniforme , con la cual se podrá simular que el cierre de dicho banco se produzca en cualquier instante de tiempo dentro de un período de la onda de tensión usada como referencia [23], es decir, la tensión fase-tierra de la barra donde se conecte el banco de condensadores que en el caso del presente estudio será la barra de 13,8kV en la S/E Tucupita.

#### **3.2.2.2 Estudio determinístico para la desenergización de bancos de condensadores**

Aunque los interruptores se especifican generalmente del tipo libre de reencendidos, se simulará durante la desenergización del banco de condensadores la ocurrencia de un reencendido a fin de verificar las solicitaciones de dicha maniobra.

Es importante señalar que el estudio de las sobretensiones producidas por el reencendido del arco durante la desenergización de bancos de condensadores es en general determinístico y se asume que dicho evento ocurrirá a efectos de la simulación cuando la tensión entre los contactos de uno de los polos del interruptor sea máxima.

### **3.2.2.3 Estudio determinístico y estadístico para la energización de transformadores**

Los estudios de simulación para energización de transformadores buscan primordialmente obtener el valor máximo de corriente de energización (inrush) en el transformador a energizar. Este valor teóricamente se observa cuando se produce la energización en el paso por cero de la tensión en una de las fases debido a que es la condición en dicho instante de flujo magnético máximo dentro del transformador.

Es por ello que en primer lugar se realizará un estudio determinístico en función de la peor condición de energización según lo explicado anteriormente con la finalidad de hallar el valor de corriente inrush del transformador y en segundo lugar un estudio de tipo estadístico realizando cien (100) energizaciones aleatorias considerando el instante de energización una variable aleatoria con una distribución de probabilidad uniforme que abarque una ventana de 360° eléctricos de la onda de tensión [16]. Esto con la finalidad de obtener una distribución estadística de sobretensiones que determine por medio de los valores alcanzados si dicho parámetro es de relevancia sobre la maniobra de energización de transformadores de acuerdo a los casos planteados, ya que en ciertos casos, por ejemplo donde ocurren las resonancias armónicas, las magnitudes de tensión pueden ser altas y las formas de onda muy distorsionadas.

### **3.2.2.4 Estudio estadístico para la energización de líneas de transmisión**

Los estudios de simulación para la energización de líneas de transmisión son de naturaleza estadística ya que para un mismo tipo de maniobra se pueden tener diferentes valores de sobretensión. Esto debido a que la magnitud de las mismas dependen del punto de la onda de tensión en el cual se produzca el cierre de los contactos del interruptor y de la discrepancia de sus polos, lo cuales son factores que varían de una maniobra a otra [7].

Por ello a fin de obtener la distribución estadística de sobretensiones en las barras de las S/E existentes dentro del sistema bajo estudio se contemplarán cien (100) casos de energización, considerando el instante de cierre de los polos de los interruptores al inicio de la línea como una variable aleatoria, con una distribución de probabilidad uniforme que produzca que la maniobra de cierre se realice en cualquier instante de tiempo dentro de un período de la onda de tensión usada como referencia, es decir, la onda de tensión fase-tierra sobre la barra al inicio de la línea de transmisión. Además de lo mencionado anteriormente se tendrá en cuenta un tiempo de dispersión a fin de simular la no simultaneidad del cierre de los tres polos del interruptor al momento de realizar la maniobra sobre la línea. Para ello se empleará una distribución de probabilidad gaussiana para modelar dentro del modelo de interruptor tipo estadístico usado en el programa ATP, un tiempo de cierre alrededor de 1ms para cada polo del interruptor, según las características técnicas del interruptor de maniobra de la línea (Ver anexo 6).

### **3.2.3 Normas básicas de consideración en el estudio de sobretensiones por maniobra**

- **Norma Internacional IEC 60871-1.** "Shunt Capacitors for A.C. Power Systems Having a Rated Voltage Above 1kV. Part 1: General - Performance, testing and rating – Safety Requirements – Guide for installation and operation”.

En esta norma se tendrán en cuenta las siguientes recomendaciones en relación a la maniobra de energización de banco de condensadores:

Las sobrecorrientes transitorias (valor cresta) debido a la maniobra del banco de condensadores deben ser limitadas a cien (100) veces el valor de corriente nominal (In) eficaz (rms) del banco, de acuerdo a la cláusula 32.2.

La sobretensión de maniobra luego de la energización del banco de condensador no debe superar 2.84 veces la tensión nominal eficaz (Un) del banco aplicada por un máximo de 1/2 ciclo, de acuerdo a la cláusula 19.2.

El banco de condensadores deberá poder funcionar permanentemente con una valor de corriente de 1.3 veces el valor de la corriente nominal (In) eficaz del banco excluyendo el transitorio. Dependiendo del valor real de la capacidad (que puede llegar a ser 1.15 de la capacidad nominal), la corriente por el banco podrá alcanzar un valor de  $1.3 \times 1.15 = 1.5$  veces (In). Estos factores de sobrecorriente pretenden tener en cuenta el efecto combinado de las armónicas y de la sobretensión de hasta 1.1 Un, de acuerdo a lo expuesto en la cláusula 20.

Los dispositivos de maniobra y de protección del banco de condensadores deben estar diseñados para soportar permanentemente una corriente de 1.3 veces la (In). Como el valor de la capacidad puede diferir del nominal hasta 1.15 la capacidad nominal, el valor de la corriente puede llegar de forma similar al caso anterior a 1.5 veces (In), esto de acuerdo a la cláusula 33.1.

- **Norma Internacional IEEE Std. 18-2002.** “Standard for Shunt Power Capacitors”.

Esta norma también exponen ciertas limitaciones tolerables que deben tomarse en cuenta para la protección del banco de condensadores luego de la maniobra de energización, en este caso debido al efecto de las componentes armónicas, especialmente bajo condiciones de resonancia que pueden ser causa adicional de calentamiento y un mayor desgaste del dieléctrico incurriendo en el

daño del banco de condensador. Estas limitaciones se dan en referencia a los niveles de voltaje, corriente y potencia reactiva por el banco de condensadores, los cuales pueden ser empleados para determinar el máximo valor permisible en los niveles de armónicos.

A continuación se citan los valores límites en los cuales puede operar el banco de forma continua incluyendo el efecto de las componentes armónicas.

- a) 110% de la tensión (rms) nominal del banco.
- b) 120% del valor pico de tensión (rms) nominal del banco (excluyendo transitorios).
- c) 180% de la corriente (rms) nominal del banco.
- d) 135% de la potencia reactiva nominal del banco.

- **Norma Internacional IEEE Std. 1036-1992.** “Guide for Application of Shunt Power Capacitors”

En esta norma se tendrán en cuenta las siguientes recomendaciones en relación a los valores máximos permitidos de tensión en el banco de condensadores de acuerdo al tiempo de duración ante la condición de una sobretensión transitoria.

Duration	Maximum permissible voltage (multiplying factor to be applied to rated voltage rms)
6 cycles	2.20
15 cycles	2.00
1 s	1.70
15 s	1.40
1 min	1.30

**Figura 27 Tensión máxima permitida en banco de condensadores de acuerdo a duración del fenómeno de sobretensión transitoria.**

- **Norma Americana ANSI C37.06-2000.** “AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis—Preferred Ratings and Related Required Capabilities”.

Esta norma se tomará como referencia a fin de conocer las especificaciones requeridas y a tener en cuenta para los interruptores de potencia empleados en las maniobras de energización y desenergización de un banco simple de condensadores (isolated) o de bancos en paralelo (back- to-back)

Line No.	Definite-Purpose Circuit Breaker (2)(4)							
	Rated Maximum Voltage kV, rms Col 1	Rated Continuous Current Amperes, rms Col 2	Rated Short-Circuit Current kA, rms Col 3	Isolated		Back-to-Back		
				Rated Capacitor Bank Current Amperes, rms Col 6	Rated Overhead Line Current Amperes, rms Col 7	Rated Capacitor Bank Current Amperes, rms Col 8	Rated Inrush Current (3)(5)	
							kA, peak Col 9	Frequency Hz Col 10
1	123	1200, 2000	31.5	315	160	315	16	4250
2	123	1600, 2000, 3000	40	315	160	315	16	4250
3	123	2000, 3000	63	315	160	315	16	4250

**Figura 28** Especificaciones de valores de corriente en maniobras de bancos de condensadores para interruptores de potencia (Exterior) usados en GIS en tensiones máximas de servicio superiores a 123kV

- **Norma Internacional IEEE Std. C62.22-1997.** “Guide for the Application of Metal-Oxide surge Arresters for Alternating-Current Systems”.

Esta norma se tomará en cuenta como referencia a fin de conocer en primera instancia los valores umbrales de operación (en p.u) en función de la máxima sobretensión continua (MCOV) para pararrayos tipo estación en el nivel de tensión de 115kV (121kV) ante impulsos tipo maniobra y en segunda instancia el valor límite de aislamiento a impulsos de maniobra (BSL) para transformadores en función del nivel de aislamiento básico (BIL), que según el reporte de prueba realizado a los transformadores que componen el sistema bajo estudio (según anexo 3) tiene un valor de 550kV.

Station class									
Steady state operation: system voltage and arrester ratings				Protective levels: range of industry maxima per unit of MCOV			Durability characteristics: IEEE Std C62.11-1993		
Max system voltage L-L kV-rms <sup>a</sup>	Max system voltage L-G kV-rms <sup>a</sup>	Min MCOV rating kV-rms	Duty cycle ratings kV-rms	0.5 $\mu$ s FOW protective level <sup>b</sup>	8/20 $\mu$ s protective level <sup>b</sup>	Switching surge protective level <sup>c</sup>	High current withstand crest amperes	Trans. line discharge miles	Pressure relief kA rms (symmetrical) <sup>d</sup>
121	69.8	70	90-120	2.19-2.40	1.97-2.18	1.64-1.84	65 000	150	40-80

<sup>a</sup>Switching surge characteristics based on maximum switching surge classifying current (based on an impulse current wave with a time to actual crest of 45  $\mu$ s to 60  $\mu$ s) of 500 A on arrester duty cycle ratings 3-108 kV, 1000 A on duty cycle ratings 120-240 kV, and 2000 A on duty cycle ratings above 240 kV, per IEEE Std C62.11-1993.

Type of equipment	Impulse duration	Withstand voltage
Transformer and reactor windings	Switching surge—250/2500 $\mu$ s wave	0.83 $\times$ BIL

**Figura 29 Valores umbrales de operación (en p.u) de pararrayos tipo estación para sistemas de tensión nominal en 115kV y valor de aislamiento básico por maniobra (BSL) permitido para transformadores de potencia.**



## **CAPÍTULO IV**

### **ESTUDIO DE SOBRETENSIONES POR MANIOBRA**

#### **4.1 Energización de bancos de condensadores**

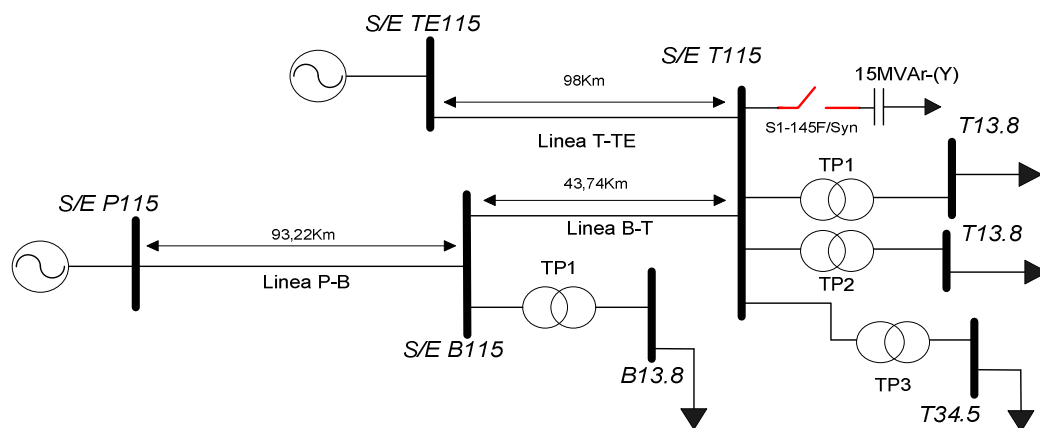
Para la realización de este estudio se consideraran los siguientes aspectos generales:

- Las bases de tensión y corriente utilizadas en la presentación de los resultados y anexos para el presente estudio fueron el valor de la tensión máxima fase-tierra de servicio (1,05 p.u) de acuerdo al nivel de tensión nominal en la barra de la S/E y la corriente nominal de los bancos de condensadores.
- El cálculo estimado de la corriente de energización según la norma IEEE Std. 1036-1992 de los bancos de compensación de 12MVAR y 15MVAR presentada en las tablas de resultados se describe en la memoria de cálculo mostrada en el anexo 1.
- Los resultados mostrados para el estudio de tipo estadístico fueron realizados mediante el programa ATP, ya que el módulo EMT del programa DIGSILENT no cuenta con una opción que permita la realización de este tipo de estudios, a fin de simular la aleatoriedad en las maniobra de energización de bancos de condensadores.

#### 4.1.1 Casos de estudio planteados

**CASO 1:** *Sobretensiones por maniobra debido a conexión sincronizada del banco de 15MVAR en barra de 115kV dentro de la S/E Tucupita en la condición fuera de servicio del banco de 12MVAR en barra de 13,8kV S/E Tucupita.*

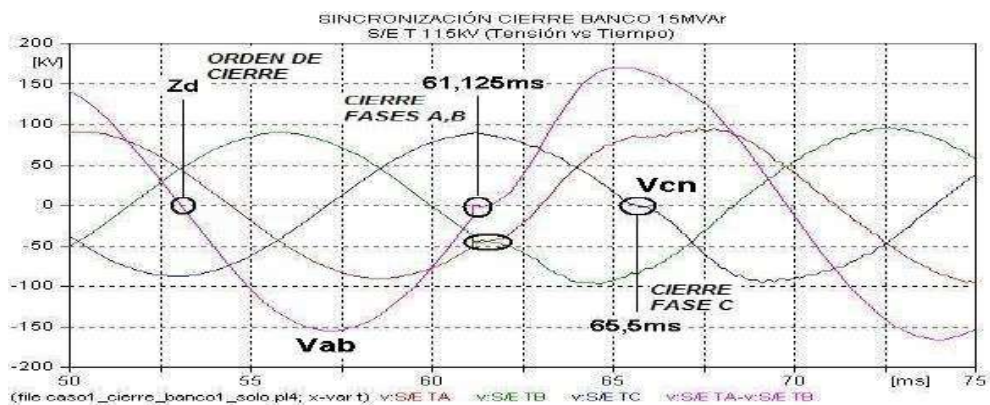
El diagrama unifilar representativo de este caso de estudio se puede observar en la figura 30 y su representación circuital simulada en el programa ATP se muestra en el anexo 13. En este caso, el banco de compensación de 15MVAR se conecta a la barra de 115kV en la S/E Tucupita mediante un interruptor sincronizado, modelo S1-145 F/Syn SF6 circuit-breaker, marca AEG cuyas características técnicas se detallan en el anexo 5.



**Figura 30 Diagrama unifilar para cierre sincronizado de banco 15MVAR, sin compensación de 12MVAR en barra de 13,8kV S/E Tucupita. "Caso 1"**

La función y el mecanismo de sincronización del interruptor que también puede observarse en el anexo 5, permite la conexión del banco en su condición más favorable, la cual ocurre cuando la diferencia de tensión entre fases es cero.

Estas condiciones determinan que el cierre ideal para las fases A-B a efectos de los eventos de simulación luego de transcurrido tres ciclos (50ms) después de haberse iniciado la simulación será a los 61,125ms luego de ocurrido el tiempo de disparo ( $Z_d$ ), posteriormente el cierre de la fase C se producirá a los 65,5ms; que es el instante del cruce por cero de dicha fase respecto al neutro. A continuación en la figura 31 se muestran los tiempos de cierre de cada fase durante la sincronización de cierre de dicho interruptor.



**Figura 31** Tiempos de cierre ideal según mecanismo de sincronización del interruptor de maniobra del banco de 15MVAR en barra 115kV S/E Tucupita

Este estudio de sobretensiones por maniobra se plantea en dos sentidos:

- Un estudio considerando una sincronización ideal: cierre de los dos primeros polos del interruptor cuando la diferencia de tensión entre fases A-B, es cero.
- Un estudio estadístico: debido al posible desajuste de la maniobra de los interruptores y donde puede ocurrir que la sincronización del mismo no sea perfecta.

**Resultados del estudio de sincronización ideal:** En la tabla 11 se resumen para ambos programas de simulación empleados, los valores máximos de tensión obtenidos en las distintas barras de las S/E que conforman el sistema eléctrico de

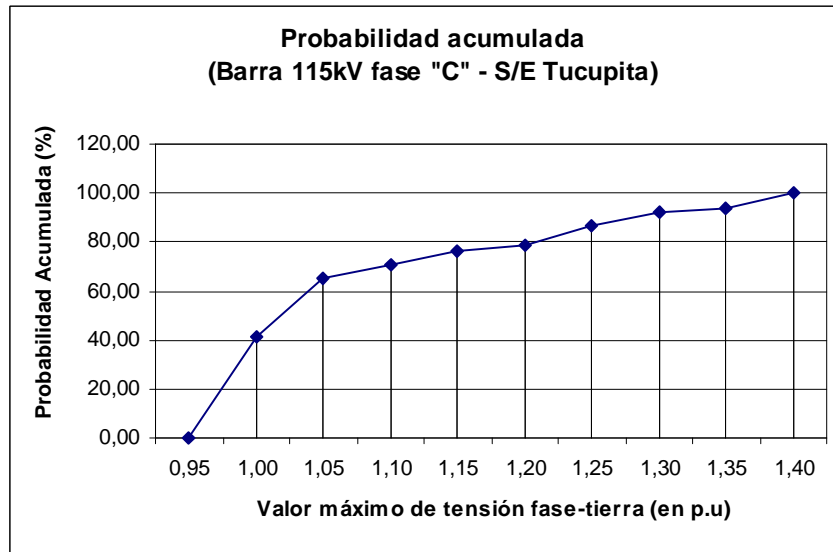
potencia bajo estudio, considerando un cierre o sincronización del interruptor ideal. Las formas de ondas de tensión fase-tierra en las barras de las S/E y corriente de energización del banco de 15MVA<sub>r</sub> que muestran la magnitud y duración del fenómeno transitorio obtenidas particularmente para el programa ATP, se observan en el anexo 13.

**Tabla 11 Valores máximos de tensión para sincronización ideal de cierre del banco de 15 MVA<sub>r</sub> en barra de 115kV S/E Tucupita, sin compensación de 12MVA<sub>r</sub>.**

Máxima amplitud pico (en p.u)		
	ATP	DIgSILENT
Tucupita 115kV	1,04	1,06
Barrancas 115 kV	1,04	1,04
Temblador 115 kV	1,01	1,01
Palital 115 kV	1,03	1,00
Tucupita 34,5 kV	1,02	1,01
Barrancas 13,8 kV	1,02	1,01
Tucupita 13,8 kV	1,01	1,03

**Resultados del estudio estadístico de cierre sincronizado:** este estudio probabilístico se realiza con la finalidad de evaluar los aspectos aleatorios en la maniobra del cierre del interruptor sincronizado del banco de 15 MVA<sub>r</sub>, considerando los siguientes aspectos:

- Tipo de distribución: Gaussiana
- Número de simulaciones: 100
- Desviación estándar: 1 ms (Tomado del manual del interruptor anexo 5).
- Media cierre fase a-b: 61,125 ms (Diferencia de tensiones fase A-B igual a cero).
- Media cierre fase c: 65,5 ms (Cruce por cero de la fase “c”).



**Gráfica 1 Distribución de probabilidad acumulada de la sobretensión máxima fase-tierra en barra de 115kV S/E Tucupita para cierre sincronizado del banco de 15MVar, sin compensación de 12MVar**

Con referencia en la distribución de probabilidad acumulada obtenida para las barras en 115kV de la S/E Tucupita (grafica 1) y en las mostradas para el resto de las barras de las S/E del sistema según anexo 14, se obtienen en la tabla 12 un resumen de los valores de probabilidad máxima de sobretensión fase-tierra con un criterio del 98% de ocurrencia para el estudio estadístico de la sincronización del banco de 15MVar.

Por otra parte como resultado de este estudio estadístico se muestran en el anexo 14, los histogramas para las diversas barras de las S/E del sistema en estudio que representan la distribución de probabilidad de ocurrencia en intervalos de las sobretensiones fase-tierra encontradas de acuerdo a las cien (100) maniobras de cierre ejecutadas para este caso de estudio.

**Tabla 12 Probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra debido a la conexión sincronizada del banco de 15MVAr en barra de 115kV S/E Tucupita, sin compensación de 12MVAr**

Subestación	Sobretensión (en p.u)	Probabilidad ( ≤ % )
Tucupita 115kV	1,35	≤ 95%
Barrancas 115 kV	1,55	≤ 97%
Temblador 115 kV	1,70	≤ 97%
Palital 115 kV	1,25	≤100%
Tucupita 34,5 kV	1,33	≤100%
Barrancas 13,8 kV	1,67	≤100%
Tucupita 13,8 kV	1,25	≤100%

**Corriente de energización del banco de 15MVAr:** en el anexo 13 se observa la forma de onda de la corriente de energización ideal del banco de 15MVAr, para la cual se obtiene un valor de amplitud máxima de corriente en la fase “c”. A continuación en la tabla 13 se resumen para ambos programas de simulación empleados los valores amplitud pico de corriente en p.u durante la maniobra de energización.

**Tabla 13 Valores máximos de corrientes en los bancos de compensación, para el caso de conexión sincronizada del banco de 15MVAr en barra de 115kV S/E Tucupita, sin compensación de 12MVAr.**

	Máxima corriente pico (en p.u)		
	ATP	DIgSILENT	IEEE 1036-1992
Banco de 15MVAr	1,81	2,30	8,87
Banco de 12MVAr	-	-	-

Se observa según los resultados de la tabla 13, que la diferencia en los valores de corriente pico de energización del banco de 15MVAr con respecto al valor estimado según la norma IEEE, es debida a la maniobra de cierre sincronizado realizada por el interruptor del banco de 15MVAr, la cual reduce el valor de corriente pico de energización alrededor de cinco (5) veces el valor de referencia de (8,87 p.u).

**CASO 1.1 :** *Sobretensiones por maniobra debido a conexión sincronizada del banco de 15MVAr en barra de 115kV dentro de la S/E Tucupita, con la compensación conectada del banco de 12MVAr en barra de 13,8kV, cuya operación es normalmente cerrada. Se toma en cuenta además la secuencia de sincronización en las fases para la maniobra de cierre de dicho banco.*

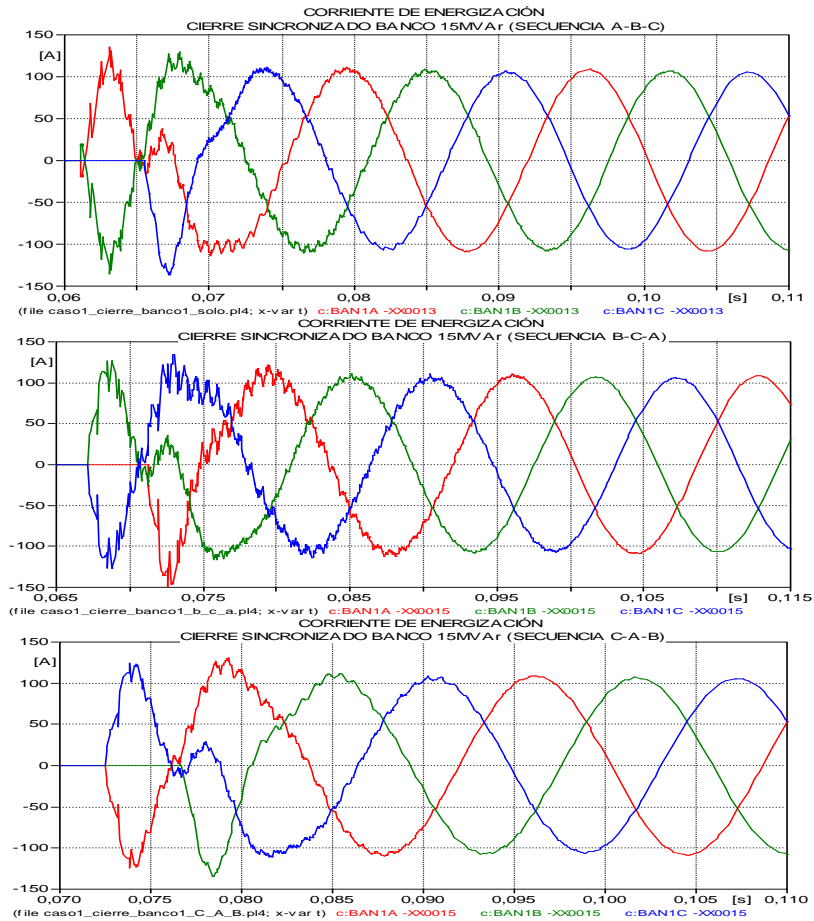
Para considerar este último aspecto en la simulación se plantearon los tres casos posibles que se describen a continuación, simulados únicamente para el programa ATP por ser un caso adicional que no se estipuló inicialmente en este estudio y del cual sólo se obtendrá la variable de interés, es decir, corriente de energización máxima del banco de 15MVAr:

- Secuencia A-B-C: Cierre de los dos primeros polos (Fases A,B) y luego del último polo del interruptor (Fase C).
- Secuencia B-C-A: Cierre de los dos primeros polos (Fases B,C) y luego del último polo del interruptor (Fase A).
- Secuencia C-A-B: Cierre de los dos primeros polos (Fases C,A) y luego del último polo del interruptor (Fase B).

**Resultados del estudio de sincronización ideal:** A continuación en la gráfica 2 se observan las formas de ondas de corriente de energización particularmente en el banco de 15MVAr según la secuencia de sincronización en el cierre del interruptor de este banco. Particularmente se observa que la secuencia B-C-A produce mayor número de oscilaciones antes de alcanzar el estado estacionario (aprox. en 3 ciclos desde el instante de cierre).

Por otra parte a continuación en la tabla 14 se resumen los valores máximos de corriente pico obtenidos en el banco de 15MVAr de acuerdo a la secuencia de sincronización ejecutada durante la maniobra de cierre, de la cual se observa que la

secuencia más desfavorable de cierre es B-C-A (2,02 p.u). Sin embargo dicho valor se mantiene cerca de cinco (5) veces por debajo del valor de corriente pico de energización de referencia para este banco, es decir (8,87 p.u).



**Gráfica 2 Formas de onda de corriente de energización, para el caso de conexión de acuerdo a la secuencia de sincronización del banco de 15MVA<sub>r</sub> en barra de 115kV S/E Tucupita. Simulación ATP**

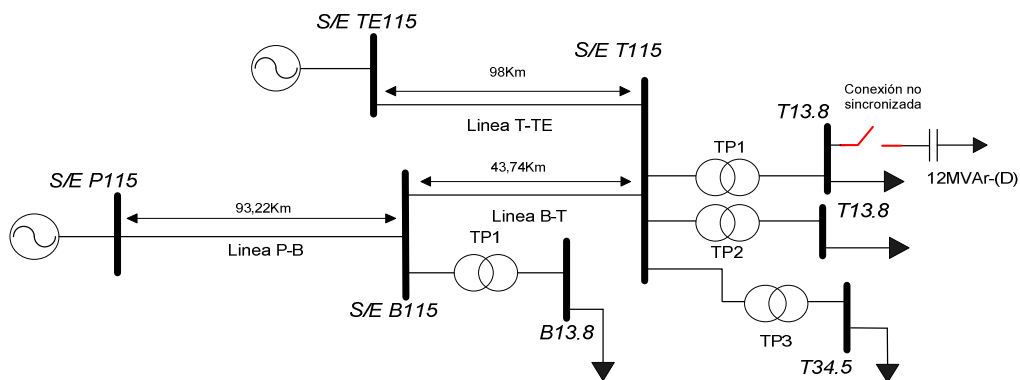
**Tabla 14 Valores máximos de corrientes de energización, para el caso de conexión de acuerdo a la secuencia de sincronización del banco de 15MVA<sub>r</sub> en barra de 115kV S/E Tucupita. Simulación ATP**

Secuencia (fases)	Máxima corriente pico (pu)
A-B-C	1,81
B-C-A	2,02
C-A-B	1,79



**CASO 2:** *Sobretensiones por maniobra debido a conexión no sincronizada del banco de 12MVA en barra de 13,8kV dentro de la S/E Tucupita en la condición fuera de servicio del banco de 15MVA en barra de 115kV de la S/E Tucupita.*

El diagrama unifilar representativo de este caso de estudio se puede observar en la figura 32 y su representación circuital simulada en el programa ATP se muestra en el anexo 15. En este caso de estudio, el banco de compensación de 12MVA se conecta a la barra de 13,8kV en la S/E Tucupita de forma fija mediante un interruptor sin sincronización durante la operación de cierre.



**Figura 32** Diagrama unifilar para cierre de banco de 12MVA , sin compensación de 15MVA en barra de 115kV S/E Tucupita. "Caso 2"

Este estudio de sobretensiones por maniobra plantea los siguientes escenarios de evaluación:

- Evaluar la peor condición de maniobra de conexión del banco de 12 MVA, la cual ocurre cuando la tensión fase-tierra de referencia (Barra de 13,8kV S/E Tucupita) está sobre su valor máximo de amplitud. Esta condición anterior determina que el cierre de los dos primeros polos del interruptor (fases A-B) a efectos de los eventos de simulación luego de transcurrido tres ciclos (50ms) después de haberse iniciado la simulación se produce a los 50ms y 51ms respectivamente, posteriormente el cierre del último polo del interruptor (fase C) se producirá a los

52ms tomando en cuenta la discrepancia existente de 1ms entre cierre de los polos del interruptor según especificaciones técnicas del mismo según anexo 6 .

- Estudiar estadísticamente la aleatoriedad de la conexión manual del banco de 12 MVAR, para evaluar el efecto sobre las diversas barras de las S/E del sistema eléctrico de potencia bajo estudio.

**Resultados del estudio de peor condición de conexión:** En la tabla 15 se resumen para ambos programas de simulación empleados, los valores máximos de tensión obtenidos en las distintas barras de las S/E que conforman el sistema eléctrico de potencia bajo estudio, considerando la condición más desfavorable de cierre del interruptor del banco de 12MVAR. Las formas de ondas de tensión fase-tierra en las barras de las S/E y corriente de energización del banco de 12MVAR que muestran la magnitud y duración del fenómeno transitorio obtenidas particularmente para el programa ATP, se observan en el anexo 15.

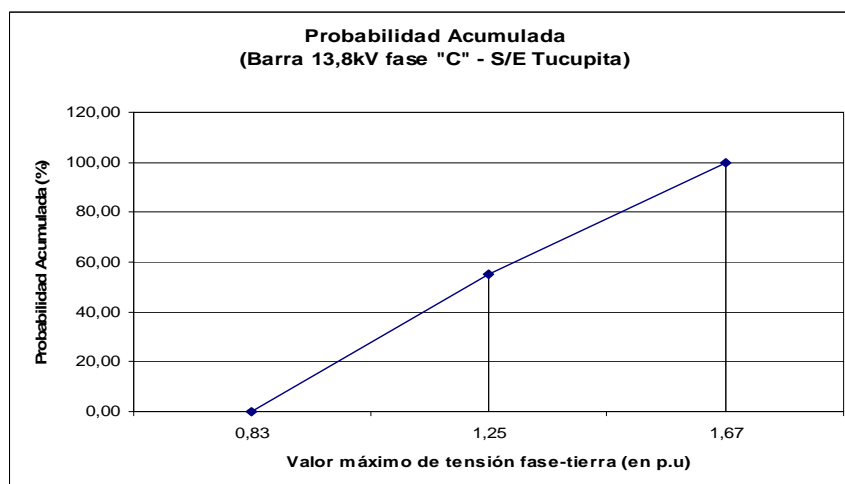
**Tabla 15 Valores máximos de tensión para conexión del banco de 12MVAR S/E Tucupita 13,8kV, sin compensación de 15MVAR.**

Máxima tensión fase-tierra pico (en p.u)		
	ATP	DIgSILENT
Tucupita 115kV	0,97	1,21
Barrancas 115 kV	1,28	1,27
Temblador 115 kV	1,04	1,03
Palital 115 kV	1,11	1,03
Tucupita 34,5 kV	0,95	1,15
Barrancas 13,8 kV	1,26	1,22
Tucupita 13,8 kV	1,55	1,55

Cabe destacar que los resultados obtenidos de tensión por debajo del valor nominal ( $< 1$  p.u) en las barras de 34,5kV y 115kV en la S/E Tucupita mediante el programa ATP según la tabla 15, se deben a que el sistema opera a máxima carga y no se considera el uso de (taps) en los transformadores (TP2 y TP3) a fin de ajustar y regular la tensión en estas barras dentro de la S/E.

**Resultados del estudio estadístico de cierre aleatorio:** este estudio probabilístico se realiza a fin de evaluar los aspectos aleatorios en el cierre del interruptor del banco de 12 MVAR, considerando los siguientes aspectos:

- Tipo de distribución: Uniforme
- Número de simulaciones: 100
- Desviación estándar: 8,33 ms (Para abarcar un periodo de la onda de tensión alrededor del valor de la media de la fase “a”).
- Media cierre fase a: 50 ms (Máximo valor de tensión en la fase “a”).
- Media cierre fase b: 51 ms (Discrepancia de +1ms luego de cierre fase “a”)
- Media cierre fase c: 52 ms (Discrepancia de +1ms luego de cierre fase “b”)



**Gráfica 3** Distribución de probabilidad acumulada de la sobretensión máxima fase-tierra en barra de 13,8kV S/E Tucupita para cierre del banco de 12MVAR, sin compensación de 15MVAR

Con referencia en la distribución de probabilidad acumulada obtenida para las barras en 13,8kV de la S/E Tucupita (gráfica 3) y en las mostradas para el resto de las barras de las S/E del sistema según anexo 16, se obtienen en la tabla 16 un resumen de los valores de probabilidad máxima de sobretensión fase-tierra con un criterio del 98% de ocurrencia para el estudio estadístico del cierre aleatorio del banco de 12MVA<sub>r</sub>. Se debe señalar que el estudio estadístico no arroja una distribución estadística para las barras de 34,5kV y 115kV en las S/E Tucupita y Temblador respectivamente.

Por otra parte como resultado de este estudio estadístico se muestran en el anexo 16, los histogramas para las diversas barras de las S/E del sistema en estudio que representan la distribución de probabilidad de ocurrencia en intervalos de las sobretensiones fase-tierra encontradas de acuerdo a las cien (100) maniobras de cierre ejecutadas para este caso de estudio.

**Tabla 16 Probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra debido a la conexión del banco de 12MVA<sub>r</sub> en barra de 13,8 S/E Tucupita, sin compensación de 15MVA<sub>r</sub>**

Subestación	Sobretensión (en p.u)	Probabilidad ( ≤ % )
Tucupita 115kV	1,10	≤ 98%
Barrancas 115 kV	1,30	≤ 98%
Temblador 115 kV	-	-
Palital 115 kV	1,10	≤100%
Tucupita 34,5 kV	-	-
Barrancas 13,8 kV	1,25	≤97%
Tucupita 13,8 kV	1,67	≤100%

**Corriente de energización del banco de 12MVA<sub>r</sub>:** en el anexo 15 se observa la forma de onda de la corriente de energización del banco de 12MVA<sub>r</sub>, para la cual se obtiene un valor de amplitud máxima de corriente en la fase “b”. A continuación en la tabla 17 se resumen para ambos programas de simulación empleados los valores amplitud pico de corriente en p.u durante la maniobra de energización.

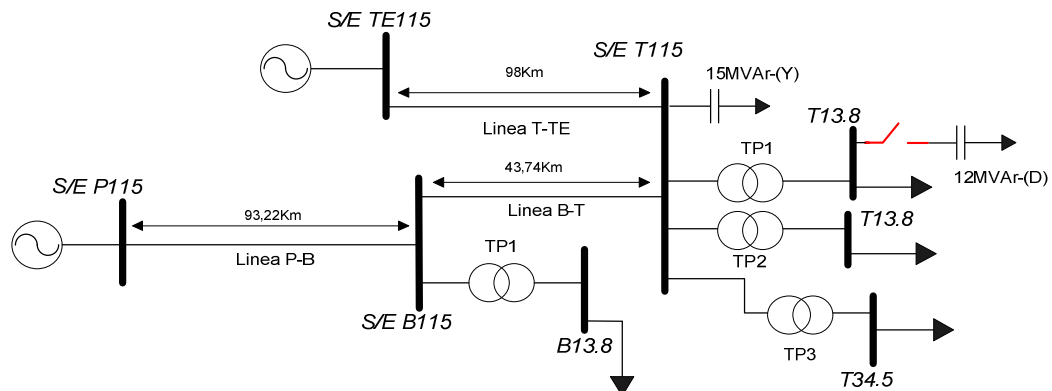
**Tabla 17 Valores máximos de corrientes en los bancos de compensación, para el caso de conexión del banco de 12MVAR en barra de 13,8kV S/E Tucupita, sin compensación de 15MVAR.**

	Máxima corriente pico (en p.u)		
	ATP	DIgSILENT	IEEE 1036-1992
Banco de 15MVAR	-	-	-
Banco de 12MVAR	4,62	6,02	5,60

Se observa según los resultados de la tabla 17, que para este caso en comparación con la energización del banco de 15MVAR; la diferencia es menor en los valores de corriente pico de energización obtenidos del banco de 12MVAR con respecto al valor estimado (5,6 p.u) según la norma IEEE. Esto se debe a que la maniobra de cierre no se realiza de forma sincronizada y se considera además la peor condición de energización, es decir, el instante sobre el máximo valor de tensión fase-neutro usada como referencia (fase A – barra 13,8kV S/E Tucupita).

**CASO 3:** *Sobretensiones por maniobra debido a conexión no sincronizada del banco de 12MVAR en barra de 13,8kV dentro de la S/E Tucupita , con el banco de 15MVAR conectado en barra de 115kV de la S/E Tucupita.*

El diagrama unifilar representativo de este caso de estudio se puede observar en la figura 33 y su representación circuital simulada en el programa ATP se muestra en el anexo 17.



**Figura 33 Diagrama unifilar para cierre de banco de 12MVAR , con compensación de 15MVAR en barra de 115kV S/E Tucupita. "Caso 3"**

Este estudio de sobretensiones por maniobra plantea los siguientes escenarios de evaluación:

- Evaluar la peor condición de maniobra de conexión del banco de 12 MVAR, la cual ocurre cuando la tensión fase-tierra de referencia (Barra de 13,8kV S/E Tucupita) está sobre su valor máximo de amplitud. Esta condición anterior determina que el cierre de los polos del interruptor a efectos de los eventos de simulación se producirá en los mismos instantes de tiempo descritos en detalle para el caso planteado anteriormente (caso N°2).
- Estudiar estadísticamente la aleatoriedad de la conexión manual del banco de 12 MVAR, para evaluar el efecto sobre las diversas barras de las S/E del sistema eléctrico de potencia bajo estudio.

**Resultados del estudio de peor condición de conexión:** En la tabla 18 se resumen para ambos programas de simulación empleados, los valores máximos de tensión obtenidos en las distintas barras de las S/E que conforman el sistema eléctrico de potencia bajo estudio, considerando la condición más desfavorable de cierre del interruptor del banco de 12MVAR. Las formas de ondas de tensión fase-tierra en las

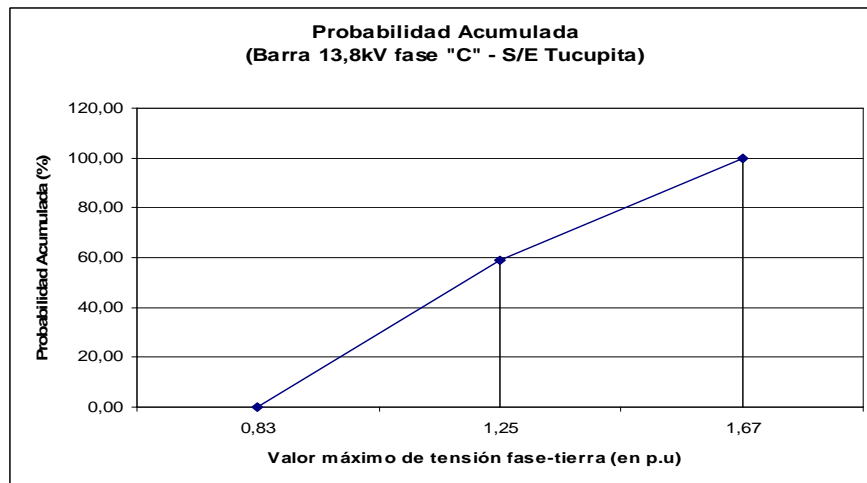
barras de las S/E y corriente de energización del banco de 12MVA<sub>r</sub> que muestran la magnitud y duración del fenómeno transitorio obtenidas particularmente para el programa ATP, se observan en el anexo 17.

**Tabla 18 Valores máximos de tensión para conexión del banco de 12MVA<sub>r</sub> S/E Tucupita 13,8kV, con compensación de 15MVA<sub>r</sub>.**

Máxima tensión fase-tierra pico (en p.u)		
	ATP	DIgSILENT
Tucupita 115kV	1,02	1,37
Barrancas 115 kV	1,29	1,29
Temblador 115 kV	1,03	1,03
Palital 115 kV	1,11	1,01
Tucupita 34,5 kV	1,00	1,31
Barrancas 13,8 kV	1,28	1,25
Tucupita 13,8 kV	1,54	1,48

**Resultados del estudio estadístico de cierre aleatorio:** este estudio probabilístico se realiza a fin de evaluar los aspectos aleatorios en el cierre del interruptor del banco de 12 MVA<sub>r</sub>, considerando los siguientes aspectos:

- Tipo de distribución: Uniforme
- Número de simulaciones: 100
- Desviación estándar: 8,33 ms (Para abarcar un periodo de la onda de tensión alrededor del valor de la media de la fase “a”).
- Media cierre fase a: 50 ms (Máximo valor de tensión en la fase “a”)
- Media cierre fase b: 51 ms (Discrepancia de +1ms luego de cierre fase “a”)
- Media cierre fase c: 52 ms (Discrepancia de +1ms luego de cierre fase “b”)



**Gráfica 4 Distribución de probabilidad acumulada de la sobretensión máxima fase-tierra en barra de 13,8kV S/E Tucupita para cierre del banco de 12MVar, con compensación de 15MVar**

Con referencia en la distribución de probabilidad acumulada obtenida para las barras en 13,8kV de la S/E Tucupita (grafica 4) y en las mostradas para el resto de las barras de las S/E del sistema según anexo 18, se obtienen en la tabla 19 un resumen de los valores de probabilidad máxima de sobretensión fase-tierra con un criterio del 98% de ocurrencia para el estudio estadístico del cierre aleatorio del banco de 12MVar. Se debe señalar que el estudio estadístico no arrojo una distribución estadística para las barras de 34,5kV y 115kV en las S/E Tucupita y Temblador respectivamente.

Por otra parte como resultado de este estudio estadístico se muestran en el anexo 18, los histogramas para las diversas barras de las S/E del sistema en estudio que representan la distribución de probabilidad de ocurrencia en intervalos de las sobretensiones fase-tierra encontradas de acuerdo a las cien (100) maniobras de cierre ejecutadas para este caso de estudio.



**Tabla 19 Probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra debido a la conexión del banco de 12MVAr en barra de 13,8kV S/E Tucupita, con compensación de 15MVAr**

Subestación	Sobretensión (en p.u)	Probabilidad ( ≤ % )
Tucupita 115kV	1,10	≤ 97%
Barrancas 115 kV	1,25	≤ 96%
Temblador 115 kV	-	-
Palital 115 kV	1,10	≤100%
Tucupita 34,5 kV	-	-
Barrancas 13,8 kV	1,25	≤96%
Tucupita 13,8 kV	1,67	≤100%

**Corriente de energización del banco de 12MVAr y 15MVAr:** en el anexo 17 se observan las formas de onda de la corriente de energización en los bancos de 12MVAr y 15MVAr, para las cuales se obtienen en ambas un valor de amplitud máxima de corriente en la fase “b” y “c” respectivamente. A continuación en la tabla 20 se resumen para ambos programas de simulación empleados los valores amplitud pico de corriente en p.u durante la maniobra de energización.

**Tabla 20 Valores máximos de corrientes en los bancos de compensación, para el caso de conexión del banco de 12MVAr en barra de 13,8kV S/E Tucupita, con compensación de 15MVAr.**

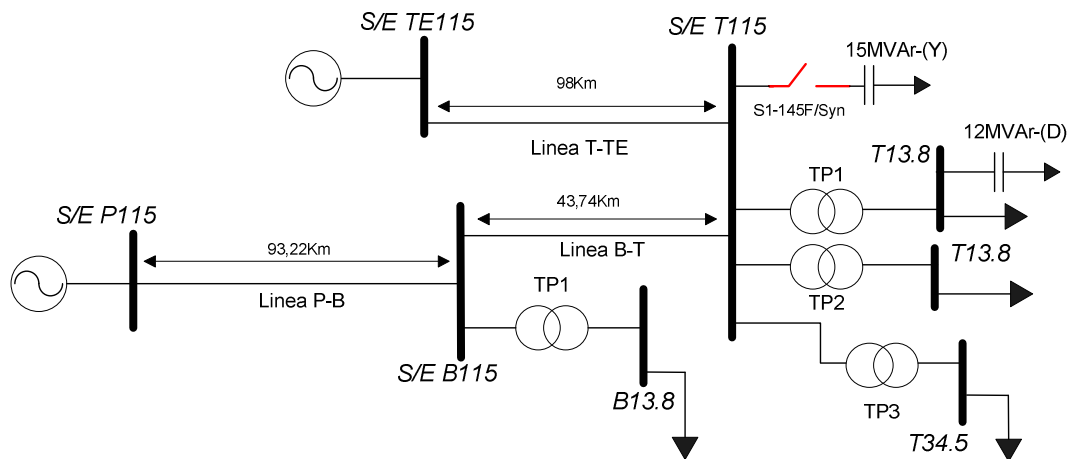
	Máxima corriente pico (en p.u)		
	ATP	DIgSILENT	IEEE 1036-1992
Banco de 15MVAr	1,44	1,85	8,87
Banco de 12MVAr	4,62	6,02	5,60

Se observa según los resultados de la tabla 20, que se mantienen los valores de corriente pico de energización del banco de 12MVAr del caso anterior a pesar de haber considerado la maniobra de cierre con la compensación de 15MVAr conectada en la barra de 115kV de la S/E Tucupita. En relación a los valores de corrientes por el banco de 15MVAr se observa que su diferencia en comparación al valor de referencia (8,87 p.u) se deben a que los valores obtenidos no representan como tal una corriente

de energización sino una perturbación transitoria que se transmite al resto del sistema durante la maniobra de cierre del banco de 12MVAR.

**CASO 4:** *Sobretensiones por maniobra debido a conexión sincronizada del banco de 15MVAR en barra de 115kV dentro de la S/E Tucupita, con el banco de 12MVAR conectado en barra de 13,8kV S/E Tucupita.*

El diagrama unifilar representativo de este caso de estudio se puede observar en la figura 34 y su representación circuital simulada en el programa ATP se muestra en el anexo 19. En este caso, el banco de compensación de 15MVAR se conecta a la barra de 115kV en la S/E Tucupita mediante un interruptor sincronizado, modelo S1-145 F/Syn SF6 circuit-breaker, marca AEG.



**Figura 34 Diagrama Unifilar Cierre Sincronizado de Banco 15MVAR, con compensación de 12MVAR en barra de 13,8kV. "Caso 4"**

Este estudio de sobretensiones por maniobra se plantea en dos sentidos:

- Un estudio considerando una sincronización ideal: cierre de los dos primeros polos del interruptor cuando la diferencia de tensión entre fases A-B, es cero.

- Un estudio estadístico: debido al posible desajuste de la maniobra de los interruptores y donde puede ocurrir que la sincronización del mismo no sea perfecta.

**Resultados del estudio de sincronización ideal:** En la tabla 21 se resumen para ambos programas de simulación empleados, los valores máximos de tensión obtenidos en las distintas barras de las S/E que conforman el sistema eléctrico de potencia bajo estudio, considerando un cierre o sincronización del interruptor ideal. Las formas de ondas de tensión fase-tierra en las barras de las S/E y corriente de energización para los bancos de 12MVAR y 15MVAR que muestran la magnitud y duración del fenómeno transitorio obtenidas particularmente para el programa ATP, se observan en el anexo 19.

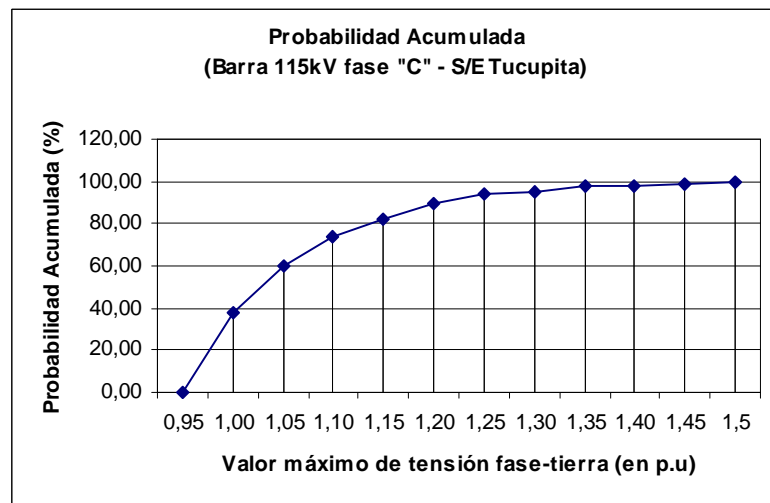
**Tabla 21** Valores máximos de tensión para sincronización ideal de cierre del banco de 15 MVAR S/E Tucupita 115 kV, con compensación de 12MVAR.

Máxima tensión fase-tierra pico (en p.u)		
	ATP	DIgSILENT
Tucupita 115kV	1,05	1,07
Barrancas 115 kV	1,06	1,10
Temblador 115 kV	1,01	1,01
Palital 115 kV	1,04	1,01
Tucupita 34,5 kV	1,02	1,04
Barrancas 13,8 kV	1,05	1,07
Tucupita 13,8 kV	1,09	1,13

De acuerdo a los resultados simulados en ambos programas para este caso donde se realiza la conexión ideal del banco de 15MVAR con la compensación de 12MVAR en la barra de 13.8 kV de la S/E Tucupita, se observa que las máximas tensiones fase-tierra ocurren en la barras de 115kV y 13,8kV de las S/E Barrancas y Tucupita respectivamente. Por ello se realiza un estudio estadístico de las tensiones en esas barras para conexiones aleatorias del banco de 15 MVAR.

**Resultados del estudio estadístico de cierre sincronizado:** este estudio se realiza con la finalidad de analizar los aspectos aleatorios en la maniobra del cierre del interruptor sincronizado del banco de 15 MVAR y los efectos posibles en las tensiones fase-tierra en las diversas barras de las S/E del sistema bajo estudio, considerando los siguientes aspectos:

- Tipo de distribución: Gaussiana
- Número de simulaciones: 100
- Desviación estándar: 1 ms (Tomado del manual del interruptor anexo 5)
- Media cierre fase a-b: 61,125 ms (Diferencia de tensiones fase A-B igual a cero)
- Media cierre fase c: 65,5 ms (Cruce por cero de la fase “c”).



**Gráfica 5** Distribución de probabilidad acumulada de la sobretensión máxima fase-tierra en barra de 115kV S/E Tucupita para cierre sincronizado del banco de 15MVAR, con compensación de 12MVAR

Con referencia en la distribución de probabilidad acumulada obtenida para las barra de 115kV de la S/E Tucupita (grafica 5) y en las mostradas para el resto de las barras de las S/E del sistema según anexo 20, se obtienen en la tabla 22 un resumen de los valores de probabilidad máxima de sobretensión fase-tierra con un criterio del 98% de ocurrencia para el estudio estadístico de la sincronización del banco de 15MVar.

Por otra parte como resultado de este estudio estadístico se muestran en el anexo 20, los histogramas para las diversas barras de las S/E del sistema en estudio que representan la distribución de probabilidad de ocurrencia en intervalos de las sobretensiones fase-tierra encontradas de acuerdo a las cien (100) maniobras de cierre ejecutadas para este caso de estudio.

**Tabla 22 Probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra debido a la conexión sincronizada del banco de 15MVar en barra de 115kV S/E Tucupita, con compensación de 12MVar**

Subestación	Sobretensión (en p.u)	Probabilidad ( $\leq$ % )
Tucupita 115kV	1,30	$\leq$ 98%
Barrancas 115 kV	1,55	$\leq$ 98%
Temblador 115 kV	1,80	$\leq$ 98%
Palital 115 kV	1,50	$\leq$ 96%
Tucupita 34,5 kV	1,17	$\leq$ 96%
Barrancas 13,8 kV	1,25	$\leq$ 100%
Tucupita 13,8 kV	1,25	$\leq$ 100%

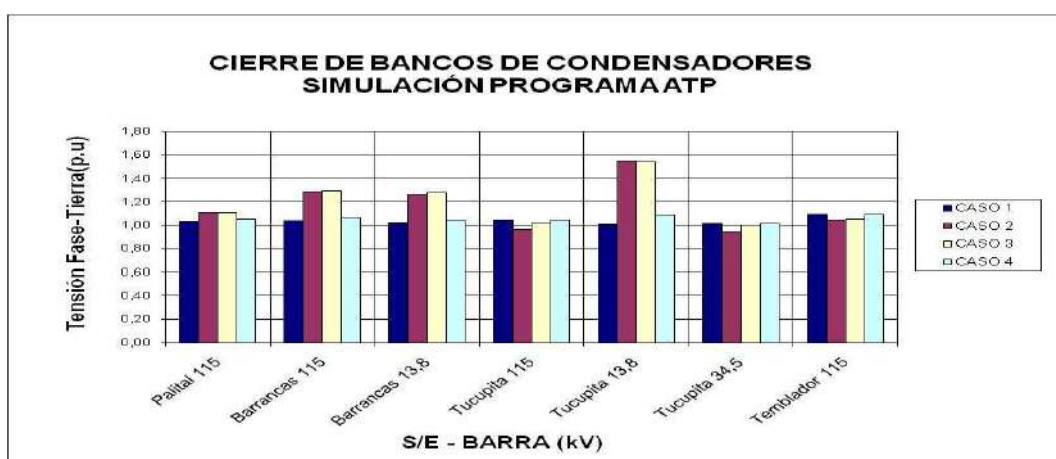
**Corriente de energización del banco de 12MVar y 15MVar:** en el anexo 19 se observan las formas de onda de la corriente de energización en los bancos de 12MVar y 15MVar, para las cuales se obtienen en ambas un valor de amplitud máxima de corriente en la fase “c”. A continuación en la tabla 23 se resumen para ambos programas de simulación empleados los valores amplitud pico de corriente en p.u durante la maniobra de energización.

**Tabla 23 Valores máximos de corrientes en los bancos de compensación, para el caso de conexión sincronizada del banco de 15MVar en barra de 115kV S/E Tucupita, con compensación de 12MVar.**

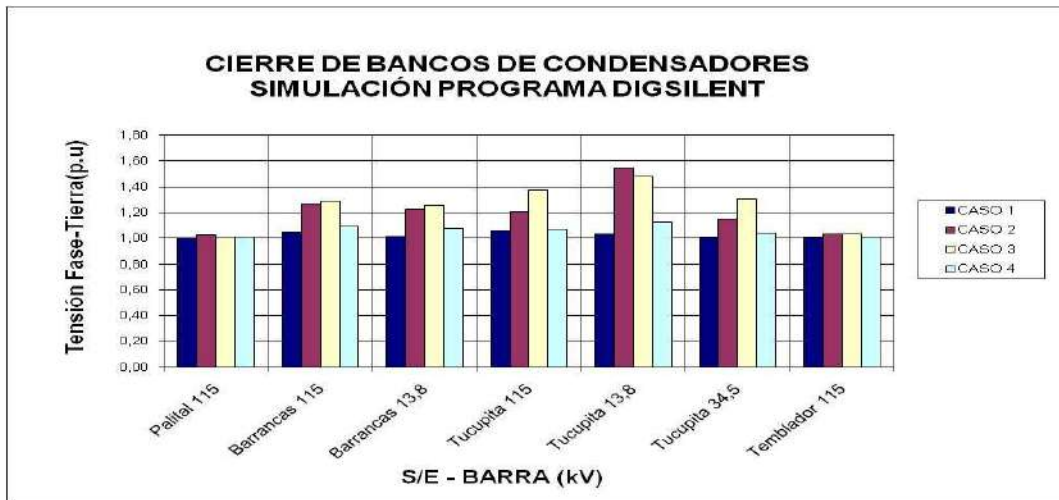
	Máxima corriente pico (en p.u)		
	ATP	DIgSILENT	IEEE 1036-1992
Banco de 15MVar	1,81	2,13	8,87
Banco de 12MVar	1,54	2,34	5,60

Se observa según los resultados de la tabla 23, que la diferencia en los valores de corriente pico de energización del banco de 15MVar con respecto al valor estimado según la norma IEEE es debida tal como en el caso N° 1, a la maniobra de cierre sincronizado realizada por el interruptor del banco de 15MVar. En relación a los valores de corrientes pico obtenidos en el banco de 12MVar se puede decir que su diferencia en comparación al valor de referencia (5,60 p.u) se debe análogamente como en el caso anterior a que estos no representan como tal una corriente de energización sino una perturbación transitoria que se transmite al resto del sistema durante la maniobra de cierre del banco de 15MVar.

#### 4.1.2 Comparación y análisis de casos planteados

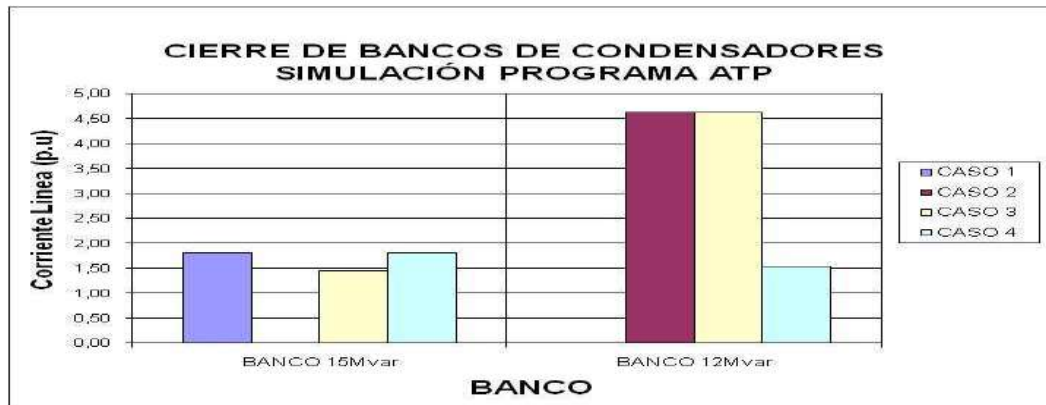


**Gráfica 6 Comparación de valores máximos de tensiones fase-tierra en barras del sistema para estudio de energización de banco de condensadores. Simulación ATP**

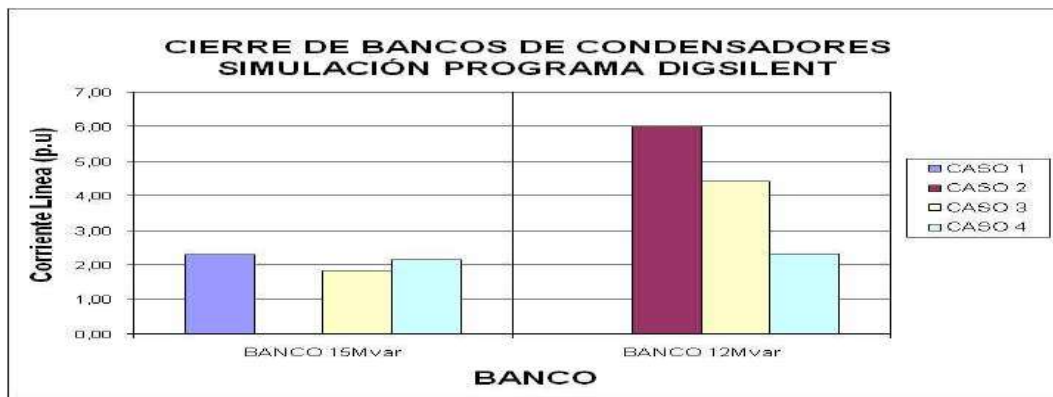


**Gráfica 7 Comparación de valores máximos de tensiones fase-tierra en barras del sistema para estudio de energización de banco de condensadores. Simulación DIGSILENT**

De acuerdo al resultado de los niveles de tensión fase-tierra producto del estudio tipo determinístico de energización de los bancos de 15MVAR y 12MVAR para ambos programas de simulación (Gráficas 6 y 7), se observa que la máxima sobretensión fase-tierra (1.55 p.u) ocurre durante la maniobra de cierre del banco de 12MVAR en la barra de 13,8kV de la S/E Tucupita, sin estar conectada la compensación de 15MVAR. Principalmente esto se debe a que la energización del banco no se realiza de forma sincronizada y además se consideró la peor condición de cierre, es decir, en el valor máximo de la onda de tensión fase-tierra de referencia (fase A – barra de 13,8kV).



**Gráfica 8 Comparación de valores máximos de corriente en bancos de compensación para estudio de energización de banco de condensadores. Simulación ATP**



**Gráfica 9 Comparación de valores máximos de corriente en bancos de compensación para estudio de energización de banco de condensadores. Simulación Digsilent**

De acuerdo al resultado de las corrientes de energización producto del estudio tipo determinístico de energización de los bancos de 15MVAR y 12MVAR para ambos programas de simulación (Graficas 8 y 9), se observa que la corriente pico de energización en el banco de 15MVAR resulta ser la de menor amplitud encontrándose que es aproximadamente cuatro (4) veces menor que la corriente de energización (8,87 p.u) estimada según la norma IEEE Std 1036-1992. Esto se debe a que la maniobra de cierre de éste banco se realiza de forma sincronizada, lo que produce una conexión ideal del mismo y por lo tanto la reducción de las magnitudes y oscilaciones transitorias de corriente del banco, a diferencia de las formas de onda obtenidas en los casos de conexión no sincronizada del banco de 12MVAR.



## 4.2 Desenergización de bancos de condensadores

Para la realización de este estudio se consideraran los siguientes aspectos generales:

- Las bases de tensión y corriente utilizadas en la presentación de los resultados y anexos para el presente estudio fueron el valor de la tensión máxima fase-tierra de servicio de acuerdo al nivel de tensión nominal en la barra de la S/E y corriente nominal de los bancos de condensadores.
- La simulación de apertura del banco de condensadores con la ocurrencia de un reencendido en una de fases del interruptor de maniobra no se realizara para el banco de 12MVA<sub>r</sub>, ya que la condición de operación de éste es normalmente cerrado dentro de la S/E Tucupita.

### 4.2.1 Casos de estudio planteados

**CASO 1** : *Sobretensiones por maniobra debido a la apertura con ocurrencia de un reencendido en una de las fases del banco de condensadores de 15MVA<sub>r</sub> conectado a Barra de 115kV dentro la S/E Tucupita, sin estar conectado el banco de 12MVA<sub>r</sub> ubicado en barra de 13,8kV de la S/E Tucupita.*

El diagrama unifilar representativo de este caso de estudio es similar al mostrado anteriormente en la figura 30 (ver pág. 70). En este caso de estudio, el banco de compensación de 15MVA<sub>r</sub> se maniobrará mediante el interruptor sincronizado S1-145 F/Syn AEG.

Este estudio de sobretensiones por maniobra plantea el escenario de evaluación de condición desfavorable debido a la ocurrencia de un reencendido en una de las fases del interruptor del banco de 15 MVA<sub>r</sub> durante la maniobra de

apertura ideal del mismo. Para ello se tendrán en cuenta los siguientes eventos de simulación:

- Inicialmente el primer evento a simular será la condición de apertura ideal de los polos del interruptor del banco a los 100ms, instante que coincide con el máximo valor en la tensión fase-tierra del banco y el cruce por cero de la corriente de línea de referencia del banco de 15MVA<sub>r</sub> (fase A) .

- Luego como segundo evento de simulación se tendrá la ocurrencia del reencendido en el primer polo del interruptor (fase A) medio ciclo después de ejecutada la apertura ideal a los 100ms, ya que en dicho instante es máxima la tensión entre contactos del interruptor y aumenta la probabilidad de ocurrencia de reencendido.

- Finalmente como ultimo evento de simulación se tendrá que transcurrido 35ms luego de la ocurrencia del reencendido se producirá la apertura exitosa de los polos del interruptor del banco, dicho instante definido así de acuerdo al tiempo de apertura indicado según especificaciones técnicas del interruptor según anexo 5.

**Resultados del estudio determinístico de apertura ideal ante ocurrencia de un reencendido:** En las tabla 24 se resumen para ambos programas de simulación empleados, los valores máximos de tensión obtenidos en las distintas barras de las S/E que conforman el sistema eléctrico de potencia bajo estudio, considerando la apertura del banco ante la ocurrencia de un reencendido en una de las fases del interruptor de maniobra. Las formas de ondas de tensión fase-tierra en las barras de las S/E y entre contactos del interruptor así como la corriente del banco de 15MVA<sub>r</sub> que muestran la magnitud y duración del fenómeno transitorio obtenidas particularmente para el programa ATP, se observan en el anexo 21.

**Tabla 24 Valores máximos de tensión para apertura del banco de 15 MVar S/E Tucupita 115 kV ante la ocurrencia de un reencendido, sin compensación de 12MVar.**

Máxima tensión fase-tierra (en p.u)		
	ATP	DIgSILENT
Tucupita 115kV	1,81	1,35
Barrancas 115 kV	1,81	1,22
Temblador 115 kV	1,85	1,12
Palital 115 kV	1,37	1,04
Tucupita 34,5 kV	1,47	1,20
Barrancas 13,8 kV	1,52	1,17
Tucupita 13,8 kV	1,42	1,07

Se observa según los resultados máximos de tensión obtenidos para ambos programas en la tabla 24 que la ocurrencia de reencendido durante la apertura del banco de 15MVar, produce valores máximos de sobretensiones (alrededor de 1,8 p.u) en las barras de 115kV de las S/E's Barrancas, Tucupita y Temblador; particularmente para el programa ATP. Se debe señalar que las diferencias encontradas en relación a los resultados obtenidos para el programa DIgSILENT se deben a que el reencendido ocurrió en un instante distinto a pesar de haber sido definido siguiendo los eventos de simulación descritos para este caso de estudio.

**Corriente de energización del banco de 15MVar ante ocurrencia de un reencendido:** en el anexo 21 se observa la forma de onda de la corriente de energización del banco de 12MVar, para la cual se obtiene un valor de amplitud máxima de corriente en la fase “c”. A continuación en la tabla 25 se resumen para ambos programas de simulación empleados los valores amplitud pico de corriente en p.u durante la maniobra de energización.

**Tabla 25 Valores máximos de corrientes en banco de compensación, para el caso de apertura del banco de 15MVAR en barra de 115kV S/E Tucupita y ocurrencia de un reencendido, sin compensación de 12MVAR.**

	Máxima corriente pico (en p.u)		
	ATP	DIgSILENT	IEEE 1036-1992
Banco de 15MVAR	9,20	77,60	8,87
Banco de 12MVAR	-	-	-

De acuerdo a los resultados obtenidos en la tabla 25, se observa que la ocurrencia de reencendido durante la apertura no exitosa del banco de 15MVAR; produce una corriente pico particularmente para el programa ATP que supera en un 4% el valor de referencia estimado de (8,87 p.u) obtenido según la norma IEEE.

Se debe señalar que el valor obtenido de máxima corriente pico (77,60 p.u) para la simulación en el programa DIgSILENT presenta una diferencia apreciable en relación a los valor obtenido del programa ATP y teórico estimado según norma. Esta diferencia puede deberse en principio al algoritmo interno usado en dicho programa para la simulación del proceso transitorio, el cual posiblemente incurrió en oscilaciones numéricas que determinaron que este resultado no es significativo a fin de realizar el análisis de los mismos en los estudios de desenergización de los bancos.

**CASO 2 :** *Sobretensiones por maniobra debido a la apertura con ocurrencia de un reencendido en una de las fases del banco de condensadores de 15MVAR conectado a Barra de 115kV dentro la S/E Tucupita, con el banco de 12MVAR conectado en barra de 13,8kV de la S/E Tucupita.*

El diagrama unifilar representativo de este caso de estudio es similar al mostrado anteriormente en la figura 34 (ver pág. 86). En este caso de estudio, el banco de compensación de 15MVAR se maniobrará mediante el interruptor sincronizado S1-145 F/Syn AEG.

Este estudio de sobretensiones por maniobra plantea el escenario de evaluación de condición desfavorable debido a la ocurrencia de un reencendido en una de las fases del interruptor del banco de 15 MVAR durante la maniobra de apertura ideal del mismo. Para ello se tendrán en cuenta así como en los casos anteriores los eventos de simulación descritos en el caso anterior.

**Resultados del estudio determinístico de apertura ideal ante ocurrencia de un reencendido:** En las tabla 26 se resumen para ambos programas de simulación empleados, los valores máximos de tensión obtenidos en las distintas barras de las S/E que conforman el sistema eléctrico de potencia bajo estudio, considerando la apertura del banco ante la ocurrencia de un reencendido en una de las fases del interruptor de maniobra. Las formas de ondas de tensión fase-tierra en las barras de las S/E y entre contactos del interruptor así como la corriente del banco de 15MVAR que muestran la magnitud y duración del fenómeno transitorio obtenidas particularmente para el programa ATP, se observan en el anexo 22.

**Tabla 26 Valores máximos de tensión para apertura del banco de 15 MVAR S/E Tucupita 115kV ante la ocurrencia de un reencendido, con compensación de 12MVAR**

Máxima tensión fase-tierra (en p.u)		
	ATP	DIgSILENT
Tucupita 115kV	1,77	1,28
Barrancas 115 kV	1,88	1,24
Temblador 115 kV	1,82	1,12
Palital 115 kV	1,39	1,00
Tucupita 34,5 kV	1,42	1,19
Barrancas 13,8 kV	1,55	1,22
Tucupita 13,8 kV	1,22	1,04

Se observa según los resultados máximos de tensión obtenidos para ambos programas en la tabla 26 que la ocurrencia de reencendido durante la apertura del banco de 15MVar, produce valores máximos de sobretensiones (entre 1,6 -1,8 p.u) en las barras de 115kV de las S/E's Barrancas, Tucupita y Temblador; particularmente para el programa ATP. Se debe señalar al igual que en el caso anterior que las diferencias encontradas en relación a los resultados obtenidos para el programa DIgSILENT se deben a la ocurrencia del reencendido en instantes distintos a los definidos en los eventos de simulación.

**Corriente de energización del banco de 15MVar y 12MVar ante ocurrencia de un reencendido:** en el anexo 22 se observan las formas de onda de la corriente de energización en los bancos de 15MVar y 12MVar, para las cuales se obtienen en ambas un valor de amplitud máxima de corriente en la fase “c”. A continuación en la tabla 27 se resumen para ambos programas de simulación empleados los valores amplitud pico de corriente en p.u durante la maniobra de energización.

**Tabla 27 Valores máximos de corrientes en los bancos de compensación, para el caso de apertura del banco de 15MVar en barra de 115kV S/E Tucupita y ocurrencia de reencendido, con compensación de 12MVar.**

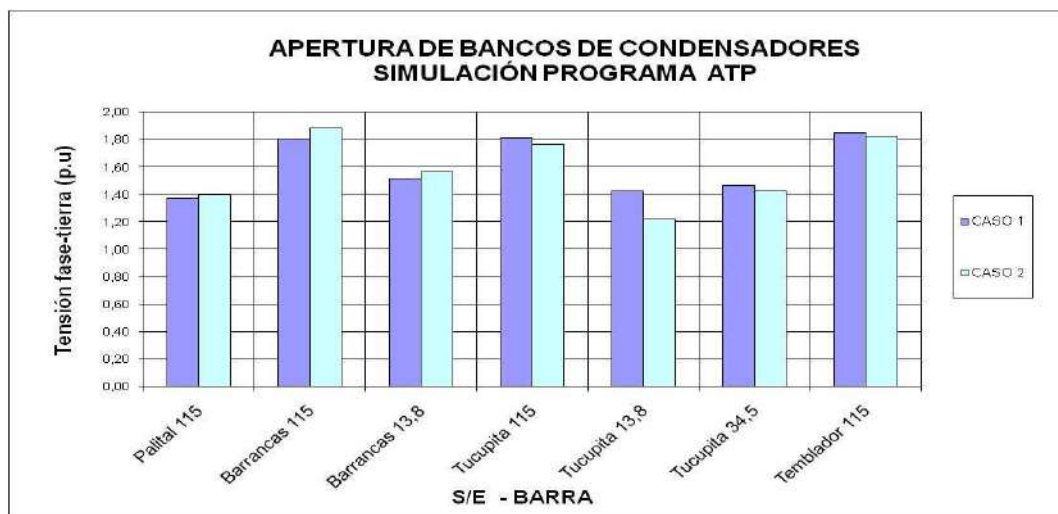
	Máxima corriente pico (en p.u)		
	ATP	DIgSILENT	IEEE 1036-1992
Banco de 15MVar	10,28	77,07	8,87
Banco de 12MVar	4,08	2,47	5,60

De acuerdo a los resultados obtenidos en la tabla 27, se observa que la ocurrencia de reencendido durante la apertura no exitosa del banco de 15MVar con la conexión de la compensación de 12MVar; produce una corriente pico particularmente para el programa ATP que supera en un 16% el valor de referencia estimado de (8,87 p.u) obtenido según la norma IEEE. En relación a los valores de

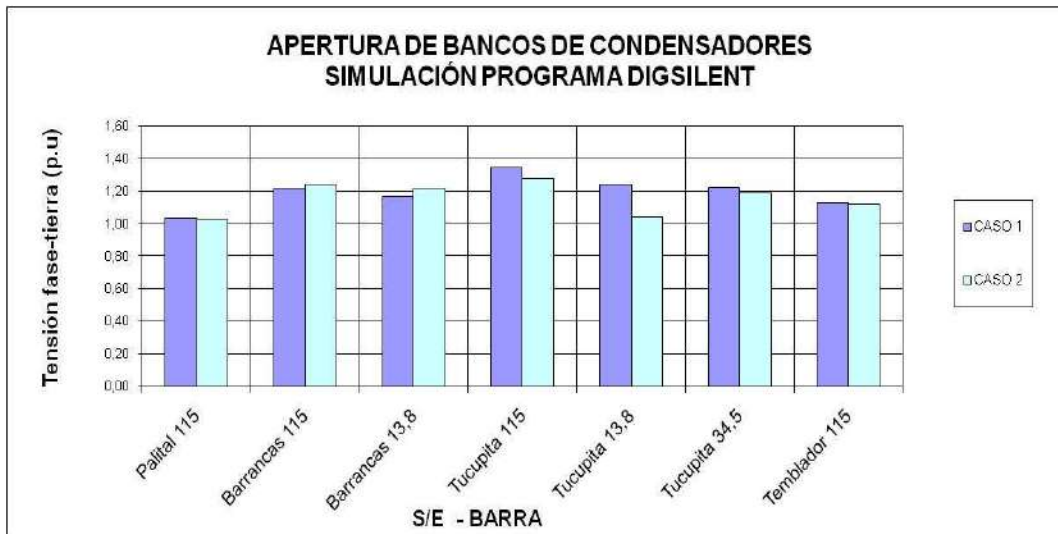
corrientes pico obtenidos en el banco de 12MVAR se puede decir que su diferencia en comparación al valor de referencia (5,60 p.u) se debe a que estos no representan como tal una corriente de energización sino una perturbación transitoria que se transmite al resto del sistema en este caso debido al reencendido ocurrido durante la maniobra de apertura del banco de 15MVAR.

Se debe señalar que tal como sucedió con los resultados observados en el caso anterior (según tabla 26) se observan diferencias apreciables del valor de corriente pico del banco de 15MVAR obtenida para la simulación en el programa DIGSILENT con relación a los valores del programa ATP y estimado según norma.

#### 4.2.2 Comparación y análisis de resultados de casos planteados



**Gráfica 10 Comparación de tensiones fase-neutro en barras del sistema para estudio de desenergización de banco de condensadores y ocurrencia de un reencendido. Simulación ATP**



**Gráfica 11 Comparación de tensiones fase-neutro en barras del sistema para estudio de desenergización de banco de condensadores y ocurrencia de un reencendido. Simulación DIGSILENT**

De acuerdo al resultado del estudio de tipo determinístico de los valores máximos de tensión fase-tierra en las diversas barras de las S/E para ambos programas de simulación (Graficas 10 y 11) durante la apertura del banco de 15MVAR y la ocurrencia de un reencendido, se observa que a pesar de las diferencias mencionadas anteriormente en ambos programas para dichos resultados; las barras en 115kV de la S/E Tucupita (donde se realiza la apertura del banco de 15MVAR) y S/E Barrancas se encuentran dentro de aquellas en las cuales se producen los mayores niveles de sobretensión máximos para el sistema bajo estudio.



### 4.3 Energización de transformadores

Para la realización de este estudio se consideraran los siguientes aspectos:

- No se considerará el flujo de remanencia existente previo a la energización del transformador, ya que ninguno de los modelos del transformador usados en los programas ATP y DIgSILENT posee una opción que permita el ingreso de dicho parámetro.
- Las bases de tensión y corriente utilizadas en la presentación de los resultados y anexos para el presente estudio fueron el valor de la tensión máxima fase-tierra de servicio (1,05 p.u) de acuerdo al nivel de tensión nominal en la barra donde es energizado el transformador y el valor de corriente nominal del lado primario del transformador (según anexo 3) a ser energizado.
- Los resultados mostrados para el tipo de estudio determinístico fueron realizados mediante el programa ATP, ya que de acuerdo a las opciones disponibles a fin de representar la característica no lineal de saturación del núcleo en el modelo de transformador empleado en el programa DIgSILENT, no fue posible observar el fenómeno de corriente inrush durante los estudios de energización de transformadores.
- Los resultados mostrados para el estudio de tipo estadístico fueron realizados mediante el programa ATP, ya que el módulo EMT del programa DIgSILENT no cuenta con una opción que permita la realización de este tipo de estudios, a fin de simular la aleatoriedad en las maniobra de energización de bancos de condensadores.



- CASO 1.1: Cierre simultáneo de los polos del interruptor en el cruce por cero ante el cambio del semiciclo negativo a positivo de la onda de tensión fase-tierra de referencia (Barra 115 kV S/E Barrancas).
  - CASO 1.2: Cierre simultáneo de los polos del interruptor en el cruce por cero ante el cambio del semiciclo positivo a negativo de la onda de tensión fase-tierra de referencia (Barra 115 kV S/E Barrancas).
  - CASO 1.3: Cierre simultáneo de los polos del interruptor en el valor pico de la onda de tensión fase-tierra de referencia (Barra 115 kV S/E Barrancas).
- Evaluar estadísticamente la distribución de sobretensiones para la maniobra de energización simultánea de las tres fases del transformador (TP1 115/13,8kV) en la S/E Barrancas para la condición más desfavorable de energización que resulte del estudio determinístico planteado.

**Resultados del estudio determinístico de condición de energización:** En la tabla 28 se resumen para ambos programas de simulación empleados, los valores máximos de tensión fase-tierra obtenidos localmente y las corrientes de energización en el transformador para los diferentes casos de estudio planteados. Las formas de onda obtenidas particularmente para el programa ATP de tensión fase-tierra en la barra donde el transformador es energizado y corriente inrush del mismo que muestran la magnitud y duración del fenómeno transitorio, se observan en el anexo 23.

**Tabla 28 Valores máximos de tensión y corriente obtenidos en la energización del transformador TP1 (115/13,8kV - S/E Barrancas) de acuerdo al caso de estudio planteado. Simulación ATP**

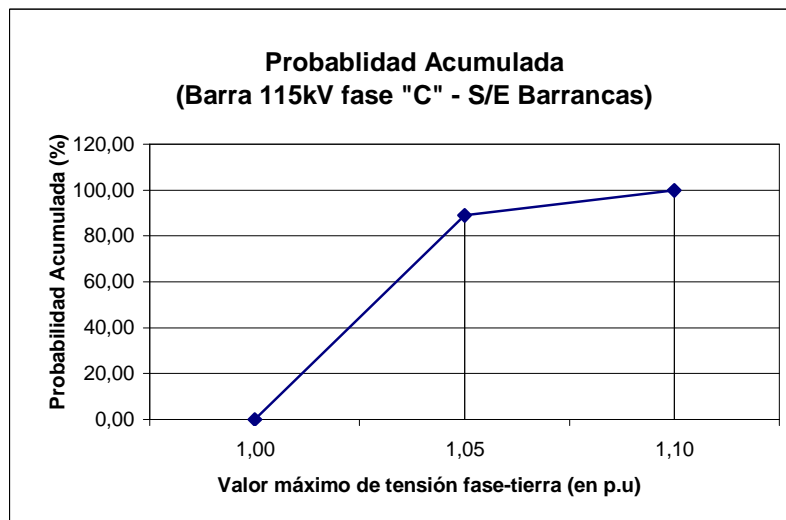
S/E	Máxima tensión pico fase-tierra (p.u)			Corriente inrush pico (p.u)		
	CASO 1.1	CASO 1.2	CASO 1.3	CASO 1.1	CASO 1.2	CASO 1.3
Barrancas 115kV	1,05	1,05	1,04	3,37	3,35	1,75

De acuerdo a los resultados obtenidos en la tabla 28, se observa en primer lugar que la máxima tensión pico fase-tierra en ninguno de los tres casos planteados de energización del transformador (TP1) de la S/E Barrancas superan un valor de 1,1p.u.

En segundo lugar se obtiene que al realizarse la energización en los cruces por cero de la onda de tensión fase-tierra (casos N° 1.1 y 1.2), dan como resultado el valor máximo de corriente inrush estando alrededor de 3,4 veces la corriente nominal del transformador. Asimismo se observa que si la energización ocurre en el instante donde es máxima la tensión fase-tierra (caso N° 1.3), la corriente inrush sigue superando el valor de corriente nominal del transformador pero éste se reduce cerca de un 93% en comparación a los valores obtenidos en las peores condiciones de energización (casos N° 1.1 y 1.2).

**Resultados del estudio estadístico de cierre aleatorio:** este estudio probabilístico se realiza a fin de evaluar los aspectos aleatorios en el cierre simultáneo de los polos del interruptor de maniobra para la energización del transformador (TP1 115/13,8kV) de la S/E Barrancas:

- Tipo de distribución: Uniforme
- Número de simulaciones: 100
- Desviación estándar : 8,33 ms (Para abarcar un periodo de la onda de tensión alrededor del valor de la media de la fase “a”).
- Media cierre fase a: 95.96 ms (Cruce por cero de tensión en la fase “a”).



**Gráfica 12 Distribución de probabilidad acumulada de la sobretensión máxima fase-tierra en barra de 115kV S/E Barrancas para energización del transformador TP1 115/13,8kV en la S/E Barrancas**

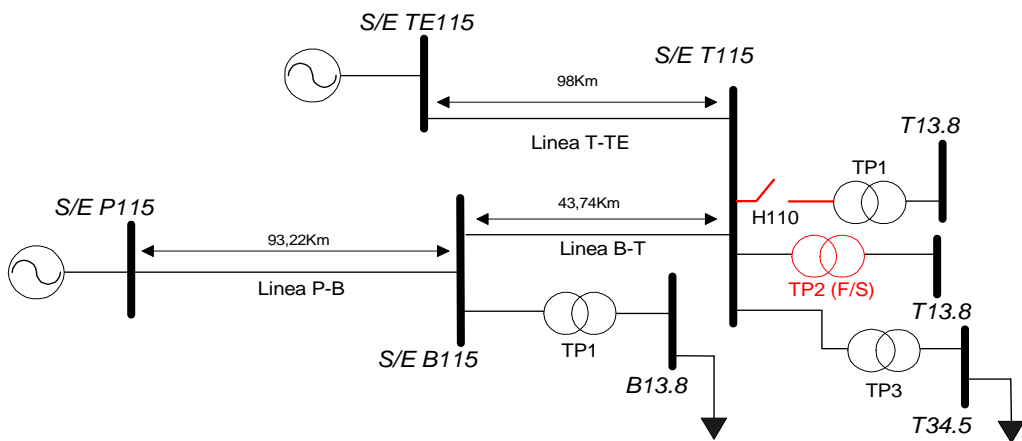
Con referencia en la distribución de probabilidad acumulada para la barra de 115kV en la S/E Barrancas según gráfica 12, se obtiene en la tabla 29 el valor de probabilidad máxima de sobretensión fase-tierra con un criterio del 98% de ocurrencia para el estudio estadístico de la energización del transformador (TP1 115/13,8kV) de la S/E Barrancas. Por otra parte como resultado de este estudio estadístico se muestra en el anexo 23, el histograma en dicha barra que representa la distribución de probabilidad de ocurrencia en intervalos de las sobretensiones fase-tierra encontradas durante las cien (100) maniobras de energización aleatoria ejecutadas en este caso de estudio.

**Tabla 29 Probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra debido a energización del transformador TP1 115/13,8kV de la S/E Barrancas**

Subestación	Sobretensión (en p.u)	Probabilidad ( $\leq$ % )
Barrancas 115 kV	1,09	$\leq$ 98%

**CASO 2:** Energización del transformador TP1(115/13,8kV) de la S/E Tucupita sin carga conectada en las salidas existentes de 13,8kV y con el transformador TP2(115/13,8kV) fuera de servicio.

El diagrama unifilar representativo de este caso de estudio se puede observar en la figura 36 y su representación circuital simulada en el programa ATP se muestra en el anexo 24. En este caso de estudio, el transformador TP1 115/13,8kV de la S/E Tucupita es energizado mediante el interruptor trifásico 3AP1FG/SF6 - SIEMENS identificado como (H110) según detalle de topología de dicha S/E en el anexo 10.



**Figura 36 Diagrama unifilar energización del transformador TP1 (115/13,8kV) en la S/E Tucupita**

Se plantean los siguientes escenarios de evaluación:

- Evaluar las condiciones más desfavorables para la energización del transformador. Por lo tanto se realizará la simulación de esta maniobra planteando de forma análoga los tres casos que se describieron anteriormente en relación a los instantes de cierre para la energización en este caso del transformador (TP1 115/13,8kV) de la S/E Tucupita.

**Resultados del estudio determinístico de condición de energización:** En la tabla 30 se resumen para ambos programas de simulación empleados, los valores máximos de tensión fase-tierra obtenidos localmente y las corrientes de energización en el transformador para los diferentes casos de estudio planteados. Las formas de onda obtenidas particularmente para el programa ATP de tensión fase-tierra en la barra donde el transformador es energizado y corriente inrush del mismo que muestran la magnitud y duración del fenómeno transitorio, se observan en el anexo 24.

**Tabla 30 Valores máximos de tensión y corriente obtenidos en la energización del transformador TP1 (115/13,8kV - S/E Tucupita) de acuerdo al caso de estudio planteado. Simulación ATP**

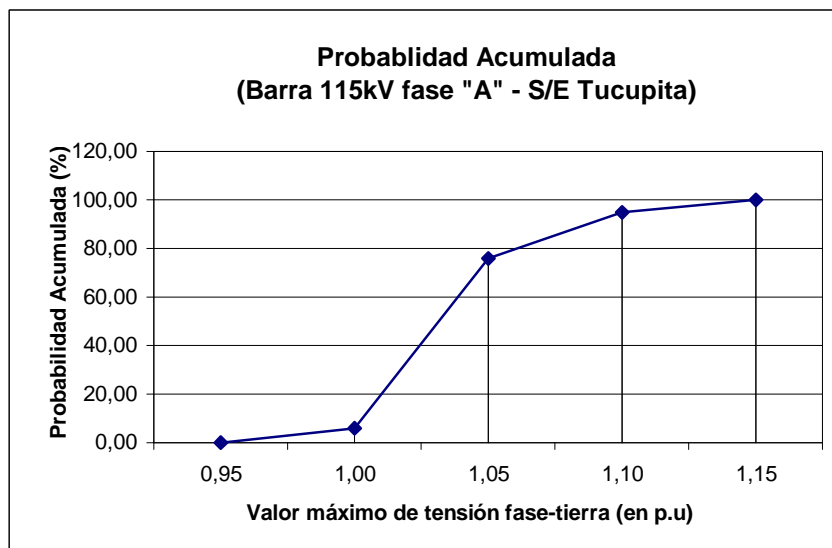
S/E	Máxima tensión pico fase-tierra (p.u)			Corriente inrush pico (p.u)		
	CASO 2.1	CASO 2.2	CASO 2.3	CASO 2.1	CASO 2.2	CASO 2.3
Tucupita 115kV	1,06	1,06	1,07	2,23	2,19	2,00

De acuerdo a los resultados obtenidos en la tabla 30, se observa en primer lugar que la máxima tensión pico fase-tierra en ninguno de los tres casos planteados de energización del transformador (TP1) de la S/E Tucupita superan un valor de 1,1p.u.

En segundo lugar se obtiene que al realizarse la energización en los cruces por cero de la onda de tensión fase-tierra (casos N° 2.1 y 2.2), dan como resultado el valor máximo de corriente inrush estando alrededor de 2,2 veces la corriente nominal del transformador. Asimismo se observa que si la energización ocurre en el instante donde es máxima la tensión fase-tierra (caso N° 2.3), la corriente inrush sigue superando el valor de corriente nominal del transformador pero éste se reduce cerca de un 12% en comparación a los valores obtenidos en las peores condiciones de energización (casos N° 2.1 y 2.2).

**Resultados del estudio estadístico de cierre aleatorio:** este estudio probabilístico se realiza a fin de evaluar los aspectos aleatorios en el cierre simultáneo de los polos del interruptor de maniobra para la energización del transformador (TP1 115/13,8kV) de la S/E Tucupita:

- Tipo de distribución: Uniforme
- Número de simulaciones: 100
- Desviación estándar : 8,33 ms (Para abarcar un periodo de la onda de tensión alrededor del valor de la media de la fase “a”).
- Media cierre fase a: 95.96 ms (Cruce por cero de tensión en la fase “a”)



**Gráfica 13** Distribución de probabilidad acumulada de la sobretensión máxima fase-tierra en barra de 115kV S/E Tucupita para energización del transformador TP1 115/13,8kV en la S/E Tucupita

Con referencia en la distribución de probabilidad acumulada para la barra de 115kV en la S/E Tucupita según grafica 13, se obtiene en la tabla 31 el valor de probabilidad máxima de sobretensión fase-tierra con un criterio del 98% de ocurrencia para el estudio estadístico de la energización del transformador (TP1 115/13,8kV) de la S/E Tucupita. Por otra parte como resultado de este estudio



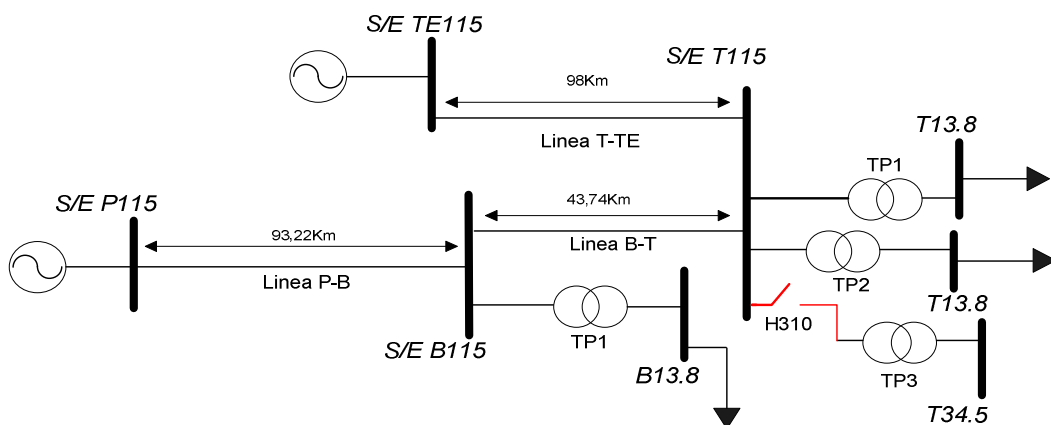
estadístico se muestra en el anexo 24, el histograma en dicha barra que representa la distribución de probabilidad de ocurrencia en intervalos de las sobretensiones fase-tierra encontradas durante las cien (100) maniobras de energización aleatoria ejecutadas en este caso de estudio.

**Tabla 31 Probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra debido a energización del transformador TP1 115/13,8kV de la S/E Tucupita**

Subestación	Sobretensión (en p.u)	Probabilidad ( $\leq$ % )
Tucupita 115 kV	1,125	$\leq$ 98%

**CASO 3:** *Energización del transformador TP3(115/34,5kV) de la S/E Tucupita sin carga conectada en las salidas de 34,5kV y los transformadores TP1, TP2 (115/13,8kV) en operación normal.*

El diagrama unifilar representativo de este caso de estudio se puede observar en la figura 37 y su representación circuital simulada en el programa ATP se muestra en el anexo 25. En este caso de estudio, el transformador TP3 115/34,5kV de la S/E Tucupita es energizado mediante el interruptor trifásico 3AP1FG/SF6 - SIEMENS identificado como (H310) según detalle de topología de dicha S/E en el anexo 11.



**Figura 37 Diagrama unifilar energización del transformador TP3 (115/34,5kV) en la S/E Tucupita**

Se plantean los siguientes escenarios de evaluación:

- Evaluar las condiciones más desfavorables para la energización del transformador. Por lo tanto se realizará la simulación de esta maniobra planteando de forma análoga los tres casos que se describieron en el caso N°1, en relación a los instantes de cierre para la energización en este caso del transformador (TP3 115/34,5kV) de la S/E Tucupita.

**Resultados del estudio determinístico de condición de energización:** En la tabla 32 se resumen para ambos programas de simulación empleados, los valores máximos de tensión fase-tierra obtenidos localmente y las corrientes de energización en el transformador para los diferentes casos de estudio planteados. Las formas de onda obtenidas particularmente para el programa ATP de tensión fase-tierra en la barra donde el transformador es energizado y corriente inrush del mismo que muestran la magnitud y duración del fenómeno transitorio, se observan en el anexo 25.

**Tabla 32 Valores máximos de tensión y corriente obtenidos en la energización del transformador TP3 (115/34,5kV - S/E Tucupita) de acuerdo al caso de estudio planteado. Simulación ATP**

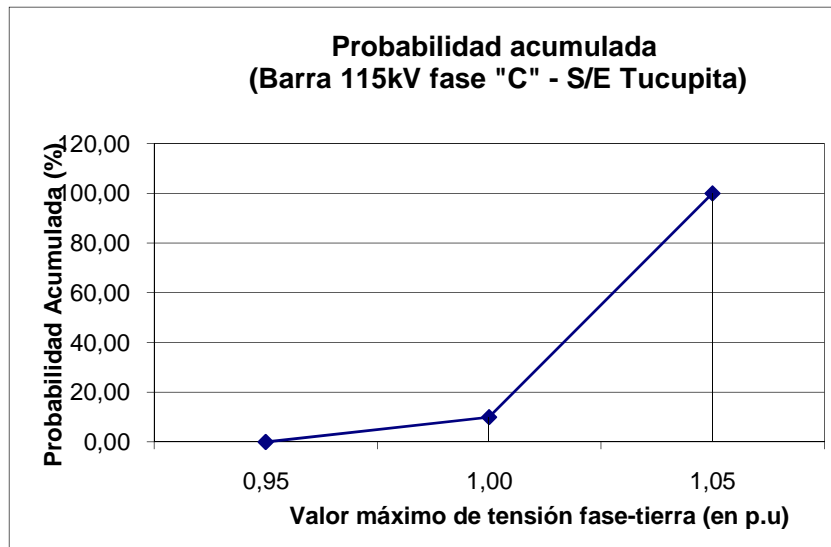
S/E	Máxima tensión pico fase-tierra (p.u)			Corriente inrush pico (p.u)		
	CASO 3.1	CASO 3.2	CASO 3.3	CASO 3.1	CASO 3.2	CASO 3.3
Tucupita 115kV	1,01	1,02	1,02	2,28	2,28	2,06

De acuerdo a los resultados obtenidos en la tabla 32, se observa en primer lugar que la máxima tensión pico fase-tierra en ninguno de los tres casos planteados de energización del transformador (TP3) de la S/E Tucupita superan un valor de 1,05p.u.

En segundo lugar se obtiene que al realizarse la energización en los cruces por cero de la onda de tensión fase-tierra (casos N° 3.1 y 3.2), dan como resultado el valor máximo de corriente inrush estando alrededor de 2,3 veces la corriente nominal del transformador. Asimismo se observa que si la energización ocurre en el instante donde es máxima la tensión fase-tierra (caso N° 3.3), la corriente inrush sigue superando el valor de corriente nominal del transformador pero éste se reduce cerca de un 11% en comparación a los valores obtenidos en las peores condiciones de energización (casos N° 3.1 y 3.2).

**Resultados del estudio estadístico de cierre aleatorio:** este estudio probabilístico se realiza a fin de evaluar los aspectos aleatorios en el cierre simultáneo de los polos del interruptor de maniobra para la energización del transformador (TP3 115/34,5kV) de la S/E Tucupita:

- Tipo de distribución: Uniforme
- Número de simulaciones: 100
- Desviación estándar : 8,33 ms (Para abarcar un periodo de la onda de tensión alrededor del valor de la media de la fase “a”).
- Media cierre fase a: 95.96 ms (Cruce por cero de tensión en la fase “a”).



**Gráfica 14** Distribución de probabilidad acumulada de la sobretensión máxima fase-tierra en barra de 115kV S/E Tucupita para energización del transformador TP3 115/34,5kV en la S/E Tucupita

Con referencia en la distribución de probabilidad acumulada para la barra de 115kV en la S/E Tucupita según gráfica 14, se obtiene en la tabla 33 el valor de probabilidad máxima de sobretensión fase-tierra con un criterio del 98% de ocurrencia para el estudio estadístico de la energización del transformador (TP3 115/34,5kV) de la S/E Tucupita. Por otra parte como resultado de este estudio estadístico se muestra en el anexo 25, el histograma en dicha barra que representa la distribución de probabilidad de ocurrencia en intervalos de las sobretensiones fase-tierra encontradas durante las cien (100) maniobras de energización aleatoria ejecutadas en este caso de estudio..

**Tabla 33** Probabilidad máxima de sobretensión fase-tierra debido a energización del transformador TP3 115/34,5kV de la S/E Tucupita

Subestación	Sobretensión (en p.u)	Probabilidad ( ≤ % )
Tucupita 115 kV	1,05	≤ 98%

#### **4.4 Energización de líneas de transmisión**

Para la realización de este estudio se consideraran los siguientes aspectos generales:

- La base de tensión utilizada en la presentación de los resultados y anexos para el presente estudio fue el valor de la tensión máxima fase-tierra de servicio de acuerdo al nivel de tensión nominal de las diversas barras existentes en las S/E del sistema bajo estudio.
- Las maniobras de energización sobre la línea Tucupita-Temblador no están contempladas dentro del presente estudio de sobretensiones por maniobra.
- Los resultados mostrados para el estudio de tipo estadístico fueron realizados mediante el programa ATP, ya que el módulo EMT del programa DIgSILENT no cuenta con una opción que permita la realización de este tipo de estudios, a fin de simular la aleatoriedad en las maniobra de energización de bancos de condensadores.
- El estudio de tipo determinístico y estadístico del caso adicional (caso N° 4) en el cual se considera el uso de pararrayo, se realizó únicamente mediante el programa ATP, ya que el programa DIgSILENT no cuenta con un modelo de pararrayo o en su defecto resistencia no lineal que simule la actuación de los descargadores sobre la maniobra de energización de la línea.

#### 4.4.1 Casos de estudio planteados

**CASO 1:** *Sobretensiones por maniobra debido al cierre de la línea Palital-Barrancas desde la S/E Palital 115kV con la S/E Barrancas sin carga y alimentada desde la línea Barrancas-Tucupita .*

El diagrama unifilar representativo de este caso de estudio se puede observar en la figura 38 y su representación circuital simulada en el programa ATP se muestra en el anexo 26. La energización del tramo de la línea Palital – Barrancas se realizará, bajo las siguientes condiciones:

- Se considera que la S/E Barrancas está sin carga y es alimentada desde la línea Barrancas-Tucupita al momento de realizar la maniobra de energización.
- El cierre de la línea desde la S/E Palital se realiza a través de los interruptores trifásicos modelo 3AP1FG/SF6 SIEMENS identificados como (H705,H805) según detalle de topología de dicha S/E en el anexo 9 , que operan sin sincronización en la maniobra de cierre.

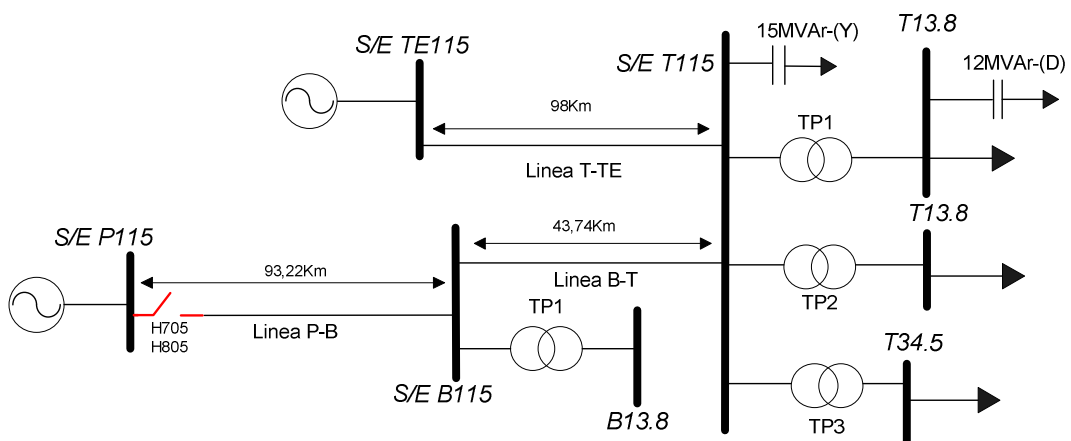


Figura 38 Diagrama unifilar para energización de línea Palital-Barrancas en 115kV.Caso 1

Este estudio de sobretensiones por maniobra plantea los siguientes escenarios de evaluación:

- Evaluar la peor condición de maniobra de conexión de la línea Palital-Barrancas, la cual ocurre cuando la tensión fase-tierra de referencia (Barra de 115kV S/E Palital) está sobre su valor máximo de amplitud. Esta condición anterior determina que el cierre de los dos primeros polos del interruptor (fases A-B) a efectos de los eventos de simulación luego de transcurrido seis ciclos (100ms) después de haberse iniciado la simulación se produce a los 100ms y 101ms respectivamente, posteriormente el cierre del ultimo polo del interruptor (fase C) se producirá a los 102ms tomando en cuenta la discrepancia existente de 1ms entre cierre de los polos del interruptor según especificaciones técnicas del mismo según anexo 6.

- Estudiar estadísticamente la aleatoriedad de la conexión de la línea Palital-Barrancas, para evaluar el efecto sobre las diversas barras de las S/E del sistema eléctrico de potencia bajo estudio.

**Resultados del estudio de peor condición de conexión:** En la tabla 34 se resumen para ambos programas de simulación empleados, los valores máximos de tensión obtenidos en las distintas barras de las S/E que conforman el sistema eléctrico de potencia bajo estudio, considerando la condición más desfavorable de cierre del interruptor de maniobra de la línea Palital-Barrancas. Las formas de ondas de tensión fase-tierra en las barras de la S/E que muestran la magnitud y duración del fenómeno transitorio obtenidas particularmente para el programa ATP, se observan en el anexo 26.

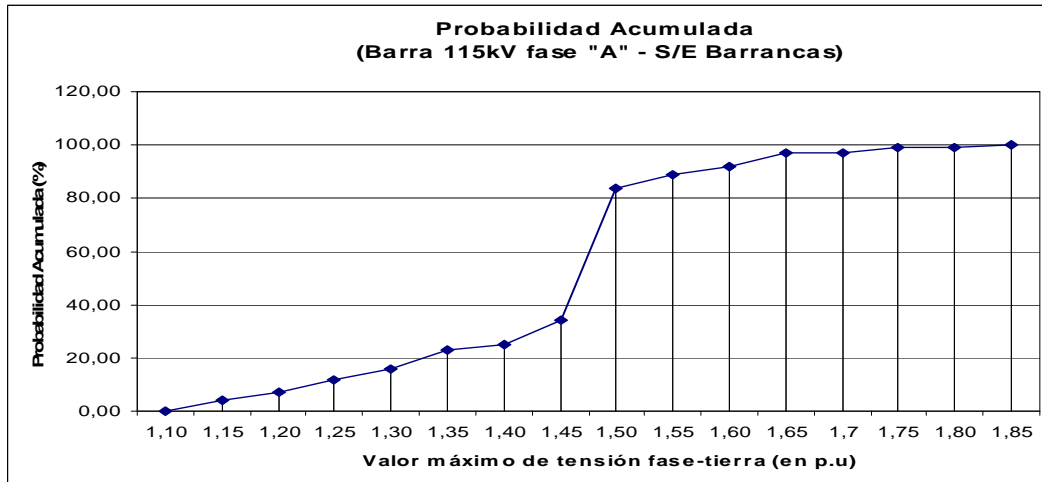
**Tabla 34 Valores máximos de tensión para energización de línea Palital-Barrancas con la S/E Barrancas sin carga y con tensión.**

Máxima tensión fase-tierra pico (en p.u)		
	ATP	DIgSILENT
Tucupita 115kV	1,56	1,52
Barrancas 115 kV	1,84	1,48
Temblador 115 kV	1,45	1,22
Palital 115 kV	1,45	1,99
Tucupita 34,5 kV	1,17	1,32
Barrancas 13,8 kV	1,72	1,35
Tucupita 13,8 kV	1,12	1,37

**Resultados del estudio estadístico de cierre aleatorio:** este estudio probabilístico se realiza a fin de evaluar los aspectos aleatorios en el cierre del interruptor de maniobra de la línea Palital-Barrancas, considerando los siguientes aspectos:

- Tipo de distribución: Uniforme
- Número de simulaciones: 100
- Desviación estándar: 8,33 ms (Para abarcar un periodo de la onda de tensión alrededor del valor de la media de la fase “a”).
- Media cierre fase a: 100 ms (Máximo valor de tensión en la fase “a”).
- Media cierre fase b: 101 ms (Discrepancia de +1ms luego de cierre de la fase “a”).
- Media cierre fase c: 102 ms (Discrepancia de +1ms luego de cierre de la fase “b”).





**Gráfica 15** Distribución de probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra en el barra de 115kV S/E Barrancas para energización de línea Palital-Barrancas, con S/E Barrancas sin carga y con tensión

Con referencia en la distribución de probabilidad acumulada obtenida para el extremo de la línea en la barra de 115kV de la S/E Barrancas (grafica 15) y en las mostradas para el resto de las barras de las S/E del sistema según anexo 26, se obtienen en la tabla 35 un resumen de los valores de probabilidad máxima de sobretensión fase-tierra con un criterio del 98% de ocurrencia para el estudio estadístico del cierre aleatorio de la línea Palital-Barrancas.

**Tabla 35** Probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra debido al cierre de la línea Palital-Barrancas con la S/E Barrancas sin carga y con tensión

Subestación	Sobretensión (en p.u)	Probabilidad ( ≤ % )
Tucupita 115kV	1,65	≤ 98%
Barrancas 115 kV	1,75	≤ 98%
Temblador 115 kV	1,40	≤ 98%
Palital 115 kV	1,50	≤ 98%
Tucupita 34,5 kV	1,17	≤ 98%
Barrancas 13,8 kV	1,65	≤ 98%
Tucupita 13,8 kV	1,25	≤ 98%

De acuerdo a los resultados obtenidos en la tabla 35 del estudio de tipo estadístico, se observa para los valores máximos de tensión alcanzados en las barras de 115kV y 13,8kV (S/E Barrancas) al extremo de la línea y la barra de 115kV (S/E Tucupita), que el 98% de las operaciones de cierre de la línea no sobrepasan los valores umbrales típicos de operación de los descargadores (1,64 – 1,84 p.u) en caso de estar instalados en dichas subestaciones.

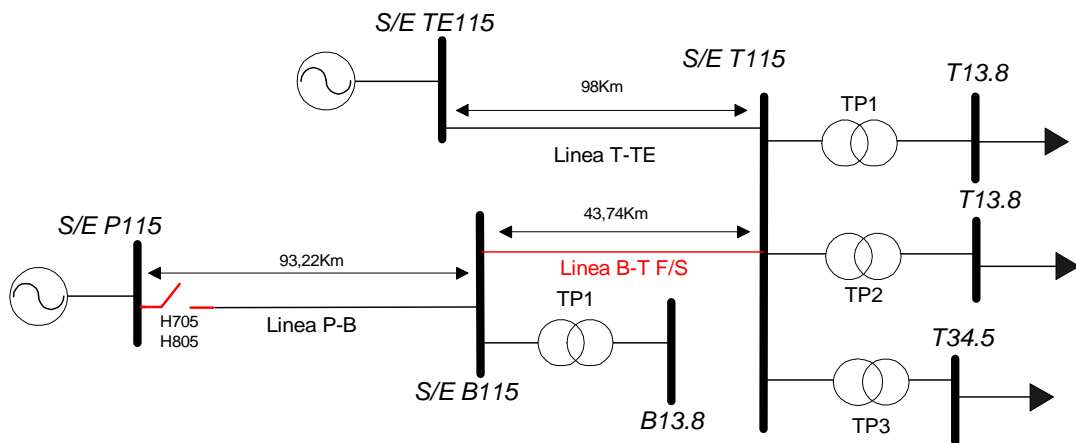
Por otra parte como resultado del estudio estadístico del ATP se muestran en el anexo 26, los histogramas elaborados para las diversas barras de las S/E del sistema en estudio que representan la distribución de probabilidad de ocurrencia en intervalos de las sobretensiones fase-tierra encontradas de acuerdo a las cien (100) maniobras de cierre realizadas para este caso de estudio. Particularmente se encuentra que en la barra de 115kV (S/E Barrancas) ubicada en el extremo de la línea energizada prevalecen las sobretensiones en el intervalo (1.45-1.50 p.u) con una ocurrencia del 50% para el total de las operaciones de cierre de la línea.

**CASO 2:** *Sobretensiones por maniobra debido al cierre de la línea Palital-Barrancas desde la S/E Palital 115kV con la S/E Barrancas aislada y sin carga .*

El diagrama unifilar representativo de este caso de estudio se puede observar en la figura 39 y su representación circuital simulada en el programa ATP se muestra en el anexo 27. La energización del tramo de la línea Palital – Barrancas se realizará, bajo las siguientes condiciones:

- Se considera que la S/E Barrancas está sin carga y sin tensión al momento de realizar la maniobra de energización.
- La línea Barrancas-Tucupita se encuentra desconectada.

- El cierre de la línea desde la S/E Palital se realiza a través de los interruptores trifásicos modelo 3AP1FG/SF6 SIEMENS identificados como (H705,H805) según detalle de topología de dicha S/E en el anexo 9 , que operan sin sincronización en la maniobra de cierre.



**Figura 39 Diagrama unifilar para energización de línea Palital-Barrancas en 115kV.Caso 2**

Este estudio de sobretensiones por maniobra plantea los siguientes escenarios de evaluación:

- Evaluar la peor condición de maniobra de conexión de la línea Palital-Barrancas, la cual ocurre cuando la tensión fase-tierra de referencia (Barra de 115kV S/E Palital) está sobre su valor máximo de amplitud. Esta condición anterior determinará de forma similar al caso anterior, el instante de cierre de los polos del interruptor tomando en cuenta además la discrepancia de 1ms existente entre los mismos.
- Estudiar estadísticamente la aleatoriedad de la conexión de la línea Palital-Barrancas, para evaluar el efecto sobre las diversas barras de las S/E del sistema eléctrico de potencia bajo estudio.

**Resultados del estudio de peor condición de conexión:** En la tabla 36 se resumen para ambos programas de simulación empleados, los valores máximos de tensión obtenidos en las distintas barras de las S/E que conforman el sistema eléctrico de potencia bajo estudio, considerando la condición más desfavorable de cierre del interruptor de maniobra de la línea Palital-Barrancas. Las formas de ondas de tensión fase-tierra en las barras de la S/E que muestran la magnitud y duración del fenómeno transitorio obtenidas particularmente para el programa ATP, se observan en el anexo 27.

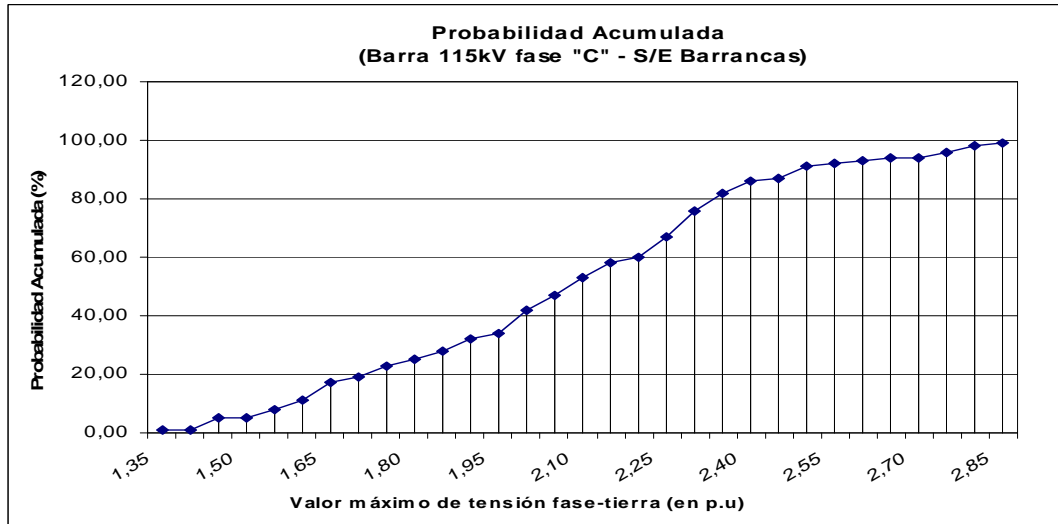
**Tabla 36 Valores máximos de tensión para energización de línea Palital-Barrancas con la S/E Barrancas aislada y sin carga. Simulación en ATP.**

Máxima tensión fase-tierra pico (en p.u)		
	ATP	DIgSILENT
Palital 115 kV	1,46	2,23
Barrancas 115 kV	2,56	2,05
Barrancas 13,8 kV	2,07	2,10

**Resultados del estudio estadístico de cierre aleatorio:** este estudio probabilístico se realiza a fin de evaluar los aspectos aleatorios en el cierre del interruptor de maniobra de la línea Palital-Barrancas, considerando los siguientes aspectos:

- Tipo de distribución: Uniforme
- Número de simulaciones: 100
- Desviación estándar: 8,33 ms (Para abarcar un periodo de la onda de tensión alrededor del valor de la media de la fase “a”).
- Media cierre fase a: 100 ms (Máximo valor de tensión en la fase “a”).
- Media cierre fase b: 101 ms (Discrepancia de +1ms luego de cierre de la fase “a”).

- Media cierre fase c: 102 ms (Discrepancia de +1ms luego de cierre de la fase “b”).



**Gráfica 16 Distribución de probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra en el barra de 115kV S/E Barrancas para energización de línea Palital-Barrancas, con S/E Barrancas aislada y sin carga**

Con referencia en la distribución de probabilidad acumulada obtenida para el extremo de la línea en la barra de 115kV de la S/E Barrancas (grafica 16) y en las mostradas para el resto de las barras de las S/E del sistema según anexo 27, se obtienen en la tabla 37 un resumen de los valores de probabilidad máxima de sobretensión fase-tierra con un criterio del 98% de ocurrencia para el estudio estadístico del cierre aleatorio de la línea Palital-Barrancas.

**Tabla 37 Probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra debido al cierre de la línea Palital-Barrancas con la S/E Barrancas aislada y sin carga**

Subestación	Sobretensión (en p.u)	Probabilidad ( ≤ % )
Palital 115 kV	1,60	≤ 98%
Barrancas 115 kV	2,80	≤ 98%
Barrancas 13,8 kV	2,50	≤ 98%

De acuerdo a los resultados obtenidos en la tabla 37 del estudio de tipo estadístico, se observa para los valores máximos de tensión alcanzados en las barras de 115kV y 13,8kV (S/E Barrancas) al extremo de la línea, que el 98% de las operaciones de cierre de la línea estarán por debajo de un valor aproximado de 2,8 p.u, lo cual indica que se sobrepasan los valores umbrales típicos de operación de los descargadores (1,64 – 1,84 p.u) en caso de estar instalados en esta S/E.

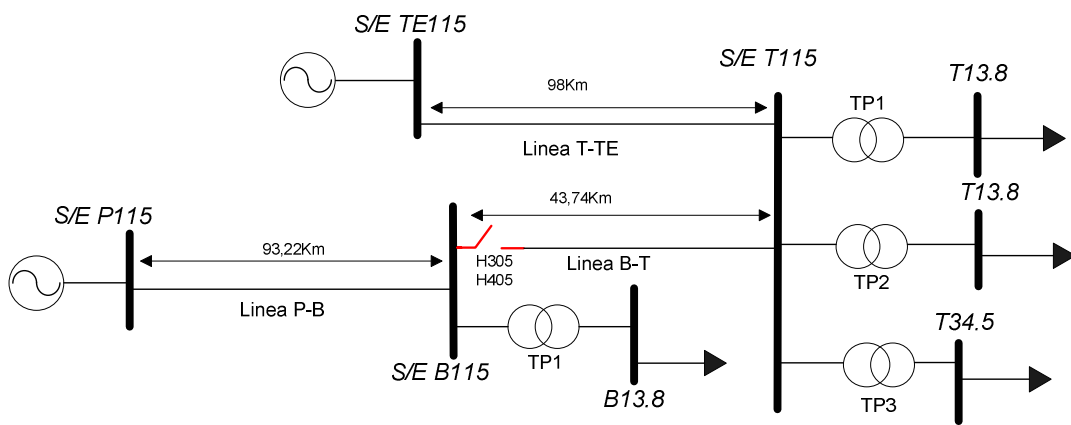
Por otra parte como resultado del estudio estadístico del ATP se muestran en el anexo 27, los histogramas elaborados para las diversas barras de las S/E del sistema en estudio que representan la distribución de probabilidad de ocurrencia en intervalos de las sobretensiones fase-tierra encontradas de acuerdo a las cien (100) maniobras de cierre realizadas para este caso de estudio. Particularmente se encuentra que en la barra de 115kV (S/E Barrancas) ubicada en el extremo de la línea energizada prevalecen las sobretensiones en el intervalo (2,25-2,30 p.u) con una ocurrencia del 9% para el total de las operaciones de cierre de la línea.

**CASO 3:** *Sobretensiones por maniobra debido al cierre de la línea Barrancas-Tucupita desde la S/E Barrancas 115kV, con la S/E Tucupita sin carga y alimentada por la línea Temblador-Tucupita.*

El diagrama unifilar representativo de este caso de estudio se puede observar en la figura 40 y su representación circuital simulada en el programa ATP se muestra en el anexo 28. La energización del tramo de la línea Barrancas-Tucupita se realizará, bajo las siguientes condiciones:

- Se considera que la S/E Tucupita está sin carga y es alimentada desde la línea Temblador-Tucupita al momento de realizar la maniobra de energización.

- Se considera que la S/E Barrancas está con carga y es alimentada desde la línea Palital-Barrancas al momento de realizar la maniobra de energización.
- El cierre de la línea desde la S/E Barrancas se realiza a través de los interruptores trifásicos modelo 3AP1FG/SF6 SIEMENS identificados como (H305,H405) según detalle de topología de dicha S/E en el anexo 9 , que operan sin sincronización en la maniobra de cierre.



**Figura 40 Diagrama unifilar para energización de línea Barrancas-Tucupita en 115kV.Caso 3**

Este estudio de sobretensiones por maniobra plantea los siguientes escenarios de evaluación:

- Estudiar estadísticamente la aleatoriedad de la conexión de la línea Barrancas-Tucupita, para evaluar el efecto sobre las diversas barras de las S/E del sistema eléctrico de potencia bajo estudio.

- Evaluar la peor condición de maniobra de conexión de la línea Barrancas-Tucupita, la cual ocurre cuando la tensión fase-tierra de referencia (Barra de 115kV S/E Barrancas) está sobre su valor máximo de amplitud. Esta condición anterior determinará de forma similar al caso N°1, el instante de cierre de los polos del interruptor tomando en cuenta además la discrepancia de 1ms existente entre los mismos.

**Resultados del estudio de peor condición de conexión:** En la tabla 38 se resumen para ambos programas de simulación empleados, los valores máximos de tensión obtenidos en las distintas barras de las S/E que conforman el sistema eléctrico de potencia bajo estudio, considerando la condición más desfavorable de cierre del interruptor de maniobra de la línea Barrancas-Tucupita. Las formas de ondas de tensión fase-tierra en las barras de la S/E que muestran la magnitud y duración del fenómeno transitorio obtenidas particularmente para el programa ATP, se observan en el anexo 29.

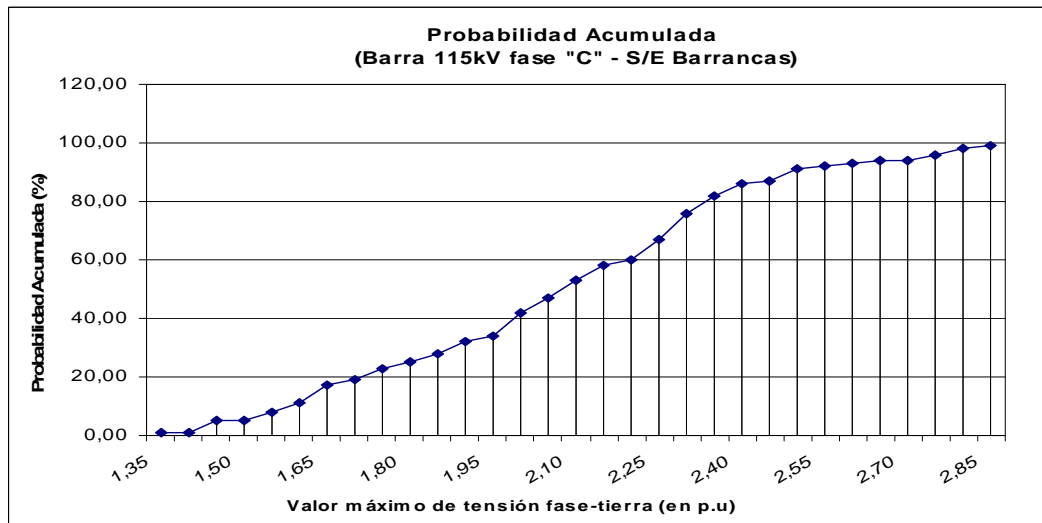
**Tabla 38 Valores máximos de tensión para energización de línea Barrancas-Tucupita con la S/E Tucupita sin carga y con tensión.**

Máxima tensión fase-tierra pico (en p.u)		
	ATP	DIgSILENT
Tucupita 115kV	1,88	1,43
Barrancas 115 kV	1,62	1,42
Temblador 115 kV	1,69	1,11
Palital 115 kV	1,37	1,00
Tucupita 34,5 kV	1,96	1,43
Barrancas 13,8 kV	1,28	1,39
Tucupita 13,8 kV	1,96	1,43



**Resultados del estudio estadístico de cierre aleatorio:** este estudio probabilístico se realiza a fin de evaluar los aspectos aleatorios en el cierre del interruptor de maniobra de la línea Barrancas-Tucupita, considerando los siguientes aspectos:

- Tipo de distribución: Uniforme
- Número de simulaciones: 100
- Desviación estándar: 8,33 ms (Para abarcar un periodo de la onda de tensión alrededor del valor de la media de la fase “a”).
- Media cierre fase a: 100 ms (Máximo valor de tensión en la fase “a”).
- Media cierre fase b: 101 ms (Discrepancia de +1ms luego de cierre de la fase “a”).
- Media cierre fase c: 102 ms (Discrepancia de +1ms luego de cierre de la fase “b”).



**Gráfica 17 Distribución de probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra en el barra de 115kV S/E Tucupita para energización de línea Barrancas-Tucupita, con S/E Tucupita sin carga y con tensión**

Con referencia en la distribución de probabilidad acumulada obtenida para el extremo de la línea en la barra de 115kV de la S/E Tucupita (grafica 17) y en las mostradas para el resto de las barras de las S/E del sistema según anexo 28, se obtienen en la tabla 39 un resumen de los valores de probabilidad máxima de sobretensión fase-tierra con un criterio del 98% de ocurrencia para el estudio estadístico del cierre aleatorio de la línea Barrancas-Tucupita.

**Tabla 39 Probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra debido al cierre de la línea Barrancas-Tucupita con la S/E Tucupita sin carga y con tensión**

Subestación	Sobretensión (en p.u)	Probabilidad ( $\leq$ % )
Tucupita 115kV	1,90	$\leq$ 98%
Barrancas 115 kV	1,65	$\leq$ 98%
Temblador 115 kV	1,43	$\leq$ 98%
Palital 115 kV	1,35	$\leq$ 98%
Tucupita 34,5 kV	1,67	$\leq$ 98%
Barrancas 13,8 kV	1,25	$\leq$ 98%
Tucupita 13,8 kV	1,67	$\leq$ 98%

De acuerdo a los resultados obtenidos en la tabla 39 del estudio de tipo estadístico, se observa para el valor máximo de tensión alcanzado en la barra de 115kV (S/E Tucupita) al extremo de la línea, que el 98% de las operaciones de cierre de la línea estarán por debajo de un valor aproximado de 1,90 p.u, lo cual indica que se sobrepasan los valores umbrales típicos de operación de los descargadores (1,64 – 1,84 p.u) en caso de estar instalados en la S/E Tucupita. En contraposición se observa para las barras de 34,5kV y 13,8kV en ésta S/E, que el 98% de las operaciones de cierre de la línea estarán por debajo de un valor aproximado de 1,67 p.u, lo cual indica que no se sobrepasan los valores umbrales típicos de operación de los descargadores.

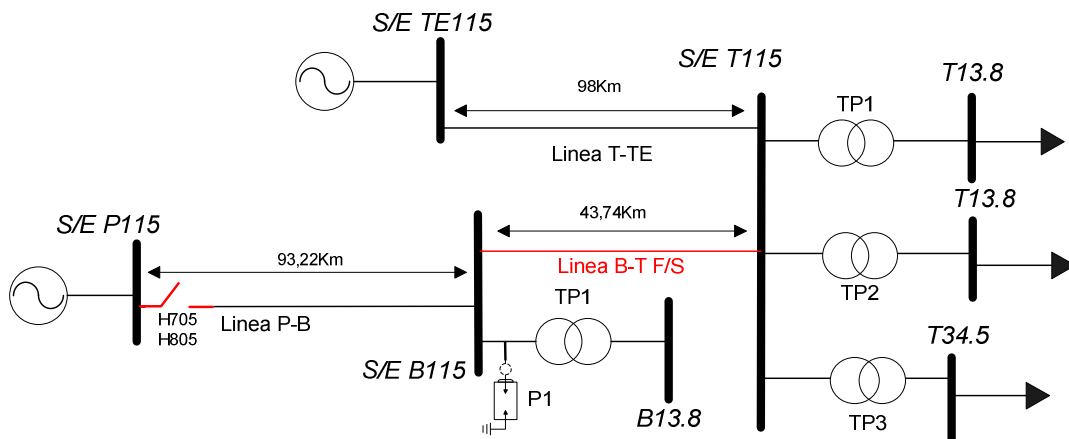
Por otra parte como resultado del estudio estadístico del ATP se muestran en el anexo 28, los histogramas elaborados para las diversas barras de las S/E del sistema en estudio que representan la distribución de probabilidad de ocurrencia en intervalos de las sobretensiones fase-tierra encontradas de acuerdo a las cien (100) maniobras de cierre realizadas para este caso de estudio. Particularmente se encuentra que en la barra de 115kV (S/E Tucupita) ubicada en el extremo de la línea energizada prevalecen las sobretensiones en el intervalo (1,85-1,90 p.u) con una ocurrencia del 44% para el total de las operaciones de cierre de la línea.

**CASO 4:** *Sobretensiones por maniobra debido al cierre de la línea Palital-Barrancas desde la S/E Palital 115kV con la S/E Barrancas aislada, sin carga y de pararrayo en el extremo de la línea Palital-Barrancas.*

Este caso de estudio adicional se plantea a fin de estudiar el efecto que produciría el uso del pararrayo modelo 3EP4 098 /SIEMENS (cuyas características técnicas se muestran en el anexo 6) al extremo de la línea Palital-Barrancas como medida limitadora de sobretensiones de acuerdo a los resultados obtenidos de la energización de esta línea desde la S/E Palital en el caso N° 2, el cual fue el que presentó los mayores niveles de sobretensiones fase-tierra de acuerdo al estudio transitorio y estadístico realizado para el mismo. El diagrama unifilar representativo de este caso de estudio se puede observar en la figura 41 y su representación circuital simulada en el programa ATP se muestra en el anexo 29. La energización del tramo de la línea Palital – Barrancas se realizará bajo las siguientes condiciones:

- Se considera que la S/E Barrancas está sin carga y sin tensión al momento de realizar la maniobra de energización.
- La línea Barrancas-Tucupita se encuentra desconectada y el pararrayo se encuentra instalado en la S/E Barrancas según detalle de topología de dicha S/E en el anexo e identificado en el mismo como (P1).

- El cierre de la línea desde la S/E Palital se realiza a través de los interruptores trifásicos modelo 3AP1FG/SF6 SIEMENS identificados como (H705,H805) según detalle de topología de dicha S/E en el anexo 9 , que operan sin sincronización en la maniobra de cierre.



**Figura 41 Diagrama unifilar para energización de línea Palital-Barrancas en 115kV .Caso 4**

Este estudio de sobretensiones por maniobra plantea los siguientes escenarios de evaluación:

- Evaluar la peor condición de maniobra de conexión de la línea Palital-Barrancas, la cual ocurre cuando la tensión fase-tierra de referencia (Barra de 115kV S/E Palital) está sobre su valor máximo de amplitud. Esta condición anterior determinará de forma similar al caso anterior, el instante de cierre de los polos del interruptor tomando en cuenta además la discrepancia de 1ms existente entre los mismos.
- Estudiar estadísticamente la aleatoriedad de la conexión de la línea Palital-Barrancas, para evaluar el efecto sobre las diversas barras de las S/E del sistema eléctrico de potencia bajo estudio.

**Resultados del estudio de peor condición de conexión:** En la tabla 40 se resumen para ambos programas de simulación empleados, la comparación de los valores máximos de tensión obtenidos en las distintas barras de las S/E para este y el caso N°2 usado como caso base, considerando la condición más desfavorable de cierre del interruptor de maniobra de la línea Palital-Barrancas. Las formas de ondas comparativas de tensión fase-tierra en las barras de la S/E de ambos casos que muestran la magnitud y duración del fenómeno transitorio obtenidas particularmente para el programa ATP, se observan en el anexo 29.

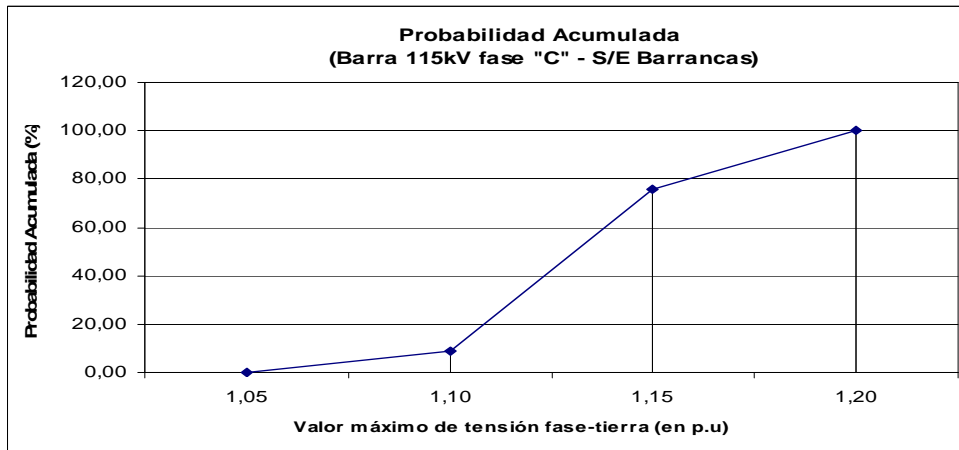
**Tabla 40 Comparación de valores máximos de tensión fase-tierra para energización de línea Palital-Barrancas con y sin el uso de pararrayo instalado al extremo de la línea. Simulación en ATP.**

Máxima tensión fase-tierra pico (en p.u)			
Barra	Pararrayo 3EP4 098		Disminución Sobretensión (%)
	No instalado	Instalado	
Palital 115 kV	1,459	1,459	0,05
Barrancas 115 kV	2,556	1,158	54,70
Barrancas 13,8 kV	2,067	1,636	20,84

**Resultados del estudio estadístico de cierre aleatorio:** este estudio probabilístico se realiza a fin de evaluar los aspectos aleatorios en el cierre del interruptor de maniobra de la línea Palital-Barrancas, considerando los siguientes aspectos:

- Tipo de distribución: Uniforme
- Número de simulaciones: 100
- Desviación estándar: 8,33 ms (Para abarcar un periodo de la onda de tensión alrededor del valor de la media de la fase “a”).
- Media cierre fase a: 100 ms (Máximo valor de tensión en la fase “a”).
- Media cierre fase b: 101 ms (Discrepancia de +1ms luego de cierre de la fase “a”).

- Media cierre fase c: 102 ms (Discrepancia de +1ms luego de cierre de la fase “b”).



**Gráfica 18 Distribución de probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra en el barra de 115kV S/E Barrancas para energización de línea Palital-Barrancas, con S/E Barrancas aislada y sin carga**

Con referencia en la distribución de probabilidad acumulada obtenida para el extremo de la línea en la barra de 115kV de la S/E Barrancas (grafica 18) y en las mostradas para el resto de las barras de las S/E del sistema según anexo 29, se obtienen en la tabla 41 un resumen de los valores de probabilidad máxima de sobretensión fase-tierra con un criterio del 98% de ocurrencia para el estudio estadístico del cierre aleatorio de la línea Palital-Barrancas y su respectiva comparación con el caso N°2.

Por otra parte como resultado del estudio estadístico del ATP se muestran en el anexo 29, los histogramas para las diversas barras de las S/E del sistema en estudio que representan la distribución de probabilidad de ocurrencia en intervalos de las sobretensiones fase-tierra encontradas de acuerdo a las cien (100) maniobras de cierre realizadas para este caso de estudio con el uso del pararrayo instalado al extremo de la línea Palital-Barrancas.

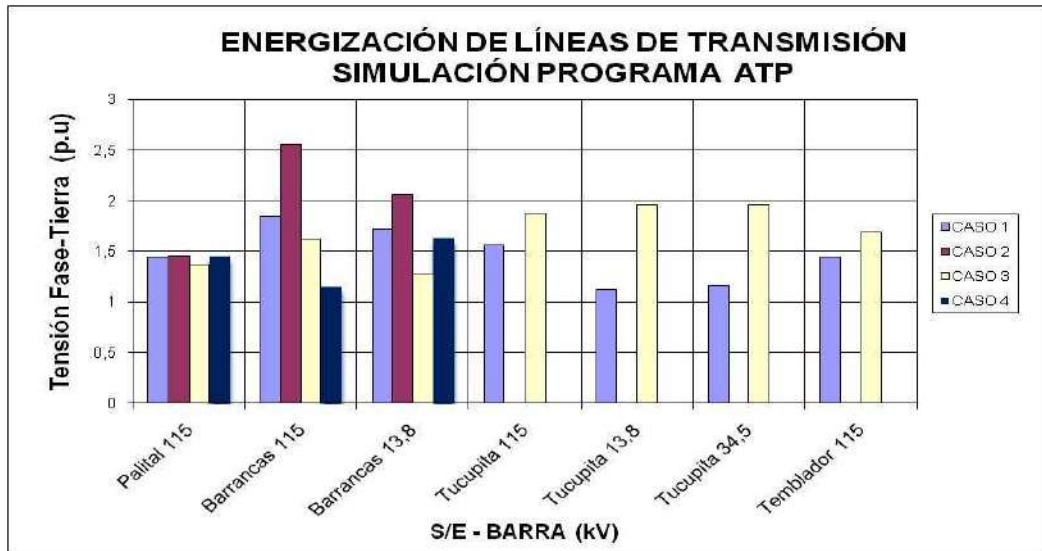
**Tabla 41 Probabilidad acumulada de sobretensión máxima fase-tierra debido al cierre de la línea Palital-Barrancas con la S/E Barrancas aislada y sin carga**

Barra	Sobretensión (en p.u)		Probabilidad ( ≤ % )	Disminución Sobretensión (%)
	No instalado	Instalado		
Palital 115 kV	1,60	1,60	≤ 98%	0,00
Barrancas 115 kV	2,80	1,20	≤ 98%	57,14
Barrancas 13,8 kV	2,50	2,00	≤ 98%	20,00

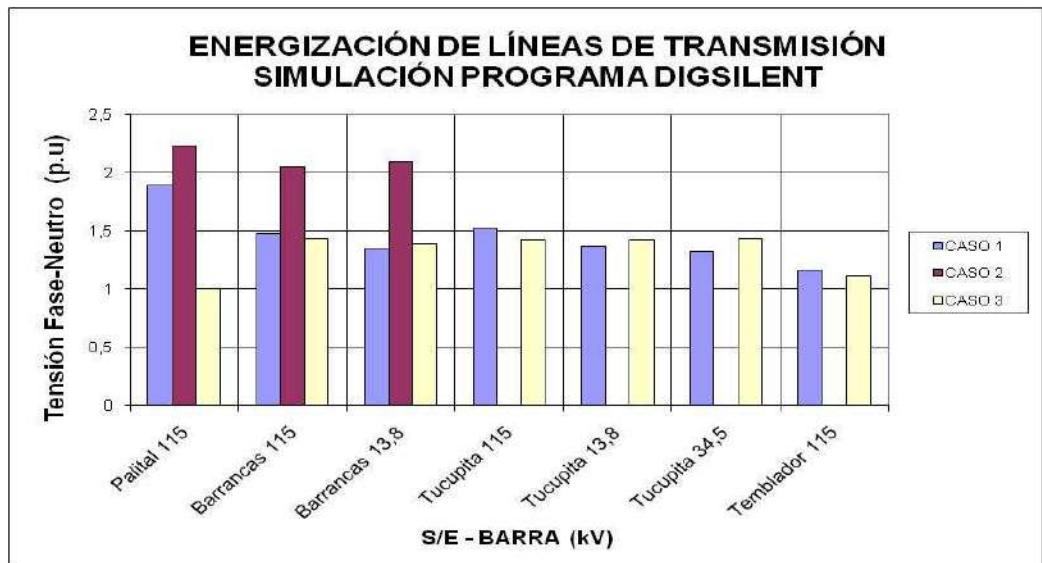
De acuerdo a los resultados obtenidos en la tabla 41 del estudio de tipo estadístico, se observa que el uso del pararrayo al extremo de la línea en la barra de barra de 115kV de la S/E Barrancas, permite que el 98% de las operaciones de cierre de la línea estén por debajo de un valor de 1,20 p.u; limitando así los niveles de sobretensión fase-tierra obtenidas en ésta barra para el caso N°2 y disminuyéndolas en un 58% aproximadamente. En contraposición se observa que para el extremo desde donde se energiza la línea (Barra 115kV de la S/E Palital), no se produce una disminución en los niveles de sobretensión fase-tierra en cuanto al valor de probabilidad acumulada del 98%, no siendo efectiva su función limitadora en este punto de la línea energizada.

Por otra parte como resultado del estudio estadístico del ATP se muestran en el anexo 29, los histogramas elaborados para las diversas barras de las S/E del sistema en estudio que representan la distribución de probabilidad de ocurrencia en intervalos de las sobretensiones fase-tierra encontradas de acuerdo a las cien (100) maniobras de cierre realizadas para este caso de estudio. Particularmente se encuentra que en la barra de 115kV (S/E Barrancas) ubicada en el extremo de la línea energizada prevalecen las sobretensiones en el intervalo (1.05-1.10 p.u) con una ocurrencia del 67% para el total de las operaciones de cierre de la línea.

#### 4.4.2 Comparación y análisis de resultados de casos planteados



Gráfica 19 Comparación de Tensiones Fase-Neutro en barras del sistema para estudio de Energización de Líneas de Transmisión. Simulación ATP



Gráfica 20 Comparación de Tensiones Fase-Neutro en barras del sistema para estudio de Energización de Líneas de Transmisión. Simulación DIGSILENT



De acuerdo a los resultados obtenidos del estudio de tipo determinístico en ambos programas de simulación se puede analizar que las barras de 13,8kV y 115kV en la S/E Barrancas presentan los mayores niveles de sobretensión fase-tierra para los tres casos de energización en la condición más desfavorable de cierre, es decir, en el máximo de amplitud de la onda de tensión fase-tierra de la barra desde donde se energizó la línea.

Estos valores máximos ocurren particularmente en la energización desde la S/E Palital de la línea Palital-Barrancas con su extremo (S/E Barrancas) aislado y sin carga (en vacío) y son causados debido el máximo cambio de impedancia producto de la condición de operación en la S/E Barrancas mencionada anteriormente, lo cual trae como consecuencia que las ondas viajeras de tensión (incidente y reflejada) en el extremo de dicha línea se superpongan y dupliquen los valores de tensión fase-tierra tal como se observó en los resultados en este punto de la línea (caso N°2. tabla 36, ver pág. 120) hasta que el sistema de transmisión por tener pérdidas amortigüe las sobretensiones transitorias luego del instante de cierre de la línea.

## CONCLUSIONES

A partir de los estudios de sobretensiones por maniobra de tipo determinístico y estadístico realizados en el cierre de los bancos de condensadores se concluye que:

- La máxima sobretensión (1,55 p.u) producto del estudio de tipo determinístico en ambos programas de simulación ocurre en la barra de 13,8kV de la S/E Tucupita, cuando se energiza el banco de 12MVAr sin estar conectado el banco de 15MVAr en la barra de 115kV.
- La conexión del banco de 12MVAr en la barra de 13,8kV de la S/E Tucupita, ocasiona los mayores niveles de tensión fase-tierra independientemente de la conexión o no del banco de 15MVAr en la barra de 115kV.
- Las diferencias en el valor pico de corriente de energización (en p.u) durante el cierre sincronizado del banco de 15MVAr en la barra de 115V de la S/E Tucupita de acuerdo a la secuencia en el cierre de las fases del interruptor (S1-145F /Syn) no superan el 13%, siendo en tal caso la secuencia de fases (C-A-B) la más desfavorable para realizar la energización del banco.
- La distribución de probabilidad acumulada producto del estudio de tipo estadístico revela que la barra de 115kV en la S/E Temblador presenta la máxima sobretensión fase-tierra (1,80 p.u), sin embargo la probabilidad de ocurrencia de alcanzarse dicho valor es del 1% según el histograma de dicha barra.

- En ninguno de los casos de estudio, los valores máximos de sobretensiones y corrientes pico de energización obtenidos en las maniobras de energización de los bancos superan:
  - El límite de aislamiento de maniobra de los transformadores (BSL), siendo su valor límite  $0,83 \cdot BIL$  que corresponde a 2,8 p.u. de acuerdo a la tensión nominal de 115kV. (Norma IEEE Std. C62.22-1997).
  - La operación de los descargadores, los cuales tienen un umbral de operación de 1,64 – 1,84 p.u. (Norma IEEE Std. C62.22-1997).
  - El valor de corriente pico en los bancos de condensadores, la cual es de 100 veces la corriente nominal del mismo (Norma IEC 60871-1).
  - El valor de sobretensión de 2.84 veces la tensión nominal rms del banco luego de la energización del mismo, aplicado por un máximo de  $\frac{1}{2}$  ciclo (Norma IEC 60871-1).
  - Los valores límites de operación en forma continua de los bancos, 120% el valor pico de tensión rms nominal del banco y 180% el valor de corriente nominal rms del banco. (Norma IEEE Std. 18-2002).
  - El valor de tensión máxima permitida de (2,20 p.u en relación al valor nominal rms del banco) durante un fenómeno de duración máxima de seis (6) ciclos. (Norma IEEE Std. 1036-1992).
  - Los valores límites de corriente y frecuencia para interruptores de maniobra de bancos de condensadores, los cuales son según norma 16kA a 4250Hz. (Norma ANSI C37-06-2000).

A partir de los estudios de sobretensiones por maniobra de tipo determinístico realizados en la apertura de los bancos de condensadores con la ocurrencia de un reencendido se concluye que:

- La máxima sobretensión (1,88 p.u) ocurre en la barra de 115kV de la S/E Barrancas, al ocurrir un reencendido en una de las fases durante la apertura del banco de 15MVA<sub>r</sub> con el banco de 12MVA<sub>r</sub> conectado en la barra de 13,8kV.
- Los mayores valores de corriente pico (entre 9 p.u y 10 p.u) se producen durante el reencendido de una de las fases para la maniobra de apertura del banco de 15MVA<sub>r</sub> en barra de 115kV de la S/E Tucupita. Este evento desfavorable resulta en un aumento alrededor de seis (6) veces el valor de corriente de energización obtenido para la maniobra de cierre sincronizado de este banco.
- En ninguno de los casos de estudio, los valores máximos de sobretensiones y corrientes pico obtenidos durante el reencendido en las maniobras de desenergización de los bancos superan los valores mencionados anteriormente para el estudio de cierre de bancos de condensadores.

A partir de los estudios de sobretensiones por maniobra de tipo determinístico y estadístico en la energización de transformadores se concluye que:

- Los valores de sobretensiones fase-tierra en el lado de 115kV de los transformadores de las S/E Barrancas y Tucupita para los casos de estudio planteados no superan un valor de (1,125 p.u), lo cual indica que en ninguno de los casos se sobrepasa el límite de aislamiento de maniobra de los transformadores (2,8 p.u) de acuerdo a la tensión nominal de 115kV. (Norma IEEE Std. C62.22-1997).

- Los valores de corriente de energización de los transformadores (corriente inrush) en ningún caso superan (3,5) veces el valor de corriente nominal de los transformadores de las S/E Barrancas y Tucupita al nivel de 115kV.

A partir de los estudios de sobretensiones por maniobra de tipo determinístico y estadístico en la energización de líneas de transmisión, desde la S/E Palital se concluye que:

- En ninguno de los casos los valores máximos de sobretensión fase-tierra del estudio determinístico superan el límite de aislamiento básico de maniobra de los transformadores de (2,8 p.u). (Norma IEEE Std. C62.22-1997).
- La operación que presenta mayores valores de sobretensiones fase-tierra de acuerdo al estudio determinístico y estadístico, ocurre en el cierre de la línea Palital-Barrancas con su extremo en vacío, es decir, con la S/E Barrancas aislada y sin carga conectada. A su vez el uso del pararrayo 3EP4 098 en el extremo de la línea durante la maniobra de energización permite reduce en un 58% la sobretensión máxima en la barra de 115kV de dicha S/E.
- Para las barras de 13,8kV y 115kV en la S/E Barrancas se tienen valores de probabilidad de acuerdo al estudio estadístico del 63% y 72% respectivamente de superar tensiones fase-tierra de 1,85 p.u. En ambos casos se supera el límite de operación de los descargadores. (Norma IEEE Std. C62.22-1997).

A partir de los estudios de sobretensiones por maniobra de energización de líneas de transmisión, desde la S/E Barrancas se concluye que:

- En ninguno de los casos los valores máximos de sobretensión fase-tierra del estudio determinístico superan el límite de aislamiento básico de maniobra de los transformadores de (2,8 p.u). (Norma IEEE Std. C62.22-1997).
- Para la barra de 115kV en la S/E Tucupita se tiene un valor de probabilidad de acuerdo al estudio estadístico del 45% de superar tensiones fase-tierra de 1,85 p.u. En este caso se tiene que se supera el límite de operación de los descargadores. (Norma IEEE Std. C62.22-1997).

A partir de los estudios de sobretensiones por maniobra en bancos de condensadores, transformadores y líneas de transmisión se concluye que:

- Los valores de sobretensiones máximos fase-tierra obtenidos, no son de relevancia al momento de evaluar y establecer requerimientos adecuados para los elementos de cadenas de aisladores en líneas de transmisión en 115kV, debido a que en este nivel de tensión y para sistemas de transmisión inferiores a 245kV (Rango I) las sobretensiones de importancia y establecidas para tal fin son las producidas por descargas atmosféricas y de tipo temporarias.(Norma IEC 71-1)

A partir del uso de ambos programas de simulación para la realización del estudio de sobretensiones por maniobra, se concluye que:

- El ingreso de datos en el programa DIgSILENT de los modelos usados para los diversos componentes que conforman el sistema eléctrico de potencia bajo estudio es de forma más directa y acorde a los parámetros manejados comúnmente en el ámbito profesional. Sin embargo algunos modelos tales como interruptores y transformadores presentaron un funcionamiento erróneo lo que llevó a resultados en ocasiones erróneos y no comparables con los resultados obtenidos mediante el programa ATP.
- Específicamente se encontró una limitación en el modelo del transformador al tratar de incluir la curva de saturación a fin de modelar la no linealidad del núcleo del mismo, de importancia en los estudios de energización de transformadores, así mismo para el interruptor al tratar de simular la ocurrencia de reencendido durante los estudios de apertura de los bancos.
- El módulo EMT del programa DIgSILENT carece de una opción que permita la realización de estudios de tipo estadístico, esto con la finalidad de simular la aleatoriedad existente principalmente durante las maniobras de energización de bancos de condensadores y líneas de transmisión.
- El módulo EMT del programa DIgSILENT permite múltiples opciones de acceso y presentación de los resultados, también por medio de las herramientas visuales disponibles es posible efectuar análisis detallados de las variables eléctricas contenidas en las formas de onda obtenidas luego de la simulación. Además brinda diversas variables medibles en equipos y elementos del sistema a simular, tales como: tensión fase-tierra y línea-línea (en V, p.u o porcentaje), corriente (en A, p.u o porcentaje), potencia activa y reactiva (en MW o porcentaje de carga),

señalización en la red implementada durante la simulación de valores sobrepasados o por debajo de límites de tensión establecidos por el usuario según su requerimiento.

- El módulo EMT del programa DIgSILENT posee una interfaz gráfica amigable al usuario que permite la construcción de redes por medio de diagramas unifilares que facilitan la comprensión del sistema eléctrico de potencia a estudiar. Por otra parte los diferentes módulos y funciones se manejan a través de ventanas y la información de los elementos y casos de estudio se almacena jerárquica y automáticamente en la base de datos del usuario dentro del programa.
- El módulo EMT del programa DIgSILENT permite luego de la simulación transitoria observar además directamente sobre la red implementada las siguientes variables: corrientes y potencias en todas las ramas, voltajes y ángulos en cada una de las barras o nodos, dirección de flujos de potencia, porcentaje de carga de elementos y pérdidas de potencia activa y reactiva.
- El módulo EMT del programa DIgSILENT permite que los resultados emitidos luego de la simulación se presenten tabuladamente en el área de resultados y gráficamente en los paneles de herramientas virtuales (VI), sin embargo están ordenados y disponibles para ser utilizados en cualquier otro software, de esta manera los análisis no están restringidos a las herramientas gráficas del programa.



## RECOMENDACIONES

- La conexión del banco de 12MVA<sub>r</sub> en la barra de 13,8kV de la S/E Tucupita debería ser fija, a fin de disminuir las magnitudes de sobretensiones en esta barra y en las de 13,8kV y 115kV en la S/E Barrancas.
- La conexión del banco de 12MVA<sub>r</sub> en la barra de 13,8kV de la S/E Tucupita debería ser fija, a fin de disminuir las magnitudes de sobretensiones en esta barra y en las de 13,8kV y 115kV en la S/E Barrancas.
- La maniobra de energización especialmente del transformador TP1 115/13,8kV de la S/E Barrancas debería realizarse sobre el instante de tensión máxima en la barra de 115kV de dicha S/E, a fin de reducir el valor de corriente inrush del mismo. Además se deberá evaluar el tiempo de acuerdo al fenómeno transitorio durante el cual el pico de corriente inrush supera el valor de corriente nominal de este transformador y por ende prevenir una actuación indebida de las protecciones del transformador mediante el ajuste de sus tiempos de actuación.
- Se debe verificar el correcto dimensionamiento de los pararrayos en las S/E Barrancas y Tucupita en el nivel de 115 kV, debido a que los estudios de energización de las líneas indican una alta probabilidad de constante funcionamiento de estos equipos ante dicha maniobra.

- Se deben considerar el tomar medidas adicionales tales como: uso de resistencias de preinserción al inicio o descargadores colocados a lo largo de la línea Palital-Barrancas, a fin de limitar las sobretensiones producidas por la energización de dicha línea con la S/E Barrancas sin carga y tensión previa, las cuales de acuerdo a esta condición de operación son las que generan mayores valores de sobretensiones y posibles esfuerzos sobre las protecciones y equipos de las S/E Barrancas y Palital.
- En relación al uso del programa DIGSILENT se recomienda actualizar constantemente la base de datos del mismo a efectos de su uso en el ámbito profesional. También seguir consecutivamente los pasos señalados en el instructivo propuesto para el uso del módulo EMT en el estudio de fenómenos transitorios.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] IEC 60909-0. *Short-circuit currents in three-phase a.c systems. Part 0: calculation of currents.*, (Norma)--Ginebra: Suiza: IEC , 2001.
- [2] CIGRE. *Guidelines for representation of network elements when calculating transients.* —EN: Working Group 02. Study Committee 33 —(1990).
- [3] D'Ajuz, Ary; Fonseca S., Claudio. *Transitórios elétricos e coordenação de isolamento. Aplicação em sistemas de potencia de alta-tensão* —EN: Editora universitária. Universidade Federal Fluminense. Furnas. Centrais Elétricas S.A.—Rio de Janeiro: Brasil. (1987).
- [4] Ragaller, K. *Surges in High-Voltage Networks.*, (Libro).—New York: USA: Plenum Press, 1980.
- [5] Martinez, Juan A. *Modelización de redes de distribución para el cálculo de sobretensiones.*—EN: Departament d'Enginyeria Elèctrica Universitat Politècnica de Catalunya.—Barcelona: España
- [6] IEC 71-1. *Insulation Coordination. Part 1: Application guide.*, (Norma)--Ginebra: Suiza: IEC , 1996.
- [7] Nizovoy, Jorge A. *Sobretensiones de maniobra. Energización, reenergización y desenergización de líneas.*—EN: Jornadas de Fenómenos Transitorios en Sistemas Eléctricos de Potencia.--Viña del Mar: Chile: Cap 6. Parte I. (1998).

- [8] IEEE Std. 1036-1992. *Guide for Application of Shunt Power Capacitors.*, (Norma)—New York: USA: IEEE , 1993.
- [9] Bianchi, R; Barbieri, M. *Conexión de bancos de capacitores en redes de AT. Metodología de estudio. Diseño y verificación del equipamiento.*—EN: XII Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRE.--Hernandarias: Paraguay. (2005).
- [10] Koch, D. *Maniobra y protección de las baterías de condensadores de media tensión.*—EN: Reproducción del cuaderno técnico N°189 de Schneider Electric.--Barcelona: España.(2000).
- [11] IEC 60871-1. *Shunt Capacitors for A.C. Power Systems Having a Rated Voltage Above 1kV. Part 1: General - Performance, testing and rating - Safety Requirements - Guide for installation and operation .*, (Norma)--Ginebra: Suiza: IEC.
- [12] ANSI C37.06-2000. *High AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis. Preferred Ratings and Related Required Capabilities.*, (Norma)—New York: USA: IEEE , 2000.
- [13] IEC 62271-100. *High Voltage alternating-current circuit breakers.*, (Norma)--Ginebra: Suiza: IEC.
- [14] Mariño M., Nathali E. *Coordinación de aislamiento en subestaciones a nivel de 500 kV.*, (Tesis)--Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2008.
- [15] Retana R., Ismael. *Análisis del Comportamiento de Bancos de Capacitores en Subestaciones.*—EN: Sistemas de Estudios de Postgrado. Seminario III. Universidad de Costa Rica.—San José: Costa Rica.(1998).

- [16] Villemur, Héctor; Laurent, R. *Simulación de la Corriente Inrush en Transformadores: Conceptos y Casos Prácticos*.—EN: Biblioteca de Mercado Eléctrico—Argentina.
- [17] Vázquez M., Ernesto; Pérez R., José A. *Aplicación de RNA en la identificación de corrientes de INRUSH en transformadores*.—EN: FIME. UANL.—México.
- [18] Pereira, Marco P.. *Sobretensiones de maniobra. Energización de transformadores de potencia*.—EN: Jornadas de Fenómenos Transitorios en Sistemas Eléctricos de Potencia.--Viña del Mar: Chile: Cap 9. Parte IV. (1998).
- [19] Pereira, Marco P.. *Sobretensiones de maniobra. Transitorios en bancos de condensadores*.—EN: Jornadas de Fenómenos Transitorios en Sistemas Eléctricos de Potencia.--Viña del Mar: Chile: Cap 6. Parte II. (1998).
- [20] Sacchi, Jorge N.; Rifaldi A. *Corrientes de vacío e inserción de transformadores*.—EN: Facultad de Ingeniería. Universidad de Morón.—Morón: Argentina.
- [21] Bichels, Arlei. *Curvas de Saturação de Transformadores*.—EN: COPEL. Companhia Paranaense de Energía.—Curitiba: Brasil.
- [22] IEEE C62.22-1997. *Guide for the Application of Metal-Oxide Surge Arresters for Alternating-Current System.*, (Norma)—New York: USA: IEEE , 1997.
- [23] Rivier, J.; Rouco, L. *Modelado de Redes de Alta Tensión para el análisis de sobretensiones de maniobra debidas a baterías de condensadores*.—EN: 7ª Jornadas hispano-lusas de ingeniería eléctrica. Madrid.— Vol. 2, (2001), p.p 239-244.

## **BIBLIOGRAFÍA**

Greenwood, Allan. *Electrical Transients in Power Systems*, Estados Unidos: Wiley-Interscience, 1971.

Natarajan, Ramasamy. *Power System Capacitor*, Estados Unidos: Taylor & Francis Group, 2005.

Winders, John J. *Power Transformers. Principles and Applications*, Estados Unidos: Marcel Dekker Inc., 2002.

Morales M., Nathali E. *Coordinación de aislamiento en subestaciones a nivel de 500 kV /*, Nathali Elizabeth Morales Mariño (Tesis).--Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2008.

Dután A., Luis M. *Modelación y análisis del relé diferencial para transformadores de potencia con conexión YYd usando ATP-EMTP /* Luis Manuel Dután Amay (Tesis).-- Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2008.

Jornadas de Fenómenos Transitorios en Sistemas Eléctricos de Potencia, Cap. 9, Parte IV. (1998).

Jornadas de Fenómenos Transitorios en Sistemas Eléctricos de Potencia, Cap. 6, Parte II. (1998).

Manual de referencia: Versión (1.1). ATPDRAW versión 3.5 for Windows 9x/NT/2000/XP. User's Manual. / SINTEF Energy Research Trondheim, 2002.

Manual de referencia. DIgSILENT PowerFactory V13 - Users Manual./ DIgSILENT GmbH, 2003.

ATPDraw - Graphical Preprocessor to ATP-EMTP. Windows version.[en línea] <<http://www.ece.mtu.edu/atp/ATPDraw/ATPDraw.html> > [Consulta: 2008]

CADAFE.[en línea] <<http://www.cadafe.com.ve/index.php> > [Consulta: 2008]

IEC (60909-0). Short-circuit currents in three-phase a.c systems. Part 0: calculation of currents.--Ginebra: IEC.

IEC (71-1). Insulation Coordination. Part 1: Application guide.--Ginebra: IEC.

IEEE (Std. 1036-1992). Guide for Application of Shunt Power Capacitors.--New York: IEEE.

IEEE (Std. 18-2002). Standard for Shunt Power Capacitors.--New York: IEEE.

IEC (60871-1). Shunt Capacitors for A.C. Power Systems Having a Rated Voltage Above 1kV. Part 1: General - Performance, testing and rating - Safety Requirements - Guide for installation and operation.--Ginebra: IEC.

ANSI (C37.06-2000). High AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis. Preferred Ratings and Related Required Capabilities.—New York: IEEE.

IEC (62271-100). High Voltage alternating-current circuit breakers.--Ginebra: IEC.

IEEE (C62.22-1997). Guide for the Application of Metal-Oxide Surge Arresters for Alternating-Current System.--New York: IEEE.

# **ANEXOS**



## ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO [1].....	149
ANEXO [2].....	158
ANEXO [3].....	166
ANEXO [4].....	168
ANEXO [5].....	171
ANEXO [6].....	172
ANEXO [7].....	175
ANEXO [8].....	176
ANEXO [9].....	178
ANEXO [11].....	181
ANEXO [12]. INSTRUCTIVO MÓDULO EMT (PROGRAMA DIGSILENT PF) .....	182
ANEXO [13].....	231
ANEXO [14].....	233
ANEXO [15].....	235
ANEXO [16].....	237
ANEXO [17].....	239
ANEXO [18].....	241
ANEXO [19].....	243
ANEXO [20].....	245
ANEXO [21].....	248
ANEXO [22].....	250
ANEXO [23].....	252
ANEXO [24].....	254
ANEXO [25].....	256
ANEXO [26].....	258
ANEXO [27].....	262
ANEXO [28].....	264
ANEXO [29].....	269
ANEXO [30].....	273

## ANEXO [1]

### **A.1 Memoria de cálculo de los diferentes elementos de los modelos empleados en la simulación de casos de estudio en el programa ATP**

#### **A.1.1 Modelación de Bancos de Condensadores**

Se incluirá en el modelo para cada uno de los bancos de condensadores un valor de inductancia en serie que represente las conexiones inductivas internas del banco, de acuerdo a recomendación citada en referencia [19] ésta puede asumir un valor para tensiones por encima a 46kV de 10μH:

Por lo tanto la inductancia equivalente por fase de cada banco será:  $L1 = 10\mu H$

- Banco de 15 MVar en barra de 115 kV, S/E Tucupita ( Conexión-Y Aislada)

Capacidad Nominal del Banco: Q1= 15 MVar (Trifásica)

Tensión de Operación del Banco: E1= 115 kV (Línea-Línea)

#### **Corriente nominal de línea del banco de 15MVar**

$$Inom = \frac{\left( \frac{Q_{3\theta}}{3} \right)}{\left( \frac{VLL}{\sqrt{3}} \right)} = \frac{Q_{3\theta}}{\sqrt{3} \cdot VLL}$$

$$Inom = \frac{15MVar}{\sqrt{3} \cdot 115kV} \quad \boxed{Inom = 75,31A}$$

Corriente de energización pico del banco de 15MVar (IEEE Std.1036-1992 [8])

Corriente nominal del banco:  $I_n = 75,31A$

Corriente de cortocircuito simétrica inicial:  $I_{sc} = 2,96 \text{ kA}$  ( dato tomado del nivel de cortocircuito en barra de 115kV de la S/E Tucupita, según anexo 4)

$$I_{pk} = \sqrt{2 \cdot I_{sc} \cdot I_n}$$

$$I_{pk} = \sqrt{2 \cdot (2960A) \cdot (75,31A)} \quad \boxed{I_{pk} = 667,71A}$$

Capacitancia equivalente por fase del banco de 15MVar (conexión Y-aislada)

$$X_{1\theta} = \frac{(VLL/\sqrt{3})^2}{\left(\frac{Q_{3\theta}}{3}\right)} = \frac{(VLL)^2}{Q_{3\theta}} \quad (1)$$

$$X_{1\theta} = \frac{1}{w \cdot C} \quad (2)$$

$$w = 2 \cdot \pi \cdot f \quad (3)$$

$$X_{c1} = \frac{(E1)^2}{(Q1)} = 881,667\Omega \quad \therefore \quad C2 = \frac{1}{w \cdot X_{c1}} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 60Hz \cdot X_{c1}} \quad \boxed{C1 = 3,009\mu F}$$

- Banco de 12 MVAr en barra de 13,8 kV, S/E Tucupita (Conexión  $\Delta$ )

Capacidad Nominal del Banco:  $Q_2 = 12$  MVAr (Trifásica)

Tensión de Operación banco:  $E_2 = 13,8$  kV (Línea-Línea)

Corriente nominal de línea del banco de 12MVAr

$$I_{nom} = \sqrt{3} \cdot \frac{\left(\frac{Q_{3\theta}}{3}\right)}{VLL} = \sqrt{3} \cdot \left(\frac{Q_{3\theta}}{3 \cdot VLL}\right)$$

$$I_{nom} = \sqrt{3} \cdot \left(\frac{12MVAr}{3 \cdot 13,8kV}\right) \quad \boxed{I_{nom} = 502,04A}$$

Corriente de energización pico del banco de 12MVAr (IEEE Std.1036-1992 [8])

Corriente nominal del banco:  $I_n = 502,04A$

Corriente de cortocircuito simétrica inicial:  $I_{sc} = 7,87$  kA ( dato tomado del nivel de cortocircuito en barra de 13,8kV de la S/E Tucupita, según anexo 4)

$$I_{pk} = \sqrt{2 \cdot I_{sc} \cdot I_n}$$

$$I_{pk} = \sqrt{2 \cdot (7870A) \cdot (502,04A)} \quad \boxed{I_{pk} = 2811,07A}$$

Capacitancia equivalente por fase del banco de 12MVAr (conexión  $\Delta$ )

$$X_{1\theta} = \frac{(VLL)^2}{\left(\frac{Q_{3\theta}}{3}\right)} \quad (4)$$

$$X_{c2} = \frac{(E_2)^2}{\left(\frac{Q_2}{3}\right)} = 47,61\Omega \quad \therefore \quad C_2 = \frac{1}{\omega \cdot X_{c2}} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 60Hz \cdot X_{c2}} \quad \boxed{C_2 = 55,715\mu F}$$

### A.1.2 Modelación de Carga Constante

- Subestación Tucupita 115kV/34,5kV/13,8kV

Para esta S/E se considero una distribución de carga del 60% en barra de 13.8 kV y 40% de la carga en barra de 34,5 kV.

Potencia Total estimada en S/E Tucupita (Año 2008) :  $PT = 40,02MW$

Potencia en c/u una de las barras de 13,8 kV (2 barras):

$$PT1 = \left( \frac{0,6}{2} \right) \cdot PT = 12,027MW$$

Potencia en barra de 34,5 kV :  $PT2 = (0,4) \cdot PT = 16,008MW$

Modelo paralelo (por fase) de resistencia y reactancia (Barra 34,5kV):

$$fp = 0,9 ; f = 60Hz$$

$$R_{1\theta} = \frac{(VLL/\sqrt{3})^2}{\left( \frac{P_{3\theta}}{3} \right)} = \frac{(VLL)^2}{P_{3\theta}} \quad (5)$$

$$RT2 = \frac{(VLL)^2}{PT2} = \frac{(34,5kV)^2}{16,008MW} \quad \therefore \boxed{RT1 = 74.353\Omega}$$

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (6)$$

$$S = P \cdot fp \quad (7)$$

$$X_L = w \cdot L \quad (8)$$

$$QT2^2 = ST2^2 - PT2^2 = \left(\frac{PT2}{fp}\right)^2 - PT2^2 = PT2 \cdot \sqrt{\left(\frac{1}{fp^2} - 1\right)} = 7,753MVA_r$$

$$XT2 = \frac{(VLL)^2}{QT2} = 153,521\Omega \quad ; \quad LT1 = \frac{XT2}{w} = \frac{153,521\Omega}{2 \cdot \pi \cdot 60Hz} \quad \therefore \boxed{LT1 = 407,226mH}$$

Modelo paralelo (por fase) de resistencia y reactancia (Barra 13,8 kV):

$$fp = 0,9 \quad ; \quad f = 60Hz$$

$$RT1 = \frac{(VLL)^2}{PT1} = \frac{(13,8kV)^2}{12,027MW} \quad \therefore \boxed{RT1 = 15,834\Omega}$$

$$QT1^2 = ST1^2 - PT1^2 = \left(\frac{PT1}{fp}\right)^2 - PT1^2 = PT1 \cdot \sqrt{\left(\frac{1}{fp^2} - 1\right)} = 5,825MVA_r$$

$$XT1 = \frac{(VLL)^2}{QT1} = 32,694\Omega \quad ; \quad LT1 = \frac{XT1}{w} = \frac{32,694\Omega}{2 \cdot \pi \cdot 60Hz} \quad \therefore \boxed{LT1 = 86,723mH}$$

- Subestación Barrancas 115kV/13,8kV

Potencia Total estimada en S/E B arrancas(Año 2008) :  $PB1 = 8,73MW$

Modelo paralelo de resistencia y reactancia (Barra 13,8kV):

$$fp = 0,9 \quad ; \quad f = 60Hz$$

$$RB1 = \frac{(VLL)^2}{PB1} = \frac{(13,8kV)^2}{8,73MW} \quad \therefore \boxed{RB1 = 21,814\Omega}$$

$$QB1^2 = SB1^2 - PB1^2 = \left(\frac{PB1}{fp}\right)^2 - PB1^2 = PB1 \cdot \sqrt{\left(\frac{1}{fp^2} - 1\right)} = 4,228MVA_r$$

$$XB1 = \frac{(VLL)^2}{QB1} = 45,041\Omega \quad ; \quad LB1 = \frac{XB1}{w} = \frac{45,041\Omega}{2 \cdot \pi \cdot 60Hz} \quad \therefore \boxed{LB1 = 119,475mH}$$

### A.1.3 Modelación de Transformador de Potencia

- S/E Tucupita 115kV/34,5kV – 115kV/13,8KV y S/E Barrancas 115kV/13,8kV

TRANSFORMADOR DE POTENCIA 115/ 13,8kV 60Hz

**MARCA:** AREVA **MODELO:** ONAN/ONAF 30/36MVA

**ID:** TP1

De acuerdo al protocolo de ensayo realizado al transformador (TP1) para la prueba de cortocircuito (ver anexo 3) se obtuvo que:

Resultados obtenidos: ONAF (36MVA)

$$U_{cc} = 11,79\% = 0,1179 pu$$

$$P_{cc} = 127,87 KW$$

Por lo tanto sabiendo que:

$$I_{cc}(pu) = \frac{I_{cc}}{I_B} \quad (9)$$

$$Z_{cc}(pu) = \frac{U_{cc}(pu)}{I_{cc}(pu)} \quad (10)$$

$$P_{cc}(pu) = [I_{cc}(pu)]^2 \cdot R_{cc}(pu) \quad (11)$$

$$P_{cc}(pu) = \frac{P_{cc}}{S_B} \quad (12)$$

$$Z_{cc}^2 = R_{cc}^2 + X_{cc}^2 \quad (13)$$

$$I_B = I_{NH} = \text{Corriente No min al Alta}$$

$$I_{cc} \cong I_{NH} = 150,61A \quad \therefore I_{cc}(pu) = 1$$

$$Z_{cc}(pu) = U_{cc}(pu) = 0,1179 pu$$

$$R_{cc}(pu) = P_{cc}(pu) = \frac{127,87KW}{36MVA} = 0,00355 pu$$

$$X_{cc}(pu) = \sqrt{Z_{cc}(pu)^2 - R_{cc}(pu)^2} = 0,11785 pu$$

Se obtienen los valores de resistencias de perdidas (R1,R2) y reactancias de dispersión (X1, X2) del modelo del transformador:

$$Z_B = \frac{(V_B)^2}{S_B} \quad (14)$$

$$Z_{BH} = \text{Impedancia base (Lado 115kV)} = \frac{(115kV)^2}{36MVA} = 367,361\Omega$$

$$Z_{LH} = \text{Impedancia base (Lado 13,8kV)} = \frac{(13,8kV)^2}{36MVA} = 5,29\Omega$$

$$\left\{ \begin{array}{l} R1 = \frac{R_{cc}(pu)}{2} \cdot Z_{BH} \quad \therefore \boxed{R1 = 0,6521\Omega} \\ R2 = \frac{R_{cc}(pu)}{2} \cdot Z_{BL} \quad \therefore \boxed{R2 = 0,009389\Omega} \end{array} \right.$$

$$\left\{ \begin{array}{l} X1 = \frac{X_{cc}(pu)}{2} \cdot Z_{BH} = 21,6468\Omega \quad ; \quad L1 = \frac{X1}{2 \cdot \pi \cdot f} \quad \therefore \boxed{L1 = 57,42mH} \\ X2 = \frac{X_{cc}(pu)}{2} \cdot Z_{BL} = 0,3117\Omega \quad ; \quad L2 = \frac{X2}{2 \cdot \pi \cdot f} \quad \therefore \boxed{L2 = 0,8268mH} \end{array} \right.$$

Por otra parte según el protocolo de ensayo realizado a este transformador para la prueba de vacío se obtuvo que:

Resultados obtenidos: 100% Tensión nominal y ONAF (36MVA)

$$P_o = 17,487KW$$

$$V_o = 13,8kV$$



Luego con estos valores se obtiene el valor de resistencia ( $R_m$ ) referido al lado primario de acuerdo a la ubicación de la rama de magnetización dentro del modelo del transformador del programa ATP .

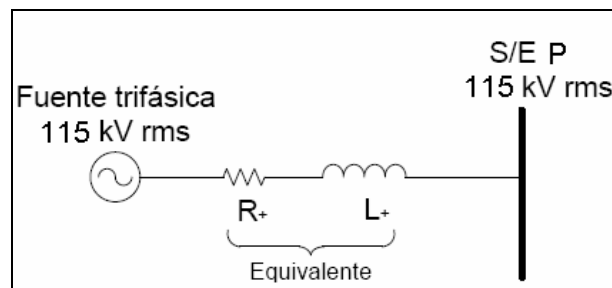
$$R_m(pu) = \frac{\left(\frac{V_o}{V_B}\right)^2}{\left(\frac{P_o}{S_B}\right)} \quad (16)$$

$$R_m(\Omega) = R_m(pu) \cdot Z_{BH} \quad (17)$$

$$R_m(pu) = \frac{\left(\frac{V_o}{13,8kV}\right)^2}{\left(\frac{P_o}{36MVA}\right)} = 2060,185 pu$$

$$R_m = 2060,185 pu \cdot Z_{BH} \quad \therefore \quad \boxed{R_m = 756831,7\Omega}$$

#### A.1.4 Modelación de Equivalente en la S/E Palital (Cálculo tipo)



**Figura 1 Modelo Equivalente Thevenin en S/E Palital**

Para la modelación se usará una fuente de voltaje trifásica balanceada cuya amplitud será dada por su valor pico fase-neutro (considerando una conexión Y de la misma) y teniendo en cuenta adicionalmente una operación en el rango de servicio máximo de un 5% .

$$V_{p_{f-n}} = \left[ \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot V_{rms}(kV) \right] + 5\% \quad (18)$$

$$V_{p_{f-n}} = \left( \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot 115kV \right) \cdot 1,05 \quad \therefore \boxed{V_{p_{f-n}} = 98,6kV}$$

- Impedancia equivalente en S/E Palital (115kV), calculado según Norma IEC 60909 [1]

$$V_{LL} = 115kV ; S_{cc3\theta} = 5892,6MVA ; I_{k''} = 29,58kA ; I_p = 80,14kA$$

$$Z_{cc} = \frac{\left( \frac{V_{LL}}{\sqrt{3}} \right)^2}{\left( \frac{S_{cc3\theta}}{3} \right)} = \frac{(V_{LL})^2}{(S_{cc3\theta})} \quad (19)$$

$$Z_{cc} = \frac{(115kV)^2}{(5892,6MVA)} = 2,2446\Omega$$

$$\begin{cases} I_p = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k''} \quad \therefore k = 1,9157 \\ k = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3(X/R)} \quad \therefore \frac{X}{R} = 33,353 \end{cases}$$

$$Z^2 = R^2 + X^2 \quad (20)$$

$$Z^2 = R^2 + (33,353)^2 \cdot R^2 = 1113,42 \cdot R^2 ; R = \frac{Z_{cc}}{\sqrt{1113,42}} \quad \therefore \boxed{R = 0,06724\Omega}$$

$$X = 33,353 \cdot R = 2,243\Omega ; L = \frac{X}{2 \cdot \pi \cdot 60Hz} \quad \therefore \boxed{L = 5,9506mH}$$

## ANEXO [2]

### A.2.1 Disposición de Torres en Línea de Transmisión en 115kV (S/E Palital – S/E Barrancas)

Nº DE TORRE	PROGRESIVA	COTA	VANO	ANGULO	TIPO DE TORRE	ALTURA TOTAL	ESTRIBOS			
							A	B	C	D
1	50.06	40.00	174.50		H-6	22.60	-3	-3	-3	-3
2	224.56	40.36	82.02		H-6	25.60	+0	+0	+0	+0
3	306.58	40.24	124.06	2.3056	CL115	12.00	PORTICO			
4	430.64	40.18	81.10		CB115	8.00	PORTICO			
5	511.74	41.29	310.01		H-6	24.60	-1	-1	-1	-1
6	821.75	37.39	402.01		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
7	1,223.76	37.51	371.00		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
8	1,594.76	40.96	358.74		B+6	33.95	-1	-1	-1	-1
9	1,953.50	41.75	423.25		B+6	35.95	+1	+1	+1	+1
10	2,376.75	42.95	416.99		B+9	38.95	+1	+1	+1	+1
11	2,793.74	43.24	400.00		B+6	35.95	+1	+1	+1	+1
12	3,193.74	43.21	391.00		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
13	3,584.74	43.30	394.00		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
14	3,978.74	44.91	383.00		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
15	4,361.74	45.94	357.00		B+3	31.95	+0	+0	+0	+0
16	4,718.74	44.43	354.00		B+3	31.95	+0	+0	+0	+0
17	5,072.74	43.84	310.00		B+3	31.95	+0	+0	+0	+0
18	5,382.74	45.78	252.35	28.5692	H-6	25.60	+0	+0	+0	+0
19	5,635.09	46.63	391.89	29.9553	H+0	31.60	+0	+0	+0	+0
20	6,026.98	47.53	432.38		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
21	6,459.36	49.15	420.19		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
22	6,879.55	50.83	381.08		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
23	7,260.63	52.46	384.02		B+3	31.95	+0	+0	+0	+0
24	7,644.65	52.62	437.47		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
25	8,082.12	52.67	429.96		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
26	8,512.08	53.33	432.28		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
27	8,944.36	53.17	418.63		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
28	9,362.99	53.25	418.82		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
29	9,781.81	54.37	418.30		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
30	10,200.11	54.08	409.91		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
31	10,610.02	53.67	433.90		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
32	11,043.92	53.40	418.63		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
33	11,462.55	51.68	452.24		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
34	11,914.79	50.08	412.87		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
35	12,327.66	48.01	407.82		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
36	12,735.48	48.77	418.30		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
37	13,153.78	47.15	415.24		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
38	13,569.02	46.70	414.69		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
39	13,983.71	49.03	408.01		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
40	14,391.72	49.73	421.38		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
41	14,813.10	50.77	396.35		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
42	15,209.45	51.14	371.01	15.9308	H+0	31.60	+0	+0	+0	+0
43	15,580.46	49.79	419.50		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
44	15,999.96	50.05	428.18		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
45	16,428.14	51.18	410.03		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
46	16,838.17	54.57	464.45		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
47	17,302.62	53.24	411.34		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
48	17,713.96	54.48	401.79		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
49	18,115.75	55.24	408.37		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
50	18,524.12	55.58	431.81		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
51	18,955.93	53.69	417.04		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0

LINEA DE TRANSMISION A 115 Kv S/E PALITAL - S/E BARRANCAS										
05 DE MARZO DEL 2008										
N° DE TORRE	PROGRESIVA	COTA	VANO	ANGULO	TIPO DE TORRE	ALTURA TOTAL	ESTRIBOS			
							A	B	C	D
52	19,372.97	52.59	403.44		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
53	19,776.41	52.46	414.69		B+6	33.95	-1	-1	-1	-1
54	20,191.10	52.94	400.40		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
55	20,591.50	52.19	425.02		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
56	21,016.52	51.42	421.60		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
57	21,438.12	53.94	424.59		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
58	21,862.71	51.43	436.69		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
59	22,299.40	55.93	404.95		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
60	22,704.35	58.02	421.70		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
61	23,126.05	58.15	402.66		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
62	23,528.71	60.40	422.03		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
63	23,950.74	65.90	418.96		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
64	24,369.70	70.24	429.14		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
65	24,798.84	75.63	426.01		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
66	25,224.85	76.20	416.99		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
67	25,641.84	74.20	407.07		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
68	26,048.91	75.17	405.97		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
69	26,454.88	77.88	419.01		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
70	26,873.89	77.43	438.01		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
71	27,311.90	74.67	411.96		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
72	27,723.86	74.32	438.05		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
73	28,161.91	73.63	421.02		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
74	28,582.93	72.88	425.04		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
75	29,007.97	68.98	425.92		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
76	29,433.89	60.56	436.05		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
77	29,869.94	61.65	448.09		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
78	30,318.03	64.95	454.14		B+9	39.95	+2	+2	+2	+2
79	30,772.17	69.38	387.77		B+9	40.95	+3	+3	+3	+3
80	31,159.94	72.92	434.06	-36.3764	H+9	43.60	+3	+3	+3	+3
81	31,594.00	71.52	417.61		B+6	35.95	+1	+1	+1	+1
82	32,011.61	71.91	413.27		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
83	32,424.88	72.87	415.64		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
84	32,840.52	71.68	436.90		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
85	33,277.42	70.20	424.10		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
86	33,701.52	66.53	441.70		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
87	34,143.22	63.49	440.11		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
88	34,583.33	64.39	421.30		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
89	35,004.63	63.14	347.20		B+3	31.95	+0	+0	+0	+0
90	35,351.83	66.99	327.50		B+3	30.95	-1	-1	-1	-1
91	35,679.33	69.56	313.70		B+0	28.95	+0	+0	+0	+0
92	35,993.03	71.33	330.00	51.1133	H-3	29.60	+1	+1	+1	+1
93	36,323.03	68.55	430.00		B+3	31.95	+0	+0	+0	+0
94	36,753.03	67.75	388.30		B+3	31.95	+0	+0	+0	+0
95	37,141.33	70.00	401.50		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
96	37,542.83	72.06	418.00		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
97	37,960.83	70.68	463.20		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
98	38,424.03	76.58	502.10	10.0194	D+9	43.60	+3	+3	+3	+3
99	38,926.13	79.78	398.70	10.4183	D+9	43.60	+3	+3	+3	+3
100	39,324.83	80.77	369.50	9.3703	D+0	30.60	-1	-1	-1	-1
101	39,694.33	79.86	407.00		B+9	36.95	-1	-1	-1	-1
102	40,101.33	79.66	380.30		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0

LINEA DE TRANSMISION A 115 Kv S/E PALITAL - S/E BARRANCAS										
05 DE MARZO DEL 2008										
Nº DE TORRE	PROGRESIVA	COTA	VANO	ANGULO	TIPO DE TORRE	ALTURA TOTAL	ESTRIBOS			
							A	B	C	D
103	40,481.63	80.07	311.50		B+3	31.95	+0	+0	+0	+0
104	40,793.13	79.53	342.40	-13.8992	H-3	28.60	+0	+0	+0	+0
105	41,135.53	78.10	384.20		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
106	41,519.73	76.56	398.70	-53.4889	H+3	34.60	+0	+0	+0	+0
107	41,918.43	77.94	431.08		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
108	42,349.51	76.80	431.08		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
109	42,780.59	79.88	408.21		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
110	43,188.80	80.25	392.23		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
111	43,581.03	79.22	389.18		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
112	43,970.21	77.79	400.29		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
113	44,370.50	77.57	405.18		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
114	44,775.68	79.43	388.21		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
115	45,163.89	80.12	396.22		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
116	45,560.11	79.07	392.19		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
117	45,952.30	77.11	382.57		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
118	46,334.87	75.72	392.70	21.7744	H+0	33.60	+2	+2	+2	+2
119	46,727.57	76.45	434.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
120	47,161.57	77.40	423.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
121	47,584.57	75.07	447.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
122	48,031.57	76.41	408.00		B+9	39.95	+2	+2	+2	+2
123	48,439.57	75.96	337.10	-19.1781	H+3	34.60	+0	+0	+0	+0
124	48,776.67	73.00	420.40		B+9	40.95	+3	+3	+3	+3
125	49,197.07	70.81	406.90		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
126	49,603.97	69.29	429.70	-11.1061	D+6	37.60	+0	+0	+0	+0
127	50,033.67	66.18	431.00		B+9	38.95	+1	+1	+1	+1
128	50,464.67	64.67	448.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
129	50,912.67	63.51	446.20		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
130	51,358.87	63.97	436.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
131	51,794.87	61.55	447.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
132	52,241.87	58.42	436.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
133	52,677.87	59.52	430.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
134	53,107.87	55.02	443.10		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
135	53,550.97	51.89	453.02		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
136	54,003.99	50.89	435.07		B+9	38.95	+1	+1	+1	+1
137	54,439.06	52.35	463.04		B+9	38.95	+1	+1	+1	+1
138	54,902.10	53.34	437.60		B+9	38.95	+1	+1	+1	+1
139	55,339.70	56.32	461.50		B+9	40.95	+3	+3	+3	+3
140	55,801.20	59.11	441.50	-18.2006	H+9	40.60	+0	+0	+0	+0
141	56,242.70	52.22	444.20		B+9	38.95	+1	+1	+1	+1
142	56,686.90	44.39	443.40		B+9	38.95	+1	+1	+1	+1
143	57,130.30	37.29	450.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
144	57,580.30	34.66	429.00		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
145	58,009.30	32.46	440.20		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
146	58,449.50	30.28	453.60		B+9	38.95	+1	+1	+1	+1
147	58,903.10	28.62	485.50		D+9	40.60	+0	+0	+0	+0
148	59,388.60	24.26	297.00		D+9	43.60	+3	+3	+3	+3
149	59,685.60	24.77	430.00	1.2064	D+9	43.60	+3	+3	+3	+3
150	60,115.60	26.15	445.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
151	60,560.60	29.37	442.70		B+9	38.95	+1	+1	+1	+1
152	61,003.30	33.21	442.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
153	61,445.30	33.71	441.00		B+9	38.95	+1	+1	+1	+1

LINEA DE TRANSMISION A 115 Kv S/E PALITAL - S/E BARRANCAS										
05 DE MARZO DEL 2008										
N° DE TORRE	PROGRESIVA	COTA	VANO	ANGULO	TIPO DE TORRE	ALTURA TOTAL	ESTRIBOS			
							A	B	C	D
154	61,886.30	33.33	443.20		B+9	38.95	+1	+1	+1	+1
155	62,329.50	29.55	442.20		B+9	38.95	+1	+1	+1	+1
156	62,771.70	27.23	424.50		B+9	38.95	+1	+1	+1	+1
157	63,196.20	25.17	408.00	33.1011	H+6	37.60	+0	+0	+0	+0
158	63,604.20	22.52	453.19		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
159	64,057.39	22.98	332.00		D+9	43.60	+3	+3	+3	+3
160	64,389.39	20.62	446.70	-0.2736	D+9	43.60	+3	+3	+3	+3
161	64,836.09	24.91	435.20		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
162	65,271.29	29.88	458.00		B+9	40.95	+3	+3	+3	+3
163	65,729.29	31.89	447.40		B+9	40.95	+3	+3	+3	+3
164	66,176.69	30.38	435.00		B+9	40.95	+3	+3	+3	+3
165	66,611.69	29.68	435.50		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
166	67,047.19	29.91	393.20		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
167	67,440.39	28.63	388.00		B+3	30.95	-1	-1	-1	-1
168	67,828.39	30.40	418.50		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
169	68,246.89	29.81	429.00		B+9	39.95	+2	+2	+2	+2
170	68,675.89	28.63	399.10		B+6	35.95	+1	+1	+1	+1
171	69,074.99	27.57	403.10		B+6	35.95	+1	+1	+1	+1
172	69,478.09	25.21	352.10		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
173	69,830.19	26.84	333.40		B+0	28.95	+0	+0	+0	+0
174	70,163.59	29.09	351.70		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
175	70,515.29	28.35	402.00	-24.0436	H+6	37.60	+0	+0	+0	+0
176	70,917.29	26.72	415.90		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
177	71,333.19	26.37	429.80		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
178	71,762.99	26.14	409.20		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
179	72,172.19	25.46	399.10		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
180	72,571.29	24.37	371.00		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
181	72,942.29	23.24	366.00		B+3	31.95	+0	+0	+0	+0
182	73,308.29	23.72	364.20		B+3	31.95	+0	+0	+0	+0
183	73,672.49	22.50	359.68		B+3	33.95	+2	+2	+2	+2
184	74,032.17	20.93	305.98		B+0	28.95	+0	+0	+0	+0
185	74,338.15	21.14	363.80	23.7194	H-3	28.60	+0	+0	+0	+0
186	74,701.95	19.23	436.44		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
187	75,138.39	19.81	438.07		B+9	38.95	+1	+1	+1	+1
188	75,576.46	20.55	437.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
189	76,013.46	19.24	431.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
190	76,444.46	19.38	429.16		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
191	76,873.62	19.90	433.04		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
192	77,306.66	19.14	433.05		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
193	77,739.71	20.79	430.03		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
194	78,169.74	21.58	415.95		B+6	36.95	+2	+2	+2	+2
195	78,585.69	21.22	438.95		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
196	79,024.64	19.30	428.01		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
197	79,452.65	19.68	371.01		B+6	36.95	+2	+2	+2	+2
198	79,823.66	20.65	345.39		B+0	30.95	+2	+2	+2	+2
199	80,169.05	20.07	397.66	43.3247	H+0	31.60	+0	+0	+0	+0
200	80,566.71	19.37	432.03		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
201	80,998.74	19.62	427.99		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
202	81,426.73	21.07	427.99		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
203	81,854.72	22.68	430.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
204	82,284.72	21.66	443.11		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0

LINEA DE TRANSMISION A 115 Kv S/E PALITAL - S/E BARRANCAS										
05 DE MARZO DEL 2008										
N° DE TORRE	PROGRESIVA	COTA	VANO	ANGULO	TIPO DE TORRE	ALTURA TOTAL	ESTRIBOS			
							A	B	C	D
205	82,727.83	18.56	421.98		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
206	83,149.81	17.88	440.96		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
207	83,590.77	18.18	428.97		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
208	84,019.74	18.66	435.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
209	84,454.74	18.90	403.98		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
210	84,858.72	18.93	432.04		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
211	85,290.76	18.76	430.98		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
212	85,721.74	17.16	430.98		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
213	86,152.72	15.30	425.19		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
214	86,577.91	15.59	436.95		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
215	87,014.86	17.23	440.04		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
216	87,454.90	18.29	428.06		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
217	87,882.96	17.38	436.05		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
218	88,319.01	17.17	449.81		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
219	88,768.82	16.78	441.02		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
220	89,209.84	16.40	427.05		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
221	89,636.89	15.97	428.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
222	90,064.89	14.11	431.99		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
223	90,496.88	14.80	439.07		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
224	90,935.95	12.44	432.03		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
225	91,367.98	12.41	447.02		B+9	38.95	+1	+1	+1	+1
226	91,815.00	13.34	429.03		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
227	92,244.03	15.41	446.99		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
228	92,691.02	17.15	377.10	12.6200	D+9	40.60	+0	+0	+0	+0
229	93,068.12	16.57	152.13		B+3	32.95	+1	+1	+1	+1
230	93,220.25	17.82	0.00		H-6	25.60	+0	+0	+0	+0

**A.2.2 Disposición de Torres en Línea de Transmisión a 115kV (S/E Barrancas–  
S/E Tucupita)**

N° DE TORRE	PROGRESIVA	COTA	VANO	ANGULO	TIPO DE TORRE	ALTURA TOTAL	ESTRIBOS			
							A	B	C	D
1	56.38	48.93	295.64		H-6	25.60	+0	+0	+0	+0
2	352.02	47.92	382.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
3	734.02	47.50	400.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
4	1,134.02	46.02	399.83		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
5	1,533.85	46.24	386.00		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
6	1,919.85	47.89	388.00		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
7	2,307.85	47.28	432.15		B+9	38.95	+1	+1	+1	+1
8	2,740.00	47.70	440.29		B+9	38.95	+1	+1	+1	+1
9	3,180.29	46.62	421.29	45.0000	H+9	40.60	+0	+0	+0	+0
10	3,601.58	47.20	397.01		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
11	3,998.59	47.59	393.48		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
12	4,392.07	47.88	404.37		B+6	35.95	+1	+1	+1	+1
13	4,796.44	48.36	383.33		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
14	5,179.77	48.41	412.90	45.3569	H+3	34.60	+0	+0	+0	+0
15	5,592.67	47.28	431.40		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
16	6,024.07	46.94	437.20		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
17	6,461.27	46.69	431.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
18	6,892.27	47.40	425.55		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
19	7,317.82	47.27	437.45		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
20	7,755.27	45.07	454.13		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
21	8,209.40	47.43	424.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
22	8,633.40	46.13	435.90		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
23	9,069.30	46.36	408.63		B+6	36.95	+2	+2	+2	+2
24	9,477.93	47.90	399.39		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
25	9,877.32	48.82	430.90		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
26	10,308.22	48.11	433.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
27	10,741.22	47.94	424.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
28	11,165.22	46.20	450.20		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
29	11,615.42	46.46	424.69		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
30	12,040.11	46.94	431.48		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
31	12,471.59	45.61	444.20		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
32	12,915.79	45.84	409.50		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
33	13,325.29	45.85	443.00		B+9	39.95	+2	+2	+2	+2
34	13,768.29	46.57	440.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
35	14,208.29	46.36	444.00		B+9	38.95	+1	+1	+1	+1
36	14,652.29	46.24	444.00		B+9	39.95	+2	+2	+2	+2
37	15,096.29	46.06	452.00		B+9	38.95	+1	+1	+1	+1
38	15,548.29	45.39	446.00		B+9	40.95	+3	+3	+3	+3
40	15,994.29	44.09	384.00	-10.6642	D+6	38.60	+1	+1	+1	+1
41	16,378.29	43.50	274.98		B+3	31.95	+0	+0	+0	+0
42	16,653.27	43.93	349.96		B+3	31.95	+0	+0	+0	+0
43	17,003.23	45.04	410.70		B+6	33.95	-1	-1	-1	-1
44	17,413.93	46.01	246.17	-13.5000	D+6	37.60	+0	+0	+0	+0
45	17,660.10	46.13	353.00		B+3	31.95	+0	+0	+0	+0
45B	18,013.10	43.83	352.00		B+3	31.95	+0	+0	+0	+0
46	18,365.10	44.41	385.00		B+3	31.95	+0	+0	+0	+0
47	18,750.10	43.52	411.00		B+6	36.95	+2	+2	+2	+2
48	19,161.10	42.30	397.00		B+6	36.95	+3	+2	+2	+3
49	19,558.10	41.74	381.71		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
50	19,939.81	41.58	404.18	51.6667	H+3	34.60	+0	+0	+0	+0
51	20,343.99	41.09	431.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0



LINEA DE TRANSMISION A 115 Kv S/E BARRANCAS - S/E TUCUPITA										
05 DE MARZO DEL 2008										
Nº DE TORRE	PROGRESIVA	COTA	VANO	ANGULO	TIPO DE TORRE	ALTURA TOTAL	ESTRIBOS			
							A	B	C	D
52	20,774.99	39.66	434.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
53	21,208.99	39.55	422.00		B+9	38.95	+1	+1	+1	+1
54	21,630.99	39.95	392.00		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
55	22,022.99	40.17	419.00		B+6	35.95	+1	+1	+1	+1
56	22,441.99	39.73	405.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
57	22,846.99	39.84	392.00		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
58	23,238.99	40.13	390.00		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
59	23,628.99	39.13	374.08		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
60	24,003.07	39.42	301.92	32.7469	H+0	31.60	+0	+0	+0	+0
61	24,304.99	40.38	335.00		B+0	27.95	-1	-1	-1	-1
62	24,639.99	39.78	427.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
63	25,066.99	39.69	430.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
64	25,496.99	39.50	435.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
65	25,931.99	38.59	433.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
66	26,364.99	38.42	423.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
67	26,787.99	38.09	441.00		B+9	39.95	+2	+2	+2	+2
68	27,228.99	38.37	434.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
69	27,662.99	38.63	419.01		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
70	28,082.00	40.53	402.99	-20.0081	H+6	37.60	+0	+0	+0	+0
71	28,484.99	39.80	342.00		B+3	31.95	+0	+0	+0	+0
72	28,826.99	39.66	353.00		B+3	30.95	-1	-1	-1	-1
73	29,179.99	38.63	293.50		B+3	31.95	+0	+0	+0	+0
74	29,473.49	38.81	323.50	-49.9106	H-6	25.60	+0	+0	+0	+0
75	29,796.99	38.30	438.00		B+9	39.95	+2	+2	+2	+2
76	30,234.99	37.88	440.00		B+9	39.95	+2	+2	+2	+2
77	30,674.99	39.21	385.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
78	31,059.99	32.42	399.00		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
79	31,458.99	33.88	416.00		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
80	31,874.99	31.27	430.96		B+6	36.95	+2	+2	+2	+2
81	32,305.95	31.87	418.04		B+9	37.95	+0	+0	-1	-1
82	32,723.99	30.27	403.00		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
83	33,126.99	30.35	415.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
84	33,541.99	31.07	435.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
85	33,976.99	31.51	443.00		B+9	39.95	+2	+2	+2	+2
86	34,419.99	30.68	431.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
87	34,850.99	30.47	425.34		B+9	38.95	+1	+1	+1	+1
88	35,276.33	31.42	180.00		H+9	43.60	+3	+3	+3	+3
89	35,456.33	30.78	400.00	10.1569	H+9	43.60	+3	+3	+3	+3
90	35,856.33	30.94	315.00		B+0	29.95	+1	+1	+1	+1
91	36,171.33	30.81	318.64		B+0	28.95	+0	+0	+0	+0
92	36,489.97	30.13	349.85	16.6694	H+0	31.60	+0	+0	+0	+0
93	36,839.82	30.78	384.00		B+3	32.95	+1	+1	+1	+1
94	37,223.82	30.88	401.04		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
95	37,624.86	30.86	420.00		B+6	36.95	+2	+2	+2	+2
96	38,044.86	30.24	411.00		B+9	39.95	+2	+2	+2	+2
97	38,455.86	30.66	391.00		B+6	35.95	+1	+1	+1	+1
98	38,846.86	32.42	362.00		B+6	35.95	+1	+1	+1	+1
99	39,208.86	32.14	302.17		B+0	29.95	+1	+1	+1	+1
100	39,511.03	32.25	340.15	30.9194	H-3	28.60	+0	+0	+0	+0
101	39,851.18	32.27	426.00		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
102	40,277.18	31.90	433.00		B+9	39.95	+2	+2	+2	+2

LINEA DE TRANSMISION A 115 Kv S/E BARRANCAS - S/E TUCUPITA										
05 DE MARZO DEL 2008										
N° DE TORRE	PROGRESIVA	COTA	VANO	ANGULO	TIPO DE TORRE	ALTURA TOTAL	ESTRIBOS			
							A	B	C	D
103	40,710.18	30.58	395.00		B+6	35.95	+1	+1	+1	+1
104	41,105.18	31.62	392.88		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
105	41,498.06	31.83	385.00		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
106	41,883.06	30.14	393.78		B+6	34.95	+0	+0	+0	+0
107	42,276.84	29.62	234.25	13.8539	H+9	40.60	+0	+0	+0	+0
107A	42,511.09	29.64	300.00		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
107B	42,811.09	29.55	342.98		H+0	31.60	+0	+0	+0	+0
108	43,154.07	31.11	439.36	47.8503	H+6	38.60	+1	+1	+1	+1
109	43,593.43	32.35	569.45	30.0739	H+9	40.60	+0	+0	+0	+0
110	44,162.88	31.04	833.75		H+80.2	92.60	+0	+0	+0	+0
111	44,996.63	33.04	259.26		H+80.2	92.60	+0	+0	+0	+0
112	45,255.89	33.28	292.47	-57.9806	H+3	34.60	+0	+0	+0	+0
113	45,548.36	32.20	385.14	-28.3806	H+6	37.60	+0	+0	+0	+0
114	45,933.50	32.95	370.21		B+9	37.95	+0	+0	+0	+0
115	46,303.71	32.11	394.65		B+9	40.95	+3	+3	+3	+3
116	46,698.36	32.21	303.13	-49.2653	H+9	40.60	+0	+0	+0	+0
117	47,001.49	33.43	341.41	46.7333	H+6	37.60	+0	+0	+0	+0
118	47,342.90	30.67	0.00		H-3	28.60	+0	+0	+0	+0

## ANEXO [3]

### A.3 Reporte de Prueba de Transformadores de Potencia (TP1) Y (TP2) en S/E Tucupita

#### A.3.1 Reporte de Prueba realizado a Transformador (TP1) S/E Barrancas y Tucupita


<b>UNINDO</b> <small>Joint - Venture between AREVA T&amp;D - PLN</small>		<b>TRANSFORMER TEST REPORT</b>			UTR - PTR Division <b>TQC</b> Department	
Transformer No. : P036KD430.04		SPB No. : P51289-F5		PO/Contract No. :		
3 Phas Type E RANGFE 60 Hz		Vector Group YNyn0		Customer : ELECNOOR		
Cooling ONAN/ONAF		Project Name : TUCUPITA 3				
DESCRIPTION	HV	LV	TV	DESCRIPTION	GUARANTEE	MEASURED
Capacity ( MVA )	30 / 36	30 / 36	-	Core Losses (watts)	25,000	17,487
Voltage ( kV )	115	13.8	-	Copper Losses (watts)	130,000	127,870
Voltage Variation (%)	±8X0.625 -24X0.625		-	Impedance Voltage (%)	12.00	11.79
Current (amparas)	150.61 / 180.74	1,255.11 / 1,506.13	-	No Load Current (%)		0.132
Insulation Levels (kV/k)	550/140	95/38				


<b>UNINDO</b> <small>Joint - Venture between AREVA T&amp;D - PLN</small>		<b>NO-LOAD LOSSES &amp; NO-LOAD CURRENT MEASUREMENT</b>					UTR - PTR Division <b>TQC</b> Department						
Transformer No. : P036KD430.04		SPB No. : P51289-F5		PO/Contract No. :									
Rated Powe : 30 / 36 MVA		Rated Voltage : 115 / 13.8 kV		Customer : ELECNOOR									
Vector Group : YNyn0		Project Name : TUCUPITA 3											
%	Volt meters				Ampere meters				Watt meters			Core losses	
	V <sub>01</sub>	V <sub>02</sub>	V <sub>03</sub>	V <sub>av</sub>	I <sub>01</sub>	I <sub>02</sub>	I <sub>03</sub>	I <sub>av</sub>	W <sub>01</sub>	W <sub>02</sub>	W <sub>03</sub>	P <sub>0</sub>	I <sub>0</sub>
	( volts )				( amperes )				( watts )			( watts )	( % )
90	5,935	6,124	5,869	12,421	1.407	1.164	1.406	1.326	5,068	2,790	2,727	13,972	0.09
100	6,551	6,810	6,558	13,800	2.072	1.754	2.135	1.987	6,575	3,507	3,168	17,487	0.13
110	7,133	7,646	7,239	15,185	3.129	2.832	3.285	3.082	8,227	4,472	4,100	22,175	0.20

**Formula :**

- $P_0 = W_{01} + W_{02} + W_{03}$
- $I_0 ( \% ) = ( I_{0(av)} / I_{LV} ) \times 100 \%$
- $I_{LV}$  : Nominal current LV

A.3.2 Reporte de prueba realizado a transformador (TP2) S/E Tucupita

		<b>TRANSFORMER TEST REPORT</b>			UTR - PTR Division	
Joint - Venture between AREVA T&D - PLN					TQC Department	
Transformer No. : P036KD430.05		SPB No. : P51289-F6				
3 Phas Type      60 Hz		PO/Contract No. :				
Vector Group : YNyn0		Customer : ELECNOOR				
Cooling : ONAN/DNAF		Project Name : TUCUPITA 1				
DESCRIPTION	HV	LV	TV	DESCRIPTION	GUARANTEE	MEASURED
Capacity ( MVA )	30 / 36	30 / 36	-	Core Losses (watts)	25,000	17,423
Voltage ( kV )	115	13.8	-	Copper Losses (watts)	130,000	128,816
Voltage Variation (%)	+8X0.625 -24X0.625		-	Impedance Voltage (%)	12.00	11.96
Current (amperes)	150.61 / 180.74	1,255.11 / 1,506.13	-	No Load Current (%)		0.122
Insulation Levels (kV/k)	550/140	95/38				

		<b>NO-LOAD LOSSES &amp; NO-LOAD CURRENT MEASUREMENT</b>			UTR - PTR Division								
Joint - Venture between AREVA T&D - PLN					TQC Department								
Transformer No. : P036KD430.05		SPB No. : P51289-F6											
Rated Powe : 30 / 36 MVA		PO/Contract No. :											
Rated Voltage : 115 / 13.8 kV		Customer : ELECNOOR											
Vector Group : YNyn0		Project Name : TUCUPITA 1											
%	Volt meters				Ampere meters				Watt meters			Core losses	
	V <sub>01</sub>	V <sub>02</sub>	V <sub>03</sub>	V <sub>av</sub>	I <sub>01</sub>	I <sub>02</sub>	I <sub>03</sub>	I <sub>av</sub>	W <sub>01</sub>	W <sub>02</sub>	W <sub>03</sub>	P <sub>0</sub>	I <sub>0</sub>
	( volts )				( amperes )				( watts )			( watts )	( % )
90	5,921	6,120	5,886	12,420	1,330	1,100	1,280	1,237	4,916	2,997	2,669	13,968	0.08
100	6,543	6,802	6,574	13,800	1,950	1,620	1,920	1,830	6,314	3,873	3,012	17,423	0.12
110	7,111	7,515	7,287	15,182	2,930	2,580	2,970	2,627	7,967	4,989	3,676	21,954	0.19
<b>Formula:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>P_0 = W_{01} + W_{02} + W_{03}</math></li> <li>• <math>I_0 (\%) = (I_{0(av)} / I_{LV}) \times 100 \%</math></li> <li>• <math>I_{LV}</math>: Nominal current LV</li> </ul>													

## ANEXO [4]

### A.4.1 Pronósticos de potencia máxima no coincidente (MW) por subestaciones 115kV según información suministrada por (SEMDA)

SUBESTACIÓN	CAP(MVA)	AÑO							
		2006 <sup>[1]</sup>	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<i>S/E T</i>	36	42,01	44,09	<b>40,02</b>	41,87	43,11	44,35	45,58	46,82
<i>S/E B</i>	36	-	-	<b>8,73</b>	9,25	9,77	10,01	10,26	10,51

[1] Demanda Registrada

### A.4.2 Estudio de cortocircuito sistema oriental según información suministrada por (CADAFE)

#### CORTOCIRCUITO SISTEMA ORIENTAL

SUBESTACIÓN	NIVEL DE TENSION (kV)	TRIFASICO		
		Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Ip (kA)
Palital	400	16.055,56	23,17	61,17
	115	5.892,60	29,58	80,14
Temblador	115	1.588,90	7,98	21,61
Tucupita	115	590,21	2,96	6,14
	13,8	188,23	7,87	20,24

[Calculado según norma IEC 60909]

A.4.3 Conductores de potencia y cables de guarda empleados en las líneas de transmisión: “Palital-Barrancas”, “Barrancas-Tucupita” y “Temblador-Tucupita”.

A.4.3.1 Conductores de Potencia<sup>1</sup>

- Líneas Palital–Barrancas y Barrancas-Tucupita (ACAR 500 18/19)

CALIBRE AWG & kcmil	No. HILOS		DIÁMETRO HILO (mm)	ÁREA (mm <sup>2</sup> )		DIÁMETRO CONDUCTOR (mm)	PESO CONDUCTOR APROX (kg/km)	RESISTENCIA ELÉCTRICA DC a 20°C <sup>1</sup> (ohm/km)	CARGA A LA ROTURA (kg)	CAPACIDAD DE CORRIENTE <sup>2</sup> (A)	RADIO MEDIO GEOMETRICO (mm)	REACTANCIA INDUCTIVA <sup>3</sup> (ohm/km)	REACTANCIA CAPACITIVA <sup>3</sup> (Mohm-km)
	ALUMINIO	ALEACION DE ALUMINIO		ALUMINIO	ALEACION DE ALUMINIO								
500	18	19	2.953	123.3	130.1	20.67	697.0	0.122	6001	559	7.94	0.2751	0.1615

- Línea Temblador-Tucupita “TRAMO 1” (AAAC 4/0 19hilos)

CALIBRE AWG & kcmil	CÓDIGO	No. HILOS	CLASE DE CABEADO	DIÁMETRO HILO (mm)	ÁREA (mm <sup>2</sup> )	DIÁMETRO CONDUCTOR (mm)	PESO CONDUCTOR APROX (kg/km)	RESISTENCIA ELÉCTRICA DC a 20°C <sup>1</sup> (ohm/km)	CARGA A LA ROTURA (kg)	CAPACIDAD DE CORRIENTE <sup>2</sup> (A)	RADIO MEDIO GEOMETRICO (mm)	REACTANCIA INDUCTIVA <sup>3</sup> (ohm/km)	REACTANCIA CAPACITIVA <sup>3</sup> (Mohm-km)
4/0	-	19	-	2.680	107.2	13.40	294.2	0.312	3366	316	5.08	0.3087	0.1822

- Línea Temblador-Tucupita “TRAMO2” (AAAC 350MCM 37hilos)

CALIBRE AWG & kcmil	CÓDIGO	No. HILOS	CLASE DE CABEADO	DIÁMETRO HILO (mm)	ÁREA (mm <sup>2</sup> )	DIÁMETRO CONDUCTOR (mm)	PESO CONDUCTOR APROX (kg/km)	RESISTENCIA ELÉCTRICA DC a 20°C <sup>1</sup> (ohm/km)	CARGA A LA ROTURA (kg)	CAPACIDAD DE CORRIENTE <sup>2</sup> (A)	RADIO MEDIO GEOMETRICO (mm)	REACTANCIA INDUCTIVA <sup>3</sup> (ohm/km)	REACTANCIA CAPACITIVA <sup>3</sup> (Mohm-km)
350	-	37	-	2.470	177.3	17.29	486.6	0.189	5447	433	6.64	0.2885	0.1701

- Notas:**
1. La resistencia eléctrica fue calculada utilizando una resistividad de 28.172 ohm-mm<sup>2</sup>/km para aluminio y 32.841 ohm-mm<sup>2</sup>/km para aleación de aluminio.
  2. Capacidad de corriente a temperatura ambiente de 40°C, temperatura del conductor de 80°C, velocidad del viento de 610 mm/seg, a nivel del mar y a 60 Hz.
  3. Reactancias inductiva y capacitiva a 60 Hz y a una separación de 0.3048 m entre fases, de forma equilátera.
  4. Los datos aquí establecidos son aproximados y están sujetos a las tolerancias de manufactura.

<sup>1</sup> Especificaciones tomadas de catálogo de conductores ACAR y AAAC. Fuente: CENTELSA (Cables de energía y telecomunicaciones S.A)

#### A.4.3.2 Cables de guarda

- Línea de Transmisión (Temblador-Tucupita “TRAMO 1” y “TRAMO 2”)

##### **CARACTERISTICAS DEL CABLE DE GUARDA NORMAL:**

TIPO:	<b>ALUMOWELD 7N°9</b>
SECCIÓN:	46,4 mm <sup>2</sup>
DIAMETRO EXTERIOR:	<b>8.71 mm</b>
CARGA DE RUPTURA	5,082 Kg
PESO POR UNIDAD DE LONGITUD	0.308 Kg/m
MÓDULO DE ELASTICIDAD FINAL	16.200 Kg/mm <sup>2</sup>
RESISTENCIA D.C. (25°C)	<b>1.877 Ω/Km</b>
MÓDULO DE DILATACIÓN TÉRMICA	13*10 <sup>-6</sup> /°C

- Línea de Transmisión ( Palital–Barrancas y Barrancas-Tucupita)

##### **CARACTERISTICAS DEL CABLE DE GUARDA CON NÚCLEO DE FIBRA ÓPTICA:**

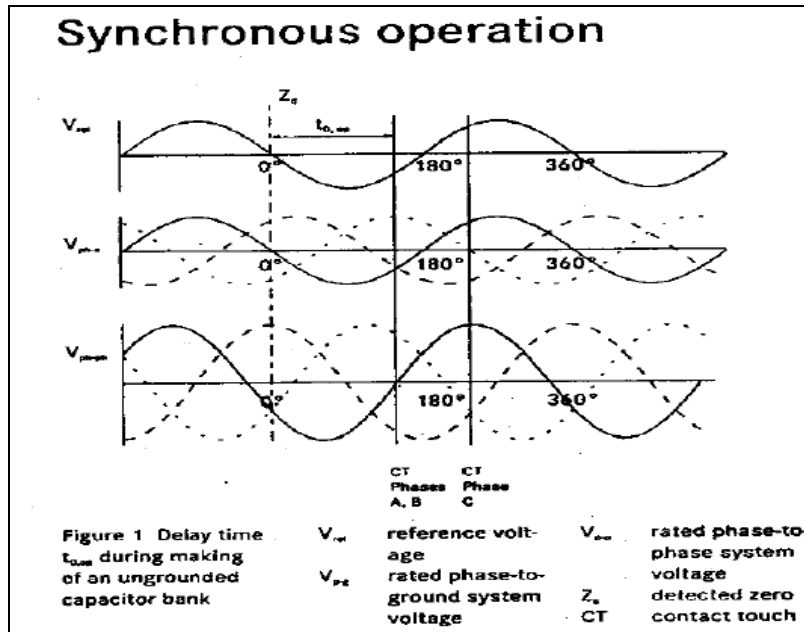
TIPO:	<b>OPGW 60 mm<sup>2</sup></b>
DIAMETRO EXTERIOR:	<b>≤ 13.3 mm</b>
CARGA DE RUPTURA	> 5.100Kg f
PESO POR UNIDAD DE LONGITUD	≤ 0.45 Kg/m
MÓDULO DE ELASTICIDAD FINAL	11.100 Kg/mm <sup>2</sup> ± 10%
RESISTENCIA D.C. (20°C)	<b>≤ 0.45 Ω/Km</b>
COEFICIENTE DE DILATACION LINEAL	1,15*10 <sup>-6</sup> /°C ± 10%
RADIO DE CURVATURA OPGW PERMITIDO	≤ 500 mm

ANEXO [5]

**A.5 Características técnicas garantizadas de Interruptor sincronizado modelo S1-145F / Syn , marca AEG**

<b>Circuit-breaker</b>		<b>S1-145</b>
<b>Design</b>		<b>F1/4031/SR/Syn</b>
<b>Rated voltage</b>	<b>kV</b>	<b>145</b>
<b>Rated frequency</b>	<b>Hz</b>	<b>50</b>
<b>Rated operating current</b>	<b>A</b>	<b>3150</b>
<b>Rated short-circuit breaking current</b>	<b>kA</b>	<b>40</b>
<b>Rated power-frequency withstand voltage</b>	<b>kV</b>	<b>275</b>
<b>Rated lightning-impulse withstand voltage</b>	<b>kV</b>	<b>650</b>
<b>Rated short-circuit making current</b>	<b>kA</b>	<b>100</b>
<b>Rated short-circuit duration</b>	<b>s</b>	<b>3</b>
<b>Break time</b>	<b>ms</b>	<b>60</b>
<b>Closing time</b>	<b>ms</b>	<b>80</b>
<b>Control voltage</b>	<b>V DC</b>	<b>60-220</b>
<b>Weight</b>	<b>kg</b>	<b>1430</b>
<b>Accuracy in synchronous operation</b>	<b>ms</b>	<b>±1</b>

minimum opening time	/ ms	35
first-pole-to-clear factor		1.5
rated transient recovery voltage		
(1) peak voltage	/ kV	249
(2) rate-of-rise	/ kV/μs	2.0





ANEXO [6]

A.6.1 Características técnicas garantizadas de Interruptor de potencia de 115kV  
(Exterior)

No	CARACTERISTICA	UNIDAD	REQUERIDA	GARANTIZADA
1	Fabricante	-	*	SIEMENS
2	Modelo	-	*	3AP1FG
3	Catálogo	-	-	
4	Norma (s) Básica (s)	-	IEC 62271-100	IEC 62271-100
5	Frecuencia	Hz	60	60
6	Número de polos		3	3
7	Tipo montaje		Exterior	Exterior
8	Mando/Accionamiento		Tripolar/Resorte Motor Cargador	Tripolar/Resorte Motor Cargador
9	Tensión nominal (Ur)	kV	115	115
10	Tensión máxima de utilización (Um)	kV	123	123
11	Corriente nominal	A	2000	3150
12	Ciclo de operación		A-0,3"-CA-180"-CA	A-0,3"-CA-180"-CA
13	Capacidad de interrupción con ciclo de operación especificado	kA	31,5	40,0
14	Capacidad de Cierre	kAp	80	104
15	Corriente corta duración	kA	31,5	40,0
16	Duración de cortocircuito	seg	3	3
17	Nivel de aislamiento a las ondas de choque a tierra/ entre terminales	kVp	550/630	550/630
18	Nivel de aislamiento a frecuencia industrial a tierra/ entre terminales	kVrms	230/265	230/265
19	Aislamiento de mandos y aux. Ondas Choque/freq. ind.	KVp/rms	5 (1,2/50µs)/2	5 (1,2/50µs)/2

\* Debe ser indicado por el fabricante en la columna de características técnicas garantizadas

FIRMA Y SELLO DEL FABRICANTE

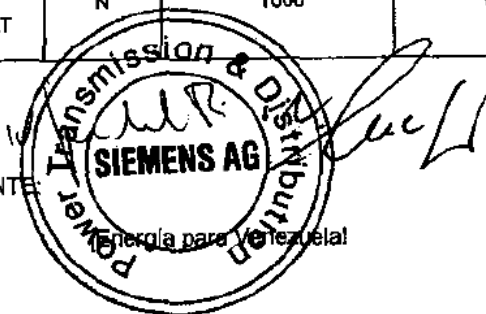


Energía para Venezuela!

FEC

No	CARACTERÍSTICA	UNIDAD	REQUERIDA	GARANTIZADA
20	Factor de primer polo	-	1,5	1,5
21	Capacidad de interrupción en discordancia de fases	kA	7,9	10,0
22	Capacidad de corte de líneas en vacío	A	50	50
23	Capacidad de interrupción de cables en vacío	A	160	160
24	Capacidad de interrupción de corrientes inductivas débiles	A	20	20
25	Sobretensión máxima en corte de cargas reactivas	kVp	3 Um	3 Um
26	Tiempo total de interrupción	seg	≤0,05	0,05
27	Tiempo mínimo de apertura	seg	≤0,035	0,03
28	Tiempo total de cierre	seg	≤0,12	0,055
29	Tiempo máx. entre cierre primer polo y cierre último polo	seg	≤0,004	≤0,003
30	Tiempo máx. entre apertura del primer polo y apertura del último polo	seg	≤0,003	≤0,002
31	Tensión nominal de la bobina de cierre	V cc	110 (-30%,+10%)	110 (-30%,+10%)
32	Tensión nominal de la bobina de apertura	V cc	110 (-30%,+10%)	110 (-30%,+10%)
33	Tensión nominal del motor cargador	V cc	110 (-30%,+10%)	110 (-30%,+10%)
34	Capacidad de esfuerzos mecánicos en terminales AT	N	1000	1000

FIRMA Y SELLO DEL FABRICANTE



FEC

A.6.2 Características técnicas garantizadas de Pararrayo de óxido de zinc (ZnO) en 115kV

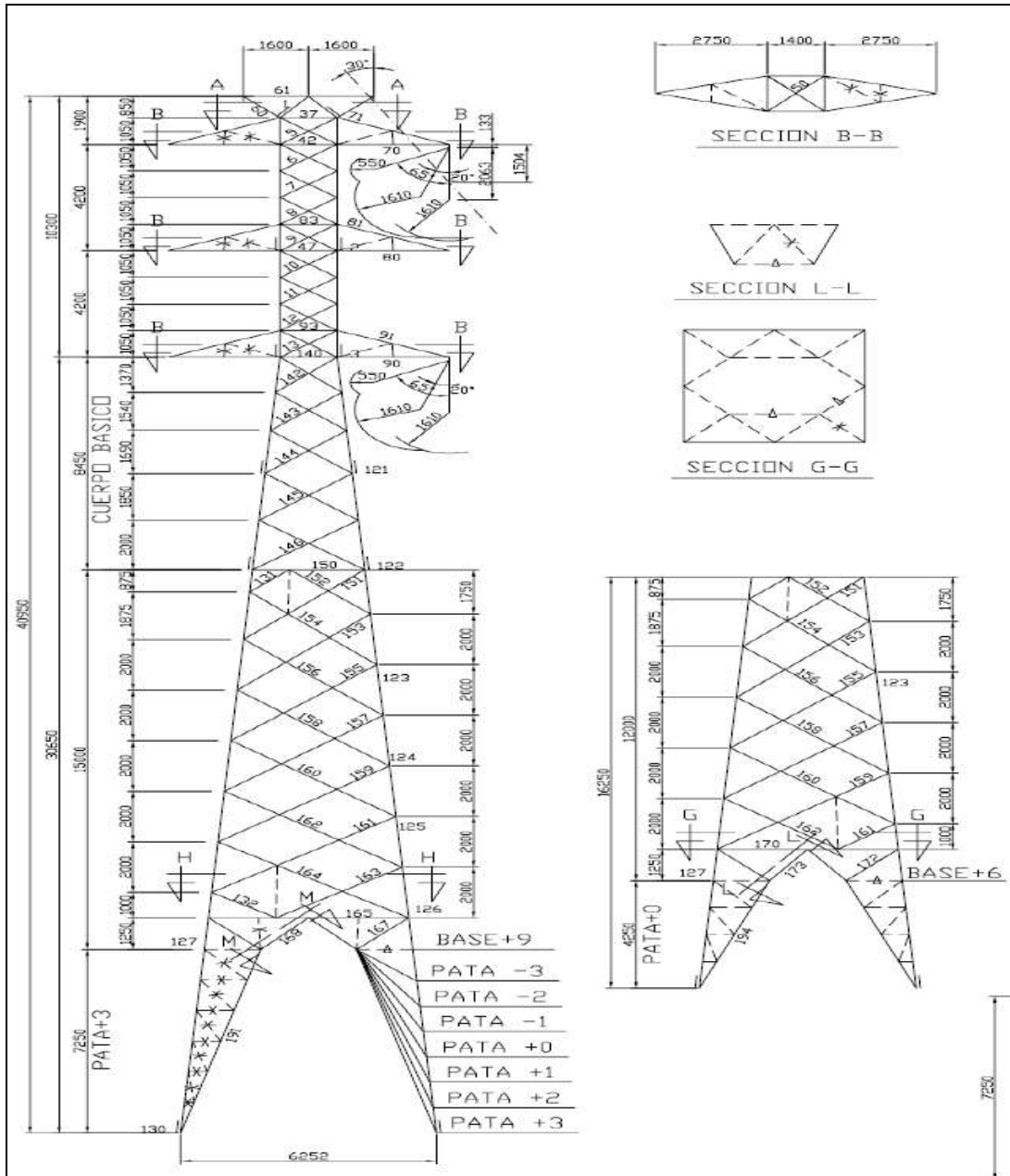
No	CARACTERÍSTICA	UNIDAD	REQUERIDA	GARANTIZADA	OBSERVACIONES
1	Fabricante	-0-		Siemens	
2	Modelo	-0-		3EP4 098	
3	Catálogo	-0-		SI	
4	Norma (s) Básica (s)	-0-	IEC 60099-4	SI	
5	Tipo de instalación		Exterior	SI	
6	Tensión máxima del sistema Um	KV	123	SI	
7	Tensión de servicio continuo Uc	KV	78	78,4	
8	Tensión nominal Ur	KV	96	98	
9	Frecuencia	Hz	60	60	
10	Corriente de descarga nominal (8/20µs)	kAp	10	10	
11	Tensiones residuales:				
	• a la corriente de descarga nominal y a 5 kA y a 10 kA	kVp kVp kVp	230 * *	212 225,4 239	
	• Al escalón de corriente (500%, 1/20µs) 10kA	kVp	210	239   10kA	Se puede indicar valor a 1/2µs a 10kA
	• A los impulsos de maniobra (1 kA, 30/100µs)	kVp	200	185	
12	Clase de descarga de línea		2	2	

\* Debe ser indicado por el fabricante en la columna de características técnicas garantizadas

<b>FIRMA Y SELLO DEL FABRICANTE:</b> MITSUBISHI Power Transmission and Distribution (PTD) (Energía para Venezuela) Caracas, Venezuela 1	<b>FECHA:</b> 06/03/06
---	---------------------------


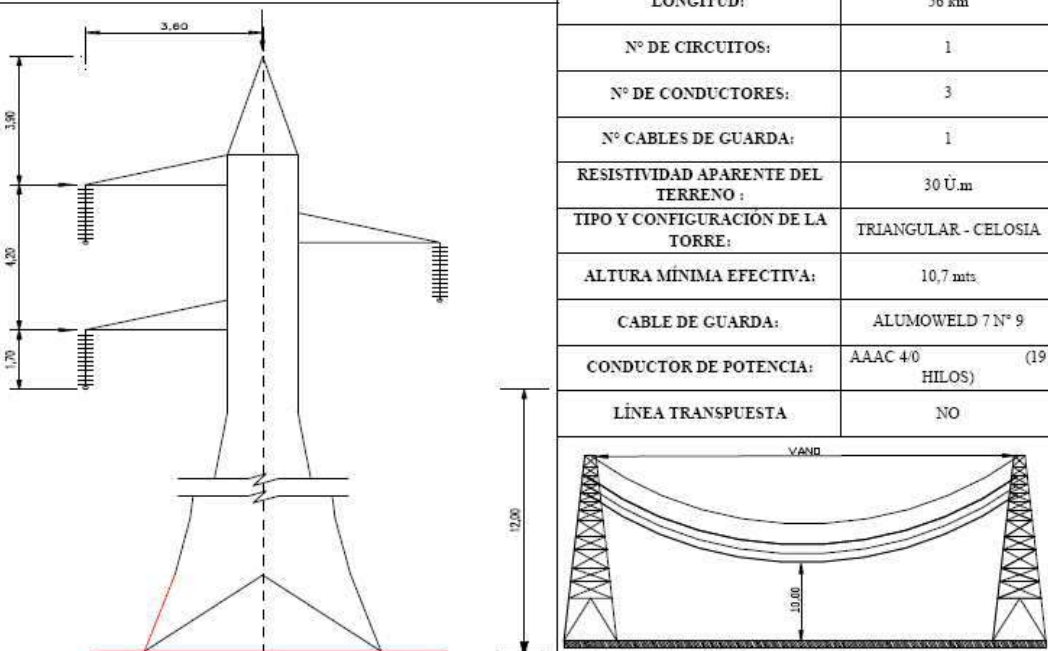
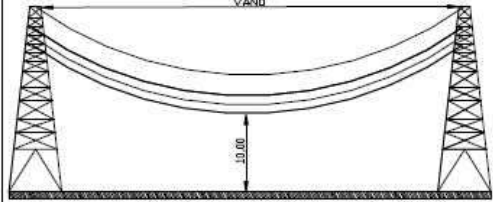
## ANEXO [7]

### A.7 Características Técnicas de Torres de Suspensión TIPO “B” en las líneas de transmisión: Palital-Barrancas y Barrancas-Tucupita al nivel de 115kV


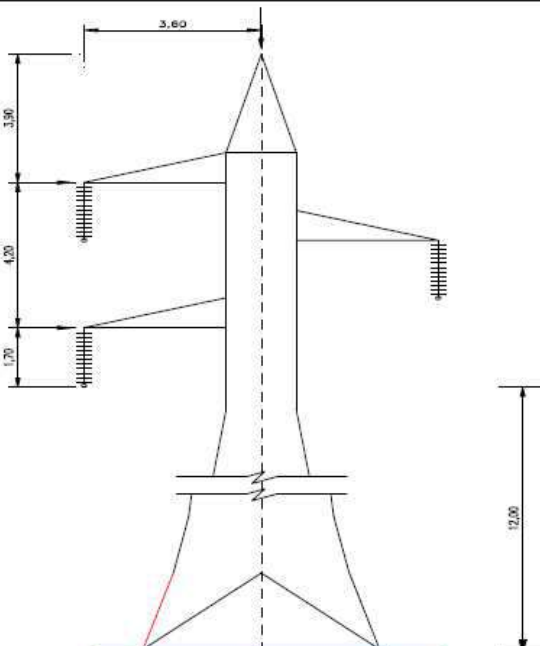
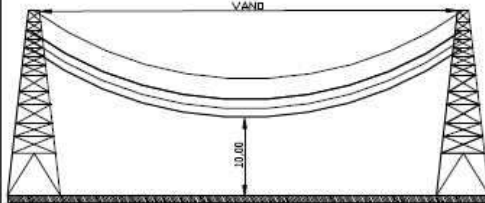


## ANEXO [8]

### A.8.1 Características Técnicas de línea de transmisión: Temblador I- Tucupita (TRAMO 1) al nivel de 115kV

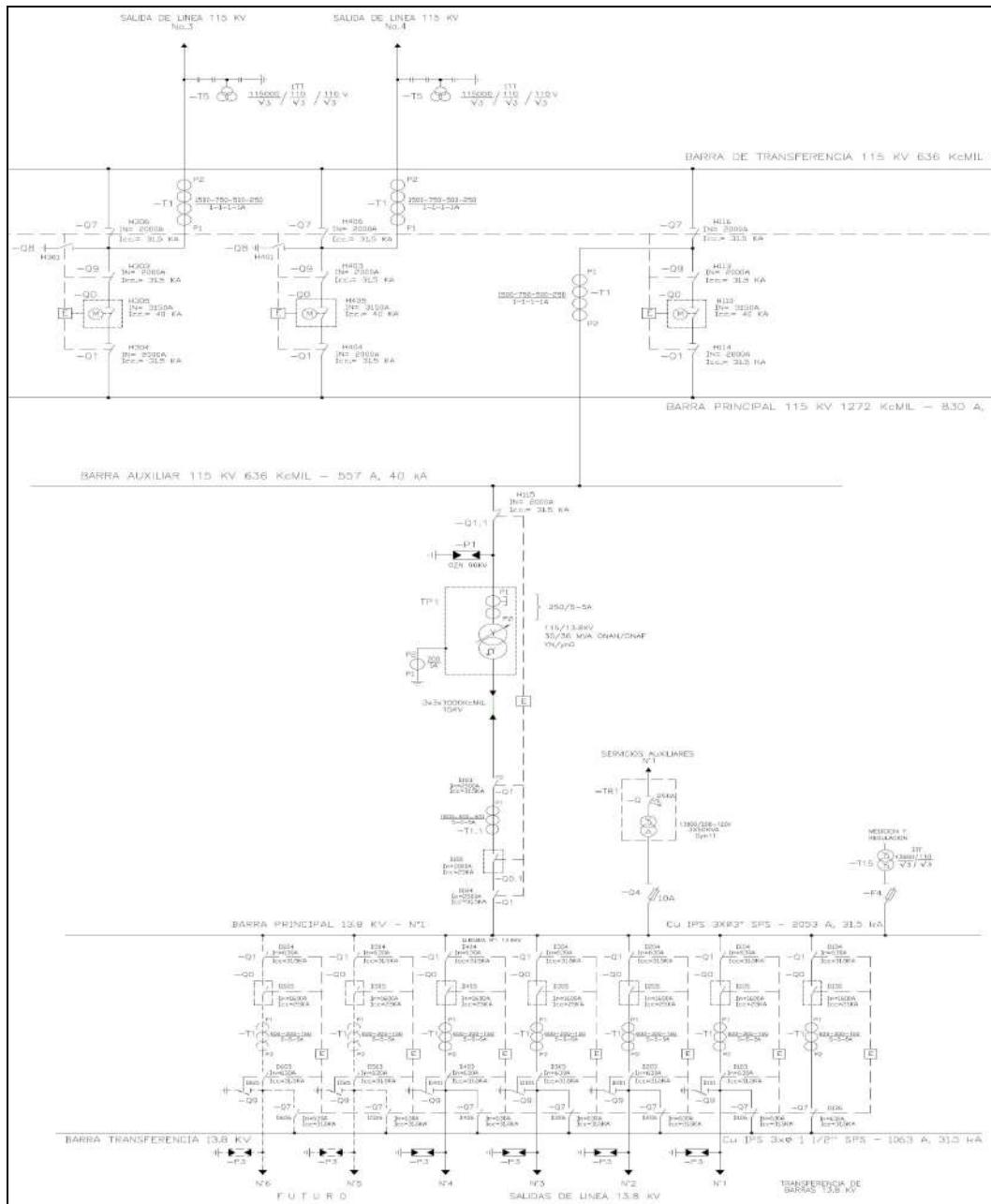
LÍNEA: TEMBLADOR I - TUCUPITA (TRAMO 1)				
	<b>GRUPO DE TRABAJO</b> INGENIERÍA DE OPERACIONES ELABORADO POR: OSMAN A. TOVAR A. REVISADO POR: ING. OSWALDO PAREDES FEBRERO 2006		<b>CARACTERISTICAS GENERALES</b>	
			ESTADOS:	MONAGAS - DALTA AMACURO
		TENSIÓN:		115 kV
		FRECUENCIA:		60 Hz
		LONGITUD:		56 km
		Nº DE CIRCUITOS:		1
		Nº DE CONDUCTORES:		3
		Nº CABLES DE GUARDA:		1
		RESISTIVIDAD APARENTE DEL TERRENO :		30 Ω.m
		TIPO Y CONFIGURACIÓN DE LA TORRE:		TRIANGULAR - CELOSIA
		ALTURA MÍNIMA EFECTIVA:		10,7 mts.
		CABLE DE GUARDA:		ALUMOWELD 7Nº 9
		CONDUCTOR DE POTENCIA:		AAAC 4/0 (19 HILOS)
		LÍNEA TRANSPUESTA		NO
<b>CONFIGURACIÓN GEOMÉTRICA</b>				
				
PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA				
	SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA		SECUENCIA CERO	
	Ohm/km	Ohm	Ohm/km	Ohm
MATRIZ DE RESISTENCIAS	0,3126	17,5056	0,5752	32,2127
	SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA		SECUENCIA CERO	
	Ohm/km	Ohm	Ohm/km	Ohm
MATRIZ DE REACTANCIAS	0,5356	29,9914	1,4259	79,8489
	SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA		SECUENCIA CERO	
	iS/km	iS	iS/km	iS
MATRIZ DE SUSCEPTANCIAS	3,1015	173,6853	1,9936	111,6440

A.8.2 Características Técnicas de línea de transmisión: Temblador I-Tucupita  
(TRAMO 2) al nivel de 115kV

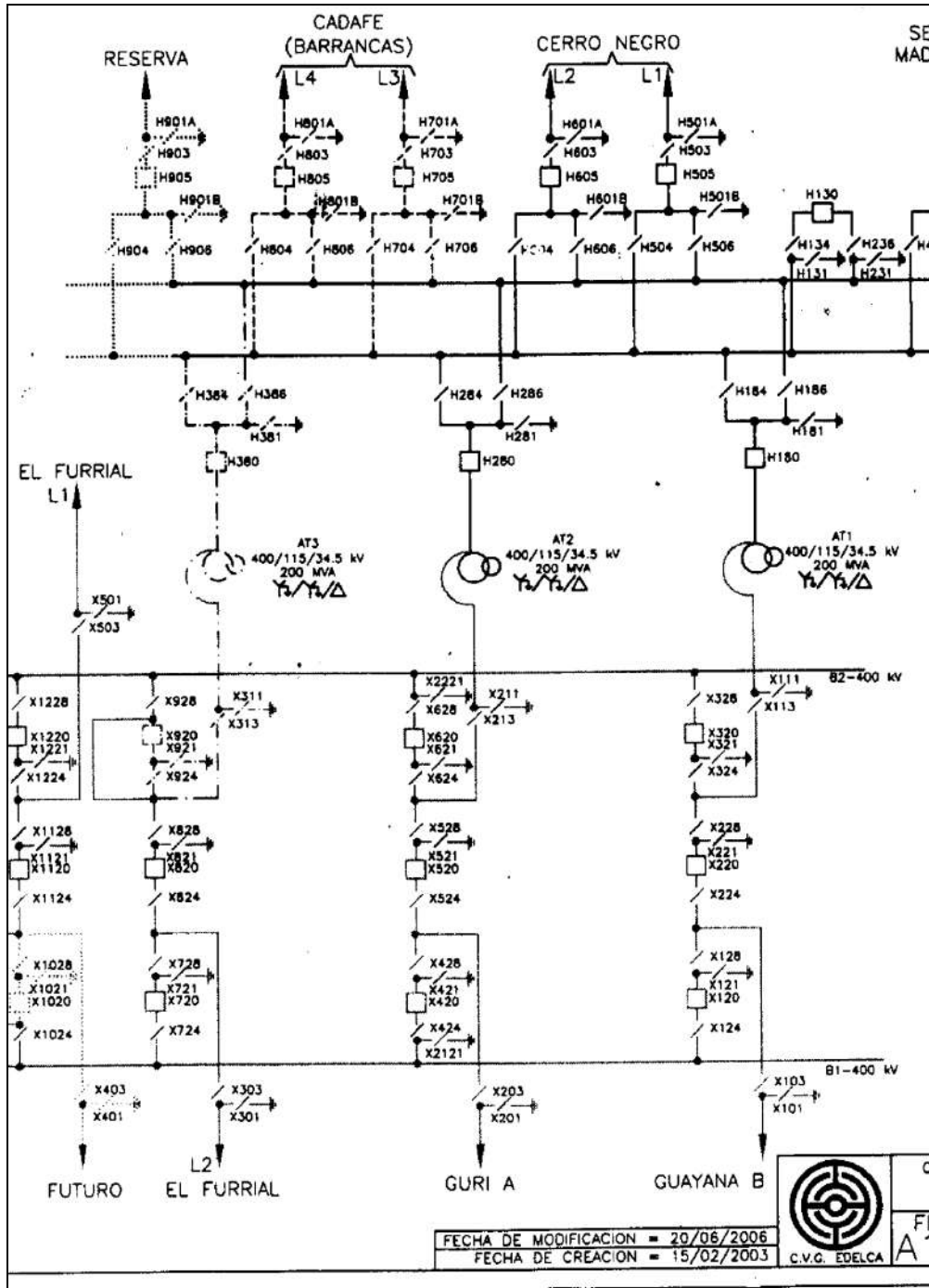
LÍNEA: TEMBLADOR I - TUCUPITA (TRAMO 2)				
	<b>GRUPO DE TRABAJO</b> INGENIERÍA DE OPERACIONES ELABORADO POR: OSMAN A. TOVAR A. REVISADO POR: ING. OSWALDO PAREDES FEBRERO 2006		<b>CARACTERISTICAS GENERALES</b>	
			ESTADOS:	MONAGAS - DALTA AMACURO
		TENSIÓN:		115 kV
		FRECUENCIA:		60 Hz
		LONGITUD:		42 km
		Nº DE CIRCUITOS:		1
		Nº DE CONDUCTORES:		3
		Nº CABLES DE GUARDA:		1
		RESISTIVIDAD APARENTE DEL TERRENO:		30 $\Omega \cdot m$
		TIPO Y CONFIGURACIÓN DE LA TORRE:		TRIANGULAR - CELOSIA
		ALTURA MÍNIMA EFECTIVA:		10,7 mts
		CABLE DE GUARDA:		ALUMOWELD 7 N° 9
		CONDUCTOR DE POTENCIA:		AAAC 350 MCM (37 HILOS)
		LÍNEA TRANSPUESTA:		NO
<b>CONFIGURACIÓN GEOMÉTRICA</b>				
				
PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA				
MATRIZ DE RESISTENCIAS	SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA		SECUENCIA CERO	
	Ohm/km	Ohm	Ohm/km	Ohm
	0,1898	7,9729	0,4525	19,0033
MATRIZ DE REACTANCIAS	SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA		SECUENCIA CERO	
	Ohm/km	Ohm	Ohm/km	Ohm
	0,5153	21,6446	1,4057	59,0378
MATRIZ DE SUSCEPTANCIAS	SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA		SECUENCIA CERO	
	iS/km	iS	iS/km	iS
	3,2234	135,3844	2,0432	85,8152

## ANEXO [9]

### A.9.1 Detalle de topología en S/E Barrancas 115kV/13,8kV



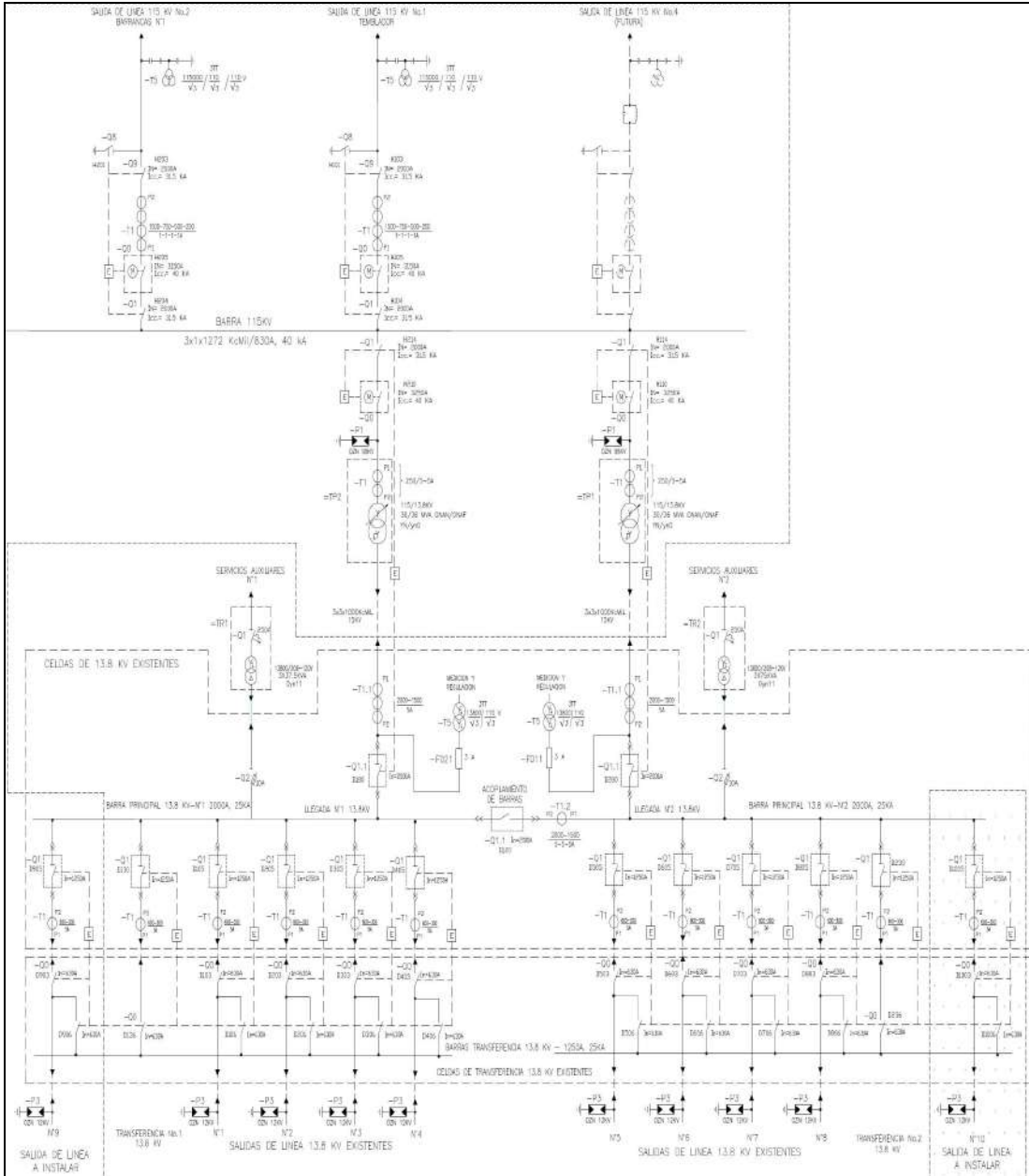
A.9.2 Detalle de topología en S/E Palital 400/115kV





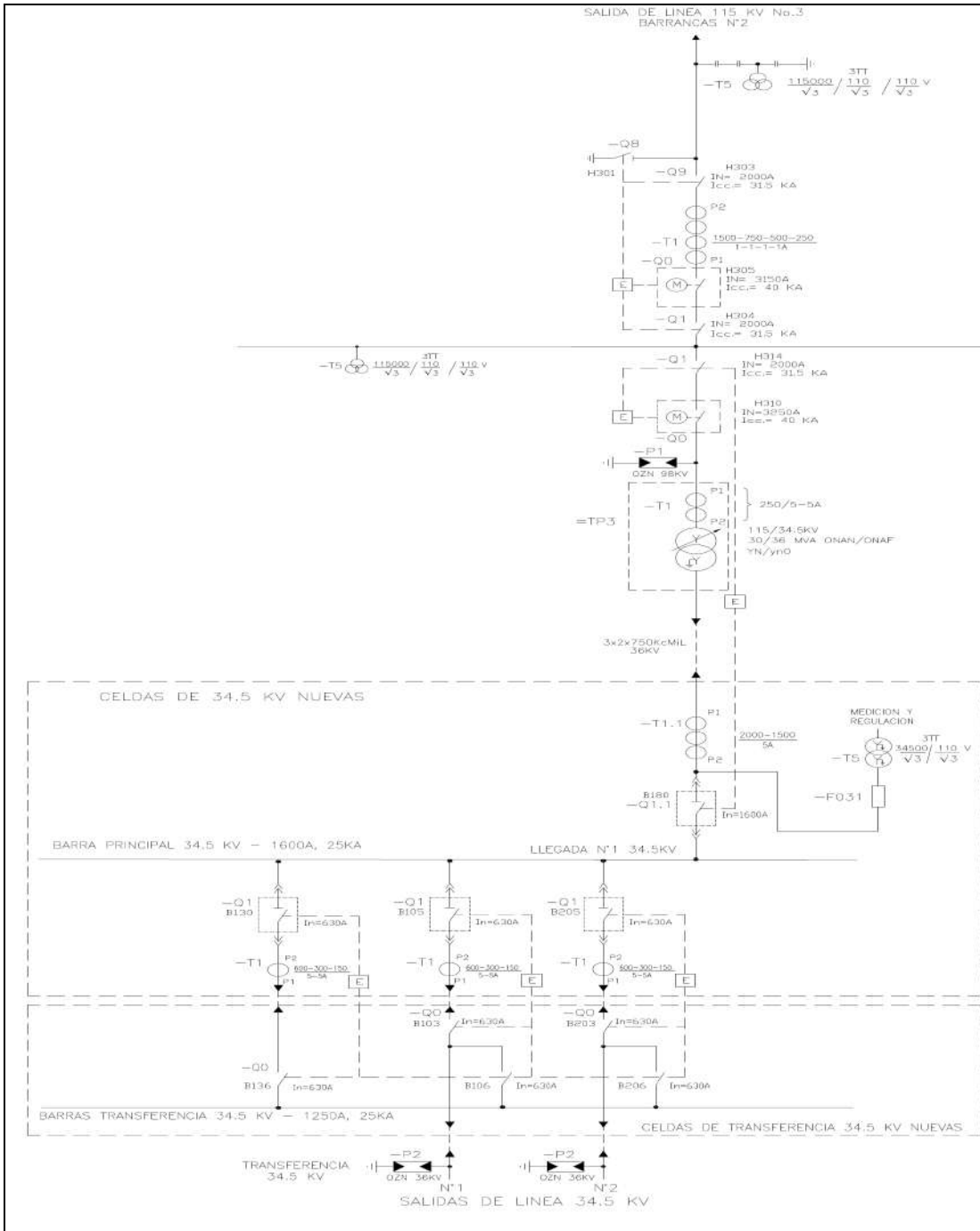
## ANEXO [10]

### A.10 Detalle de topología en S/E Tucupita 115kV/13,8kV



## ANEXO [11]

### A.11 Detalle de topología en S/E Tucupita 115kV/34,5kV



## ANEXO [12]. INSTRUCTIVO MÓDULO EMT (Programa DIgSILENT PF)

### A.12 Instructivo de usuario para el uso del módulo EMT incorporado en el software DIgSILENT Power Factory

#### A.12.1 Creación de un nuevo proyecto

Al iniciar el programa, se encontrarán deshabilitadas la mayoría de las Opciones de la Barra de Título, a excepción de (Archivo, Opciones, Ventana y Ayuda).

Para crear un nuevo proyecto, en la pestaña “**Archivo**” se debe elegir “**Nuevo**”, con lo cual aparecerá una ventana tal como se muestra en la (Figura A.12.1) en donde de forma predeterminada la opción “**Proyecto**” ya esta seleccionada; así que sólo quedará designar un nombre para identificar el proyecto a crear mediante el uso de la casilla “**Nombre**” y por ultimo hacer clic en “**Ejecutar**”.

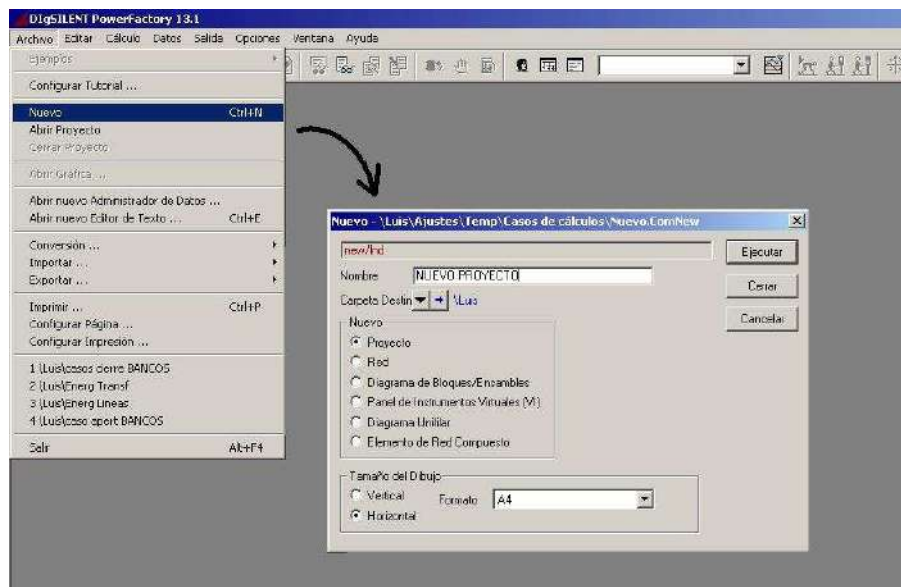


Figura A.12.1 Ventana para creación de nuevo proyecto

### A.12.2 Implementación y edición de un caso de estudio y red dentro del proyecto creado

Luego de creado el Proyecto, automáticamente aparecerá la ventana Red mostrada en la (Figura A.12.2.1) , ésta permitirá definir la red donde se diseñara el diagrama unifilar del sistema eléctrico de potencia a simular. Dentro de esta ventana se tendrán las opciones de definir un nombre para dicha red, establecer su frecuencia nominal , escoger un color para el diseño del diagrama unifilar y de ser requerido por el usuario realizar una descripción mas detallada mediante la casilla “**Propietario**” y el botón “**Descripc.>>**”. Por ultimo definido esto se procederá a hacer clic en el botón “**Ok**”

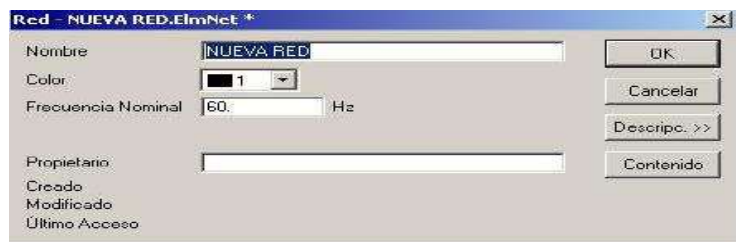


Figura A.12.2.1 Ventana para creación de nueva red

Una vez realizado el paso anterior, la red creada se visualizará e identificara en el ambiente de trabajo del Power Factory como se muestra a continuación en (Figura A.12.2.2) mediante la pestaña “Nueva Red” la cual indicara el nombre definido anteriormente en las opciones de la ventana Red (Figura A.12.2.1)

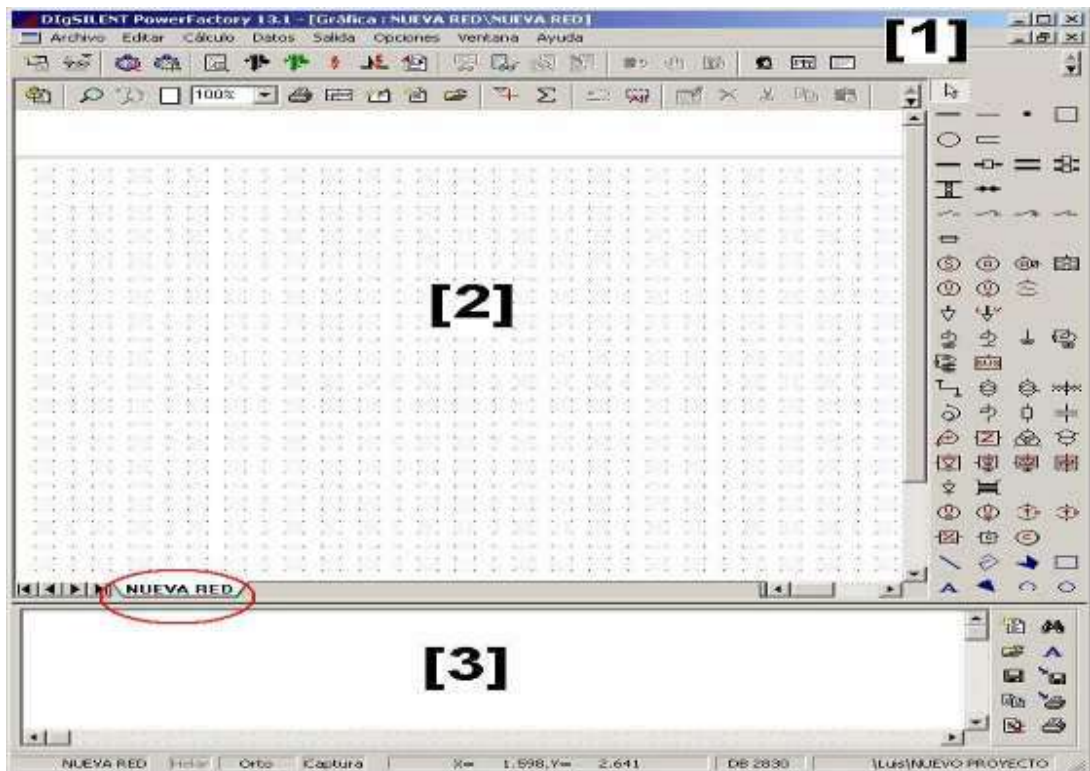


Figura A.12.2.2 Visualización de red creada en el ambiente de trabajo del DIGSILENT PowerFactory.

Cabe destacar que la acción anterior en la cual se creó la nueva red, automáticamente define dentro del proyecto un caso de estudio. Por ello a fin de requerir por parte del usuario la edición de la red y caso de estudio existentes o adicionar una nueva red o caso de estudio se indica a continuación los pasos necesarios para realizarlo:

- Edición de caso de estudio y red existentes

Para editar el caso de estudio activo, se deberá hacer clic en la pestaña “**Editar**” de la barra de título y elegir la opción “**Caso de Estudio**”, con lo cual aparecerá la ventana caso de estudio tal como se muestra en la (Figura A.12.2.3)

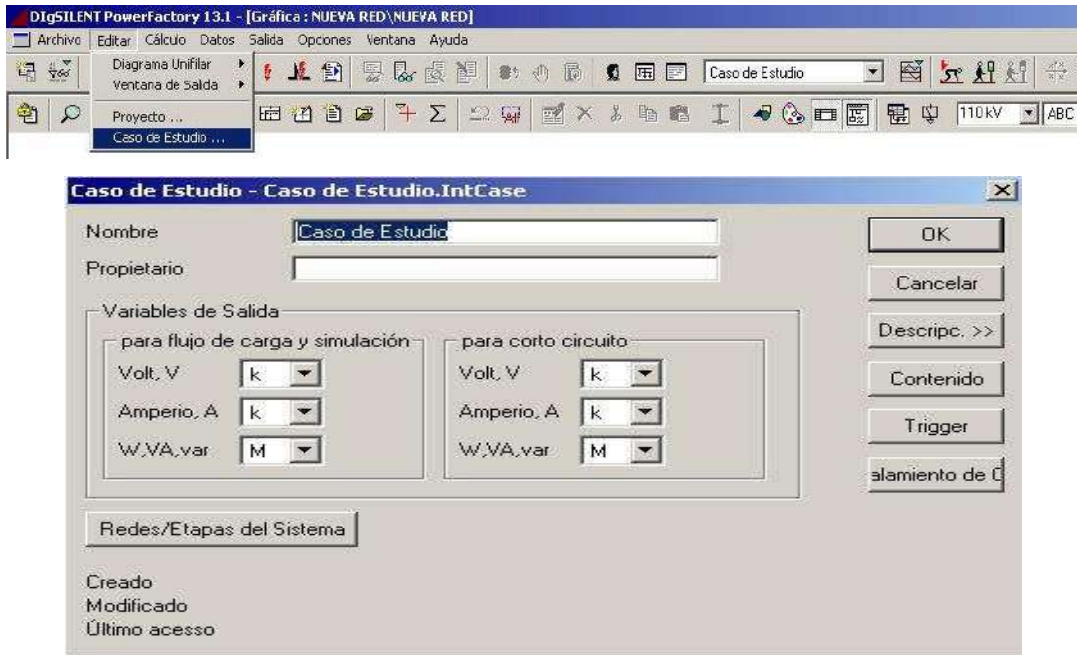



Figura A.12.2.3 Ventana de edición para caso de estudio activo

En esta ventana de edición se podrá cambiar en la casilla “**Nombre**” la identificación que de forma predeterminada el programa Power Factory designa al caso de estudio creado y mediante las opciones del cuadro indicado como “**Variables de salida**” se podrán definir los prefijos para las variables de salida (Tensión, corriente y Potencia) para flujo de carga, simulación y cortocircuito del proyecto creado.

En esta misma ventana en la parte inferior como se muestra en la (Figura A.12.2.3) se tendrá acceso a la edición de la red existente dentro del caso de estudio activo. Para ello se hará clic en el botón “**Redes/Etapas del Sistema**”, con lo cual aparecerá una nueva ventana en la que una vez seleccionada la Red a editar; se hará clic en el icono  “**Editar Objeto**” según como se puede observar en la (Figura A.12.2.4).

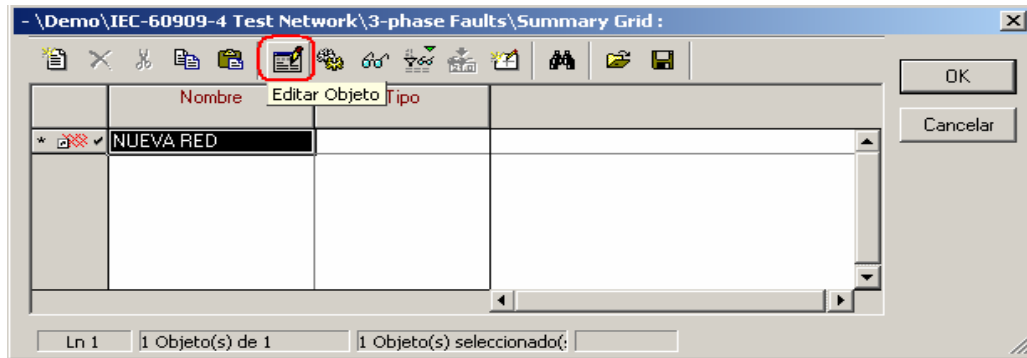


Figura A.12.2.4 Ventana para acceder a la edición de red

- Adicionar un nuevo caso de estudio y red

Para adicionar un nuevo caso de estudio o una nueva red en el Proyecto creado previamente, se deberá hacer clic en la pestaña “**Editar**” de la barra de titulo y elegir la opción “**Proyecto**” , con lo cual aparecerá la ventana proyecto tal como se muestra en la (Figura A.12.2.5)

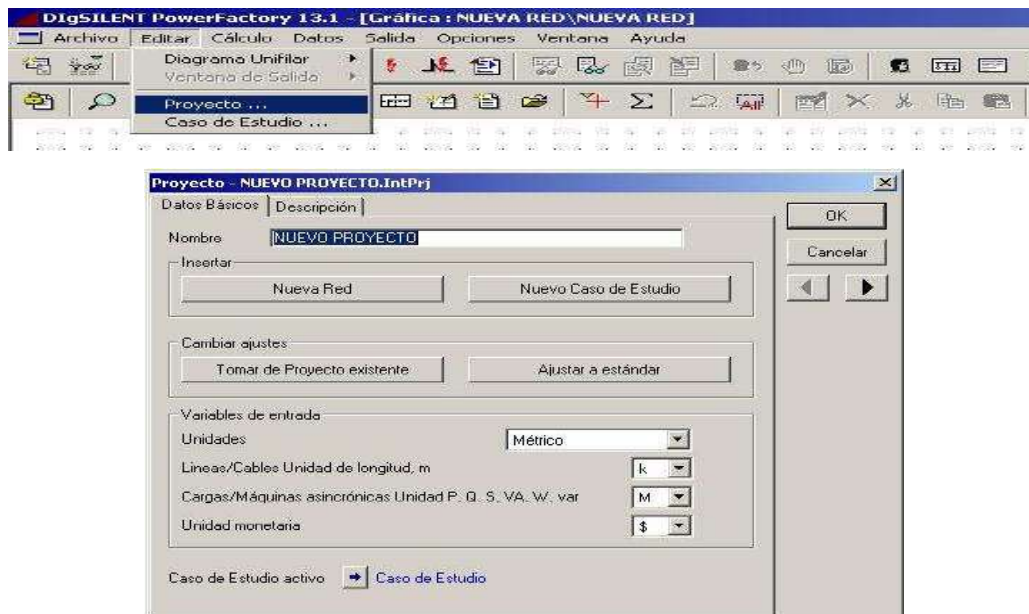


Figura A.12.2.5 Ventana para creación de nuevo caso de estudio o red



Una vez ubicado en la ventana proyecto, se podrá crear un nuevo caso de estudio o una nueva red según lo requerido mediante las opciones del cuadro “**Insertar**”.

Para crear un caso de estudio se hará clic en el botón “**Nuevo caso de Estudio**” con la cual aparecerá la ventana caso de estudio que permite definir sus características como ya se observó de acuerdo a la (Figura A.12.2.3).

En tanto que para crear una nueva red se hará clic en el botón “**Nueva Red**” con lo cual aparecerá la ventana red a fin de definir sus características como se observó según la (Figura A.12.2.1). Es importante señalar que una vez definida dichas características para la nueva red, el programa presentará automáticamente tres opciones según como se muestra en la (Figura A.12.2.6) para que el usuario decida la ubicación posible de dicha red dentro del proyecto creado.

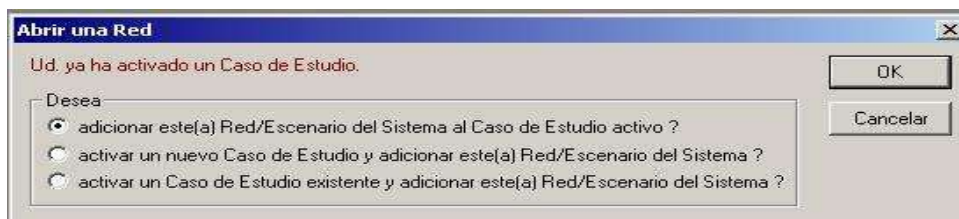


Figura A.12.2.6 Ventana de opciones para ubicación de nueva red creada

Por ultimo en la ventana proyecto (Figura A.12.2.1) además se podrán definir de acuerdo a las opciones del cuadro indicado como “**Variables de entrada**” las unidades y prefijos a ser usados para las variables de entrada en la entrada de datos de los diferentes modelos a usar dentro de la red de estudio para el proyecto creado.




### A.12.3 Administrador de datos y ambiente de trabajo del Power Factory

- Administrador de datos

Los sistemas de potencia eléctricos se caracterizan por estar acompañados de muchos elementos los cuales a su vez contienen o están definidos por muchas variables internas.

El objetivo del *Administrador de Datos* es facilitar la administración de la información a los usuarios finales, es por eso que tiene definida una estructura jerárquica de información, en la cual se identifican las siguientes secciones principales: (Demo , Sistema y Usuario ) como se muestra en la (Figura A.12.3.2).

Para acceder al administrador de datos se deberá hacer clic en la barra de titulo **Archivo**” y luego seleccionar **“Abrir nuevo Administrador de Datos...”** o también haciendo clic en el primer icono  de la barra de menú principal. (Figura A.12.3.1)

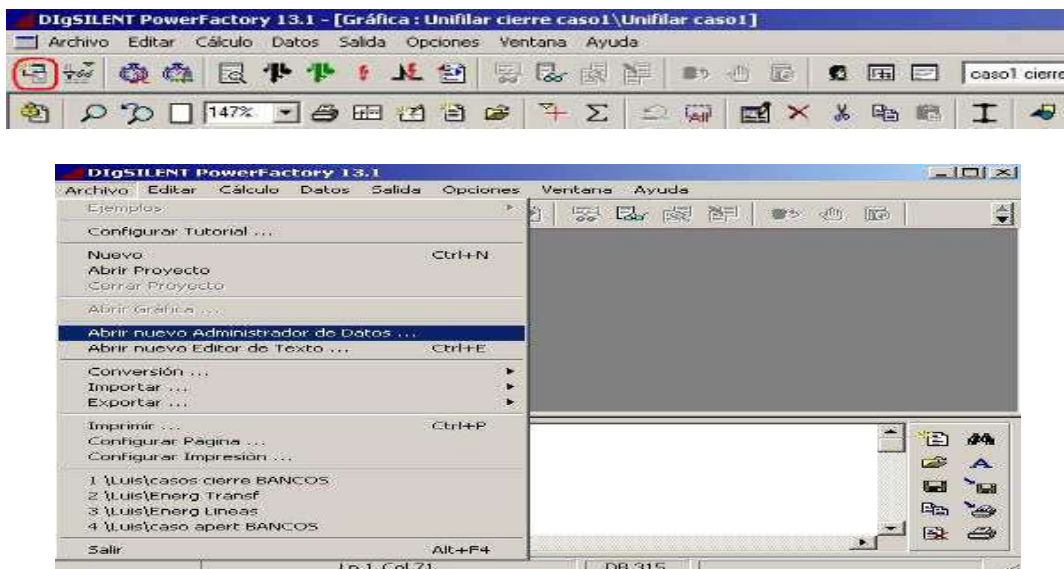


Figura A.12.3.1 Rutas de acceso del administrador de datos

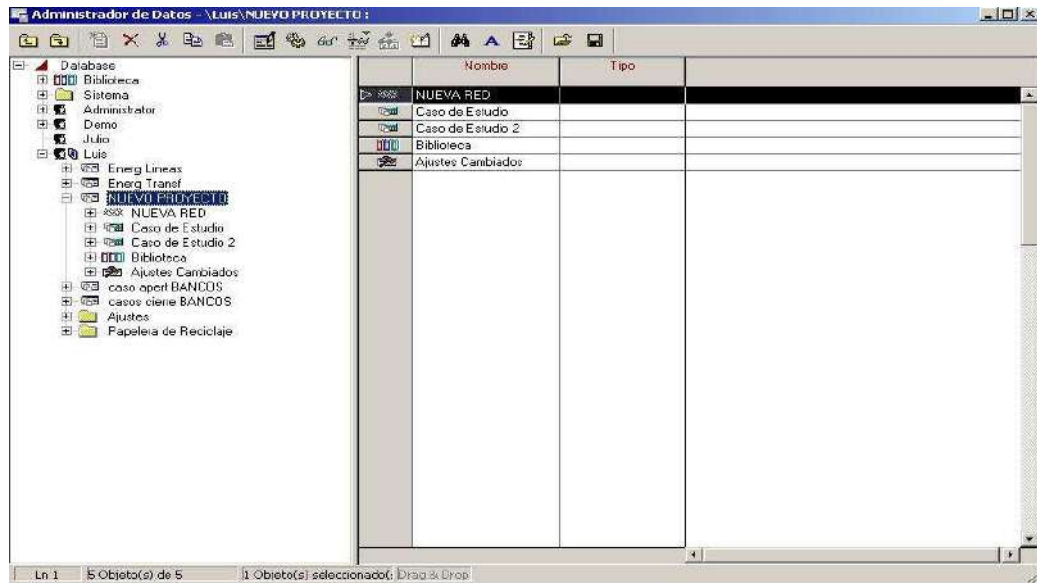


Figura A.12.3.2 Ventana de administrador de datos

Una vez que se ha accedido al administrador de datos tal como se muestra en la Figura A.12.3.2 se observarán las secciones principales mencionadas anteriormente:

**Sistema:** Esta carpeta contiene subcarpetas como Biblioteca, Formatos, Ajustes entre otras, las cuales contienen información básica para el funcionamiento del programa.

**Demo:** Dentro de esta sección se resaltan los ejemplos de sistemas de transmisión AC y DC, sistemas de distribución, protecciones, armónicos y estabilidad.

**Usuario:** En esta sección de acuerdo al nombre de usuario con el cual se inicio el programa se podrá tener de forma clara y administrada acceso a los proyectos creados y al expandir la pestaña de cada uno de estos a los casos de estudio y redes desarrolladas previamente en los pasos anteriores. Además dentro de cada proyecto se encontrará una carpeta denominada “Biblioteca” (📁) en la cual estará contenida la base de datos desarrollada por el usuario del sistema.

- Ambiente de trabajo

El programa Power Factory utiliza un ambiente de trabajo muy similar al que se utiliza en Windows, las ventanas más importantes y su ubicación se muestran en la (Figura A.12.2.2).

- Ventana principal (1)
- Ventana gráfica (2)
- Ventana de salida (3)

También se podrán observar como se muestra a continuación las siguientes barras dentro del ambiente de trabajo del programa Power Factory:



Figura A.12.3.3 Barra de Título



Figura A.12.3.4 Barra de Menú Principal

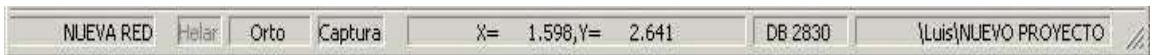


Figura A.12.3.5 Barra de Estado

A.12.4 Modelación de elementos que conformaran la red a implementar para la simulación de transitorios mediante el uso del modulo EMT

Una vez situados en el ambiente de trabajo del power factory se procederá a crear los elementos que conformen la red eléctrica que será objeto de la simulación posterior. Para ello se usará la barra de elementos situada a la derecha del ambiente de trabajo, la descripción básica de los tipos de elementos se muestra en la (Figura A.12.4.1).

1. Terminales, Sistemas de Barras.
2. Interruptores, Seccionadores, Fusible y Pararrayo.
3. Máquinas Síncrona, Asíncrona, Red Externa, Fuentes de Tensión y Corriente AC.
4. Cargas, Compensadores, Filtros.
5. Líneas de Transmisión, Transformadores, Reactores, Rectificadores, Inversores.
6. Fuentes de Tensión y Corriente DC, Ramas y Nodos compuestos.
7. Formas graficas de edición como : líneas, poli líneas, arcos, rectángulos, texto entre otras.

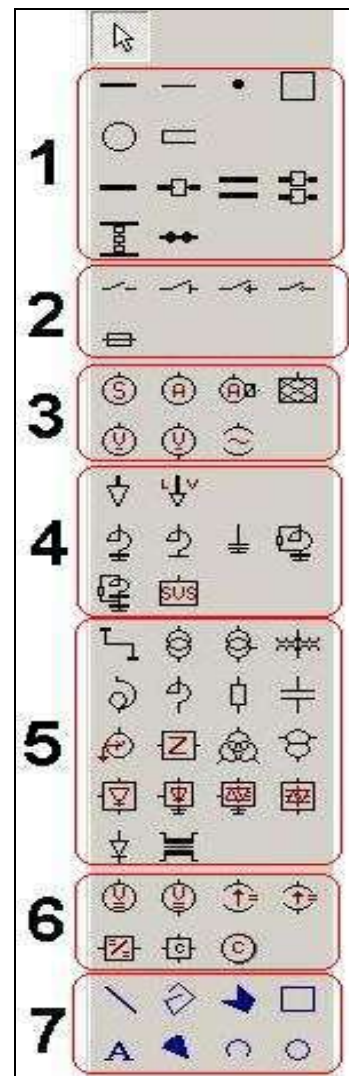



Figura A.12.4.1 Barra de elementos

#### A.12.4.1 Implementación de barras

En primer lugar se procederá a incluir las barras existentes de acuerdo a la red a modelar. Para añadir una barra se hará clic primero en el icono  de la barra de elementos y luego de situarnos en la ventana gráfica haremos clic en ésta para ir añadiendo las barras que se deseen implementar en la red. Para finalizar se presionará la tecla “**Esc**” o clic derecho.


Con la finalidad de caracterizar la barra previamente creada se hará doble clic sobre ésta y una ventana como la mostrada en la (Figura A.12.4.2) aparecerá. Dentro de ésta en la pestaña “**Datos Básicos**” se podrá:

- Definir un nombre que identifique la barra mediante la casilla “**Nombre**”.
- Seleccionar en la opción “**Tipo**” un Tipo de Barra Global (según Base de Datos existente), Tipo de Barra del Proyecto (Creada previamente en el proyecto activo) o Nuevo Tipo de Barra Proyecto (Para así crear un nuevo tipo de barra).
- Definir el valor de Tensión Nominal Línea-Línea en (kV) de la barra mediante la casilla “**Línea-Línea**”.



Figura A.12.4.2 Ventana para edición de barras

#### A.12.4.2 Implementación de red externa

Para añadir una red externa se hará clic primero en el icono  de la barra de elementos y luego de situarnos en la ventana gráfica haremos clic en ésta para añadirla, posteriormente se seleccionará con el puntero la barra a la cual estará conectada dicha red externa. Para finalizar de añadir la(s) red(es) externa(s) se presionará la tecla “**Esc**” o se hará clic derecho.

Con la finalidad de editar los parámetros de la red externa previamente creada se hará doble clic sobre ésta y una ventana como la mostrada en la (Figura A.12.4.2.1) aparecerá. Dentro de esta en la pestaña “**Flujo de Carga**” se podrá:

- Seleccionar el tipo de barra de la red externa (SL, PV o PQ).
- Definir el punto de operación de acuerdo al tipo de barra seleccionado. En este caso por haber seleccionado tipo de barra tipo “SL” su punto de operación se definirá según el ángulo de fase respecto a la barra de referencia(en grados) y su tensión de operación expresado en (p.u).
- Indicar la barra de referencia para dicha red externa mediante la opción “**Barra de Referencia**”

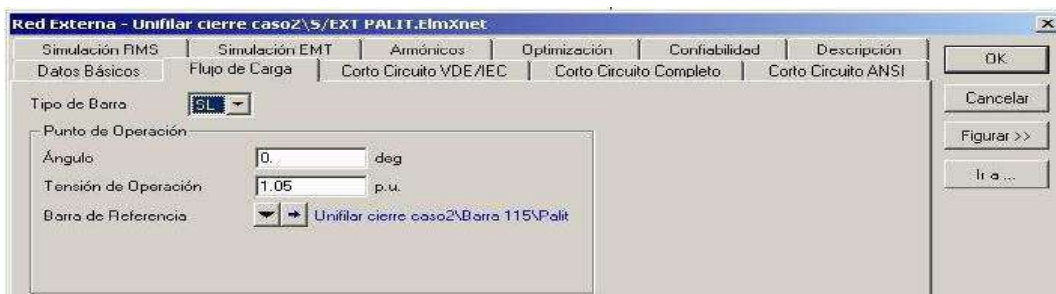


Figura A.12.4.2.1 Ventana para edición de red externa (flujo de carga)

Además en esta misma ventana pero seleccionando la pestaña “**Simulación EMT**” se podrán introducir los parámetros que serán de interés durante la simulación los cuales serán:

- Valores máximos y mínimos (si se dispone de ambos) del estudio de cortocircuito obtenido para la barra a la cual se conectará la red externa principalmente en relación a las variables de: Potencia de cortocircuito simétrica inicial ( $S_k''$ ) [MVA], Corriente de cortocircuito simétrica inicial ( $I_k''$ ) [kA] y relación resistencia-reactancia ( $R/X$ ).

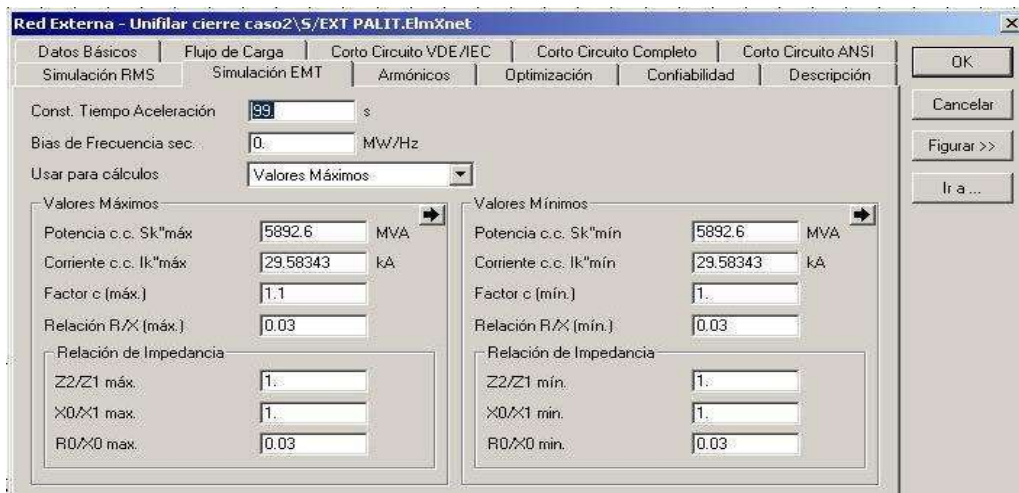



Figura A.12.4.2.2 Ventana para edición de red externa (simulación EMT)


#### A.12.4.3 Implementación de línea de transmisión

Para añadir una línea de transmisión se hará clic primero en el icono  de la barra de elementos y luego de situarnos en la ventana gráfica haremos clic en ésta para añadirla , posteriormente seleccionar con el puntero las barras entre las cuales estará conectada dicha línea de transmisión. Para finalizar de añadir la(s) línea(s) de transmisión se presionará la tecla “Esc” o se hará clic derecho.

Antes de proceder a editar los datos de la línea de transmisión a implementar es importante conocer que el Power Factory puede modelar la línea de transmisión simplemente como una conexión uno a uno entre dos nodos y se referirá a una línea (**TypLne**), a la torre (**TypTow**) o al tipo de la geometría de la torre (**TypGeo**), del cual se derivan todos los parámetros eléctricos requeridos. Además, las líneas se pueden subdividir en rutas y/o secciones.

- Implementación de línea mediante el modo Tipo de Línea (TypLne)

Se hará doble clic sobre la línea creada previamente en el paso anterior y aparecerá una ventana como se muestra en la (Figura A.12.3.1), en la cual se podrán ingresar características generales como número de líneas en paralelo, Longitud, medio (Tierra, Aire) y modelo de la Línea (Parámetros Concentrados o Distribuidos).

Luego de ingresar los datos mencionados anteriormente se hará clic en el botón , en el cual siempre se tendrá disponibilidad para seleccionar una línea existente en la base de datos (Tipo Global), una línea previamente creada en el proyecto activo (Tipo del Proyecto) o como se explicará a continuación un nuevo tipo mediante la opción “**Nuevo Tipo de Proyecto**” y seleccionando “**Tipo de Línea (TypLne)**” según como se muestra en la (Figura A.12.4.3.1).



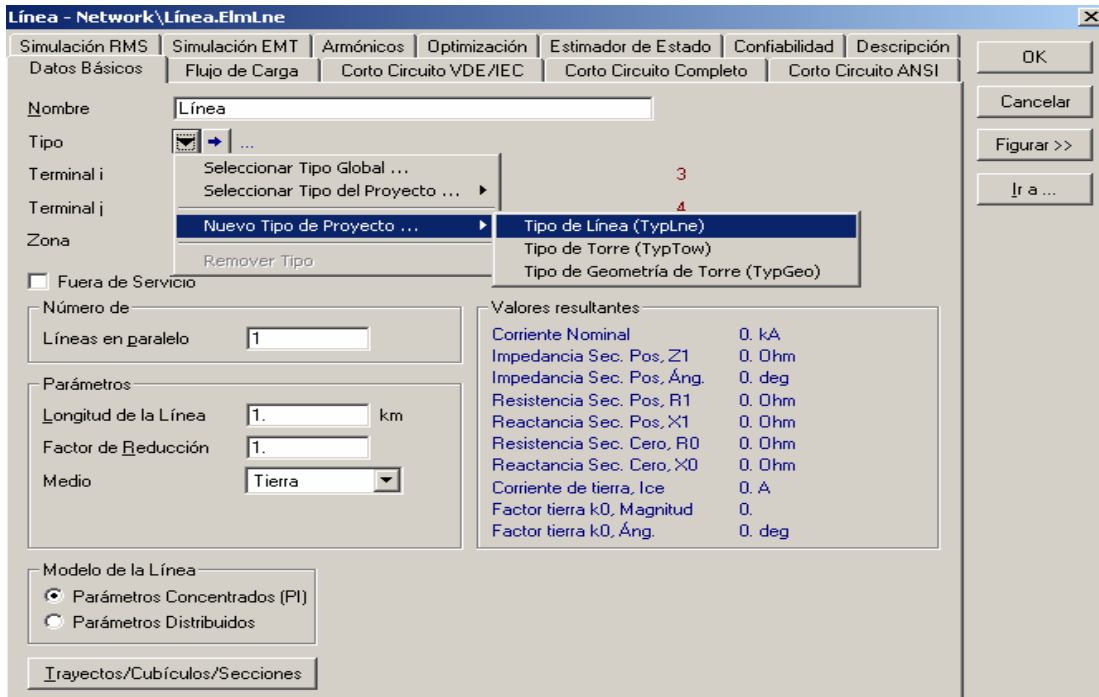


Figura A.12.4.3.1 Ventana para edición de línea de transmisión (datos básicos) y acceso a nuevo tipo de línea

Luego de seleccionada el tipo de ingreso de la línea, la ventana tipo de Línea aparecerá y se ingresarán los parámetros eléctricos y de diseño de la misma en la pestaña “**Datos Básicos**” tales como: tensión, corriente y frecuencia nominal, tipo de sistema (AC o DC) y medio de la línea (Aéreo, Subterráneo), numero de fases y neutros , impedancia (resistencia-reactancia) de secuencia positiva y cero por unidad de longitud. A continuación se muestra dicha ventana de entrada de datos en la (Figura A.12.4.3.2).

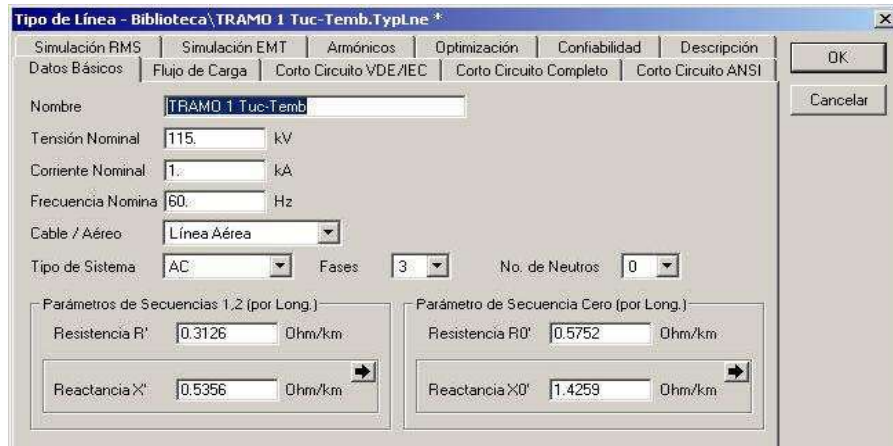



Figura A.12.4.3.2 Ventana para edición tipo de línea (TypLne)

En relación a los cuadros indicados en la parte inferior de la ventana tipo de Línea para ingresar los parámetros eléctricos de impedancia de la línea de acuerdo a su secuencia, se podrá cambiar la forma de ingreso de los mismos según los datos disponibles que se tengan a fin de representar la componente inductiva de dicha impedancia ya sea por medio de su reactancia o inductancia por unidad de longitud.

Para ello se hará clic en el botón  y se cambiará la opción como se muestra en la (Figura A.12.4.3.3).

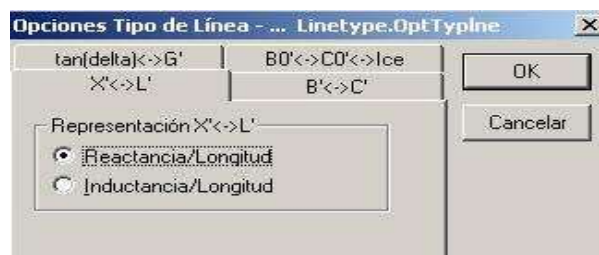

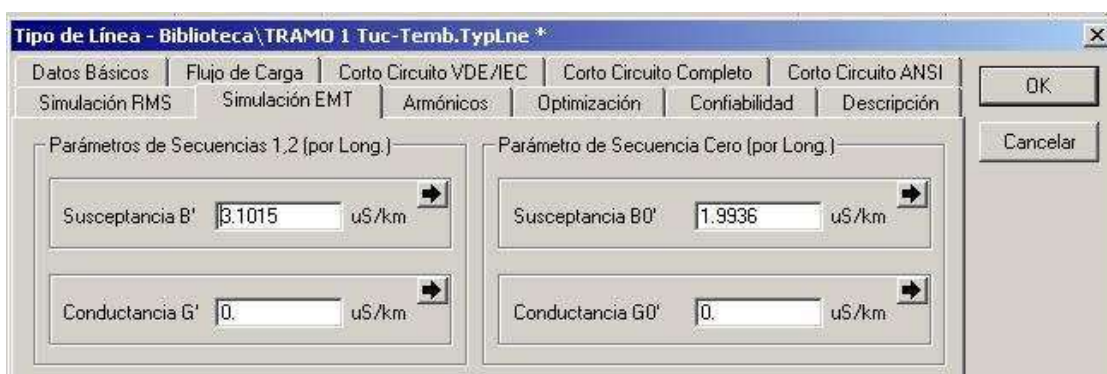


Figura A.12.4.3.3 Ventana para seleccionar forma ingreso de parámetros de impedancia de la línea

Además en la ventana de Tipo de Línea (Figura A.12.4.3.2) pero seleccionando la pestaña “**Simulación EMT**” se podrán introducir los parámetros eléctricos de secuencia positiva, negativa y cero por unidad de longitud de Susceptancia y Conductancia del modelo de la línea, que serán de interés durante la ejecución de la simulación. La forma de ingreso de estos datos también pueden ser adaptada a los datos que se tengan disponibles por medio del botón de opciones .



(Figura A.12.4.3.4) Ventana de ingreso de parámetros eléctricos de secuencia positiva, negativa y cero (por unidad de longitud) de la admitancia de la línea

- Implementación de rutas y/o secciones dentro de la línea creada previamente mediante el modo Tipo de Línea (TypLne)

El propósito de la separación de líneas en rutas y/o secciones es:


Permitir ramificaciones de una línea 'principal', tales que el nombre de la línea principal esté almacenada en la base de datos (línea ruta y secciones son demostrados como objetos en la carpeta de la línea).


Permitir que los diversos tipos línea puedan ser usados para las diferentes secciones (por ejemplo, cuando una línea usa dos o más tipos de torre diferente, o cuando las transposiciones manuales deben ser modeladas).

Por lo tanto para crear secciones para una línea creada se hará clic en la parte inferior de la ventana de edición de la Línea (FiguraA.12.4.3.1, ver pág. 190) en la casilla denominada “ **Trayectos/Cubiculos/Secciones** ” , con esta acción aparecerá una ventana como la mostrada a continuación en la (Figura A.12.4.3.5).



(Figura A.12.4.3.5) Ventana para visualización , creación y edición de tramos y/o secciones de la línea de transmisión


En esta nueva ventana se tendrá la opción de crear la sección requerida haciendo clic en el icono nuevo objeto  y donde luego de aparecer un cuadro de diálogo de selección de elemento se deberá escoger la opción “**Sección de Línea (ElmLnsec)**” dentro de la casilla “Elemento” . Cabe destacar que los datos relacionados a dichas secciones serán ingresados de acuerdo a los pasos ya explicados anteriormente para implementar las líneas mediante el modo Tipo de Línea (TypLne) o Tipo de Torre (TypTow) que se explicará en detalle a continuación.

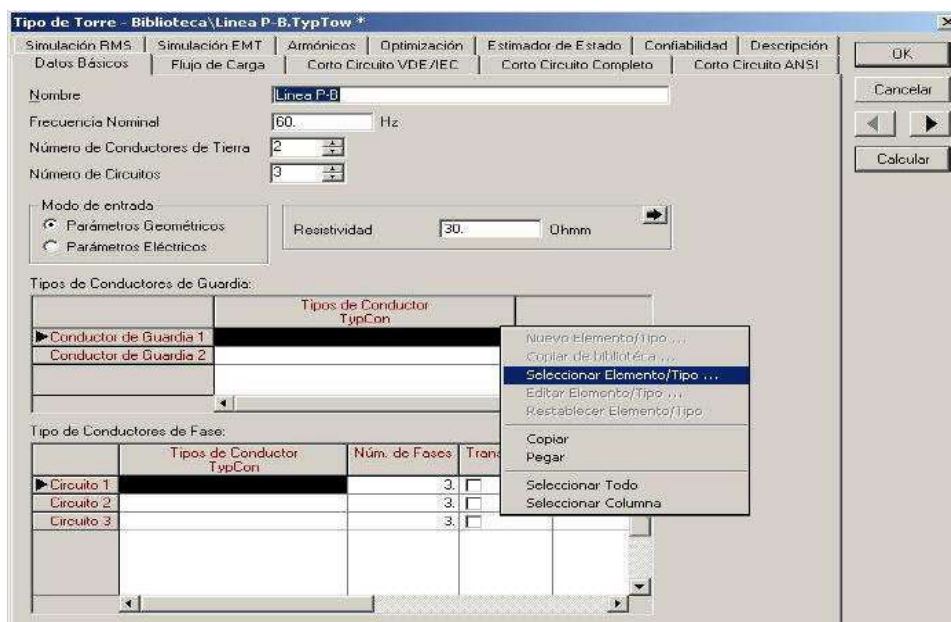
Asimismo se podrán editar las secciones o tramos creados previamente. Para ello se hará primero clic sobre una de éstas , para luego hacer clic en el icono  de editar objeto.

- Implementación de línea mediante el modo Tipo de Torre (TypTow)

Este modo de implementación de la línea es útil cuando se disponen de los parámetros geométricos de acuerdo al tipo de torre, tipo de conductores de potencia y cables de guarda que constituyen la línea de transmisión a implementar.

Para implementar la línea mediante este modo se hará doble clic sobre la línea creada previamente y con ello aparecerá la ventana mostrada con anterioridad en la (Figura A.12.3.1), en la cual se podrán ingresar características generales como número de líneas en paralelo, Longitud, medio (Tierra, Aire) y modelo de la Línea (Parámetros Concentrados o Distribuidos).

Luego de ingresar los datos mencionados anteriormente se hará clic en esta misma ventana sobre el botón  y mediante la opción “**Nuevo Tipo de Proyecto**” se seleccionará “**Tipo de Torre (TypTow)**” de forma análoga al modo de implementación explicado anteriormente (Figura A.12.4.3.1).



(Figura A.12.4.3.6) Ventana para edición tipo de torre (TypTow)

Al realizar la acción anterior la ventana Tipo de Torre aparecerá en pantalla según (Figura A.12.4.3.6) y en la pestaña “**Datos Básicos**” se podrán ingresar los datos de : frecuencia nominal, número de circuitos, número de conductores de tierra,

resistividad, tipo de conductores de Fase y de Guarda, número de fases, transposición, parámetros geométricos.

- Selección y/o creación de tipo de conductor para la línea a implementar mediante el modo Tipo de Torre (TypTow)

Para ello se hará clic derecho sobre la casilla que se encuentran dentro de las opciones Tipo de Conductores de Guarda y/o Tipo de Conductores de Fase, esto desplegará un cuadro de opciones donde se escogerá la indicada como “**Seleccionar Elemento/Tipo**” como se muestra en la (Figura A.12.4.3.6, ver pág. 194).

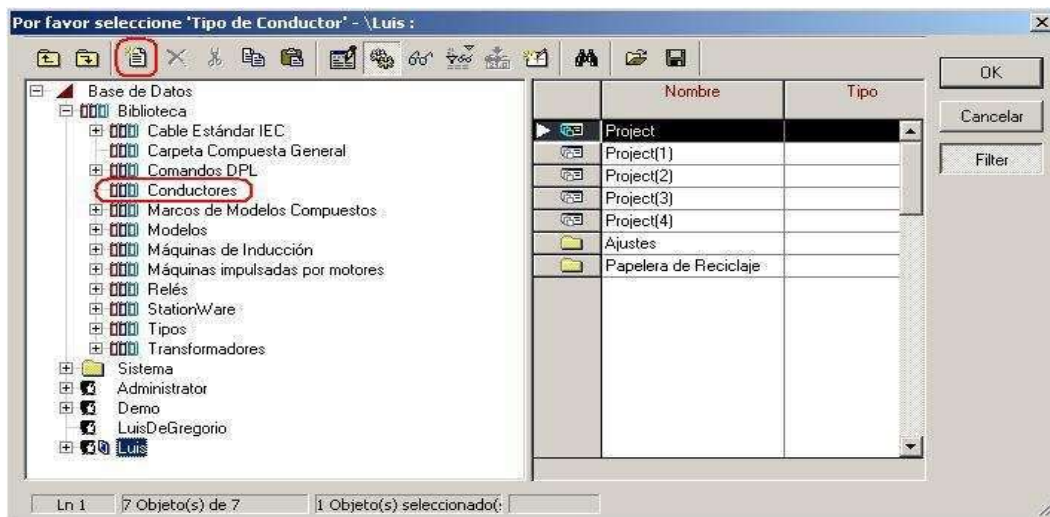



Figura A.12.4.3.7 Ventana para selección y/o creación de tipo de conductor

A continuación luego escoger la opción indicada en el paso anterior se tendrá la posibilidad según como se muestra en la (Figura A.12.4.3.7) de:

Seleccionar un tipo de conductor existente en la Base de Datos siguiendo la ruta “Biblioteca -> Conductores” o Crear un nuevo tipo de conductor haciendo clic sobre el icono  , con lo cual la ventana Tipo de Conductor ( Figura A.12.4.3.8)

aparecerá para entonces ingresar los datos de Tensión y Corriente Nominal, numero de subconductores, separación entre haces y las características eléctricas (Resistencia DC e Inductancia Interna) y geométricas (Diámetro) del Subconductor.

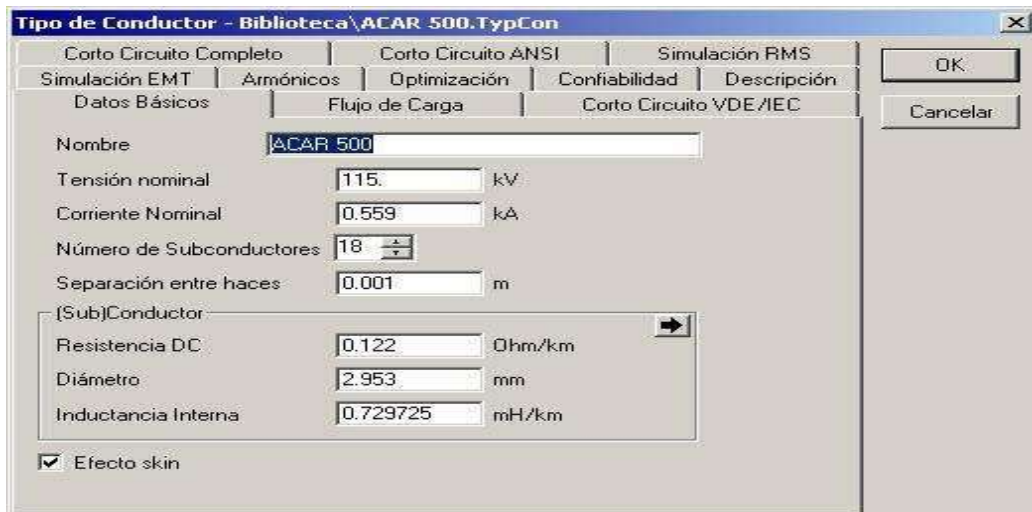


Figura A.12.4.3.8 Ventana para edición y/o ingreso de datos de nuevo tipo de conductor

Además se podrá escoger de acuerdo a los tipos de datos que el usuario tenga a disposición la forma de ingresar la inductancia interna: RMG [mm], Inductancia Interna [mH/Km] o Permeabilidad Relativa. Ver (Figura A.12.4.3.9).

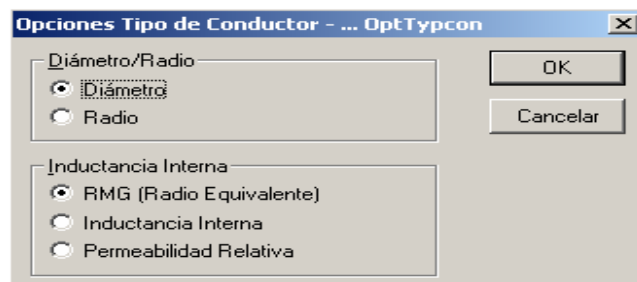



Figura A.12.4.3.9 Ventana para seleccionar modo de ingreso de parámetros del (sub)conductor para nuevo tipo de conductor



Luego de haber seleccionado y/o creado los diferentes tipos de conductores de fase y guarda se procederá a ingresar los parámetros geométricos de la línea. Para ello se hará clic en el botón  situado en la parte superior derecha de la ventana Tipo de Torre ( Figura A.12.4.3.6, ver pág. 194). Al realizar dicha acción se abrirá una ventana como la mostrada a continuación en la (Figura A.12.4.3.10). En esta se introducirán las coordenadas de los conductores de fase y guarda en la torre con respecto a un plano de referencia de tierra.

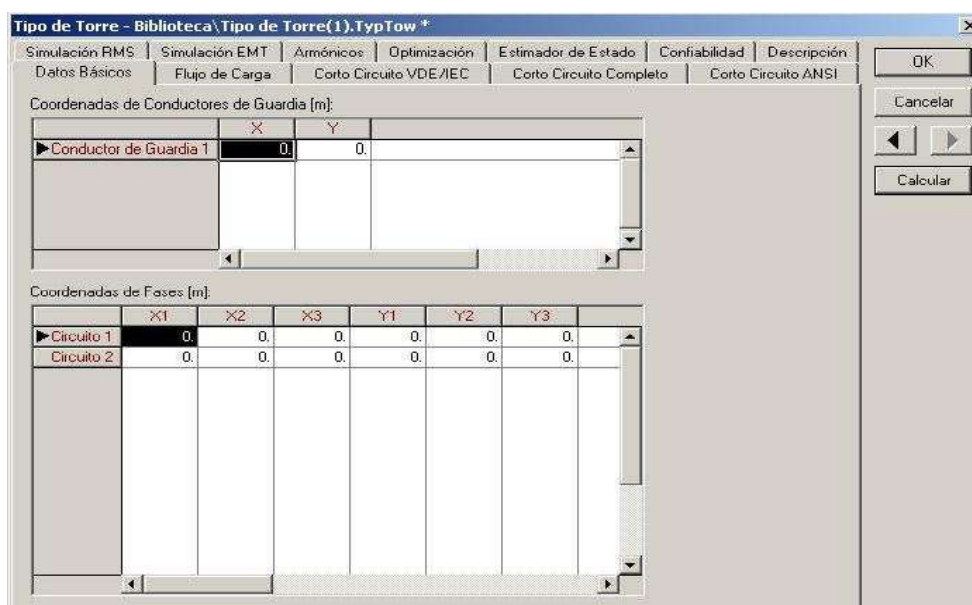


Figura A.12.4.3.10 Ventana para ingreso de parámetros geométricos de la línea para tipo de torre

Por ultimo se seleccionara haciendo clic en la opción “**Calcular**” situada a la derecha de la ventana mostrada en la (Figura A.12.4.3.10) para proceder al calculo en forma matricial (Matriz de Impedancias, Admitancias) de los parámetros eléctricos de la línea en componentes de Fase o en componentes simétricas . Posterior a dicho calculo las matrices resultantes podrán visualizarse a través de la ventana de salida (3) del ambiente de trabajo (Figura A.12.2.2, ver pág. 178). También se notará en el cuadro “**Valores resultantes**” dentro de la Ventana de edición para Línea (Figura



A.12.4.3.1), el resultado del cálculo anterior proporcionando así de forma resumida los parámetros eléctricos de la línea tal como se muestra a continuación en la (Figura A.12.4.3.11)

Valores resultantes	
Corriente Nominal	0.17 kA
Impedancia Sec. Pos, Z1	17.52238 Ohm
Impedancia Sec. Pos, Áng.	80.17538 deg
Resistencia Sec. Pos, R1	2.989893 Ohm
Reactancia Sec. Pos, X1	17.26541 Ohm
Resistencia Sec. Cero, R0	30.13261 Ohm
Reactancia Sec. Cero, X0	128.7495 Ohm
Corriente de tierra, Ice	78.21013 A
Factor tierra k0, Magnitud	2.182746
Factor tierra k0, Áng.	-3.858804 deg

Figura A.12.4.3.11 Cuadro de visualización de valores resultantes de parámetros eléctricos de la línea según datos ingresados para tipo de torre y conductor

#### A.12.4.4 Implementación del transformador de potencia

Para añadir un Transformador de Potencia se hará clic primero en el icono



“**Transformador de dos Devanados**” de la barra de elementos y luego de situarnos en la ventana gráfica haremos clic en ésta para añadirlo, posteriormente seleccionar con el puntero las barras entre las cuales estará conectado dicho transformador . Para finalizar de añadir el(los) transformador(es) necesarios se presionará la tecla “**Esc**” o se hará clic derecho.

A continuación se hará doble clic sobre el transformador creado previamente en el paso anterior y aparecerá una ventana como la mostrada a continuación en la (Figura A.12.4.4.1), en la cual se podrán ingresar en primer término características tales como: número de transformadores en paralelo, asumir el

mismo como autotransformador, conexión del neutro e impedancia de tierra en ambos devanados del transformador.

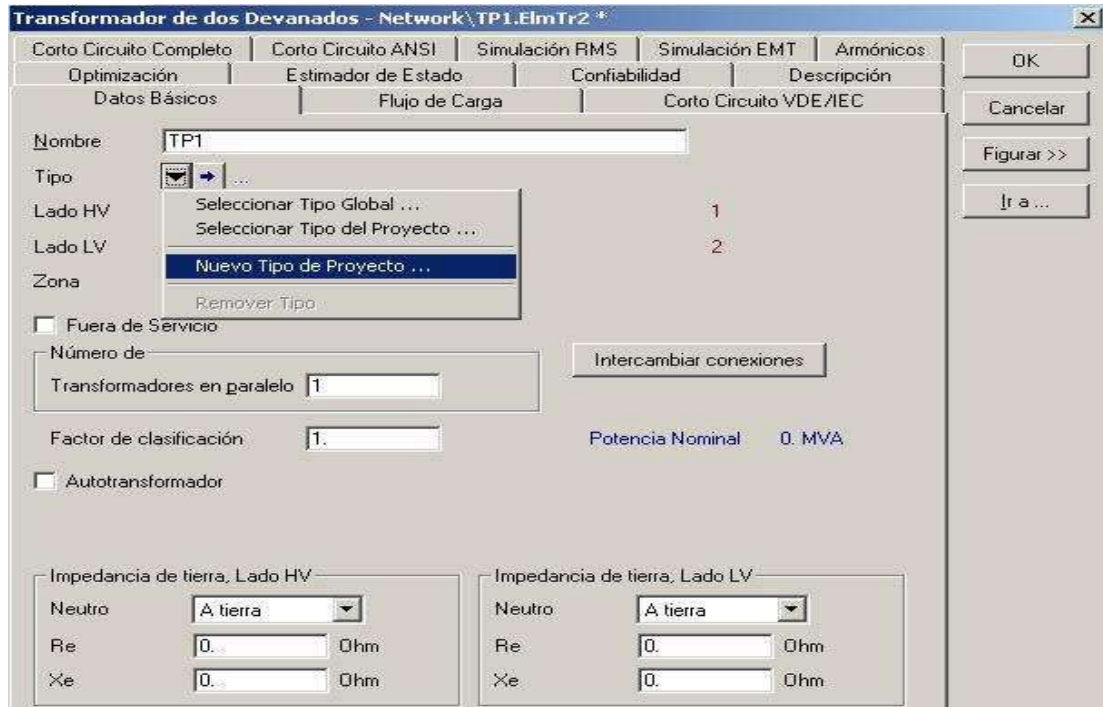




Figura A.12.4.4.1 Ventana para edición de transformador de dos devanados (datos básicos) y acceso para crear nuevo tipo de transformador

Luego de ingresar los datos mencionados anteriormente se hará clic en el botón , con la finalidad de seleccionar un tipo de transformador existente en la base de datos (Tipo Global), un tipo de transformador previamente creado en el proyecto activo (Tipo del Proyecto) o como se explicará a continuación un nuevo tipo mediante la opción “**Nuevo Tipo de Proyecto**” según como se muestra en la (Figura A.12.4.4.1).

Al seleccionar la opción anterior la ventana Tipo de Transformador de dos Devanados aparecerá en pantalla según (Figura A.12.4.4.2) y en la pestaña “**Datos Básicos**” se podrán ingresar los datos referentes a : Potencia y Frecuencia nominal,

Tensión Nominal y Grupo vectorial de los lados de Alta y Baja, Impedancia de Secuencia positiva de acuerdo a los datos que se dispongan del ensayo de cortocircuito (En este parámetro se tiene la posibilidad haciendo clic en el botón  de escoger la forma de ingreso de la Parte Real de la Tensión de Corto circuito ya sea en términos de las pérdidas del cobre, tensión de cortocircuito o relación X/R).

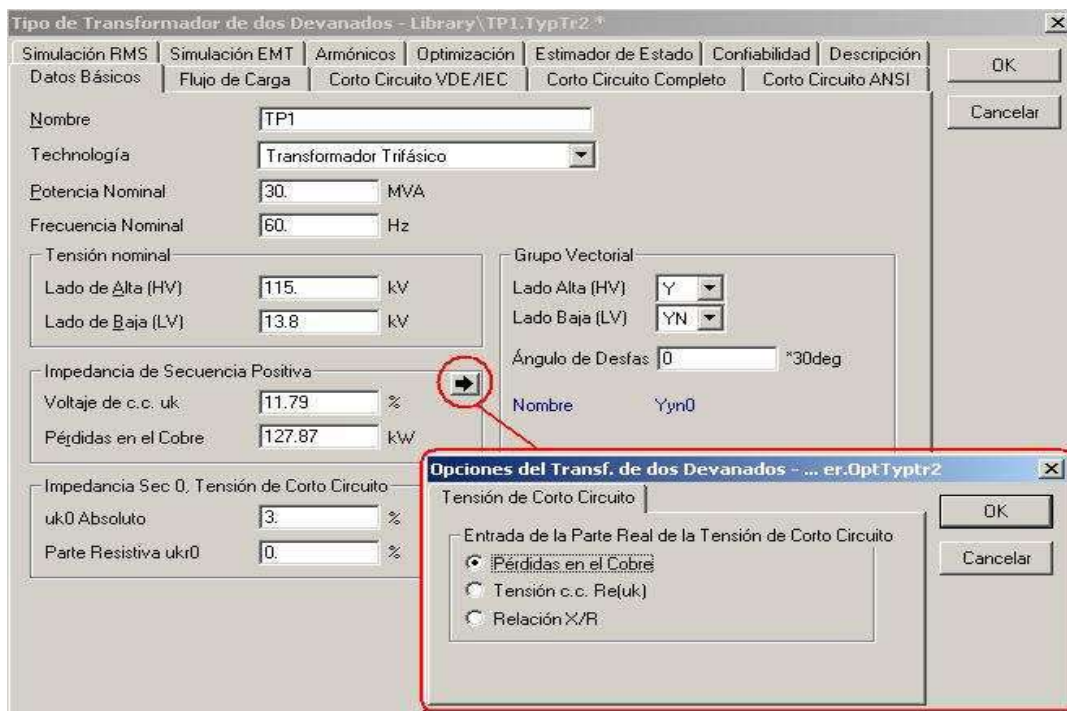


Figura A.12.4.4.2 Ventana para edición de datos básicos de nuevo tipo de transformador y opciones de ingreso de los datos

Luego de introducir dichos datos se seleccionará la pestaña “**Simulación EMT**” donde aparecerá una ventana como se muestra en la (Figura A.12.4.4.3) en donde se podrán ingresar: la Impedancia de magnetización de acuerdo a los datos que se dispongan del ensayo de vacío (Los datos de utilidad serán los valores de corriente de vacío y pérdidas en el hierro), representar el cambiador de tomas del transformador (Tap) y la dependencia de la Impedancia del transformador en relación a éste. Además si el usuario dispone de los datos de secuencia cero del

ensayo de vacío se podrá añadir la reactancia de magnetización y distribución en ambos de la impedancia de dispersión para dicha secuencia.

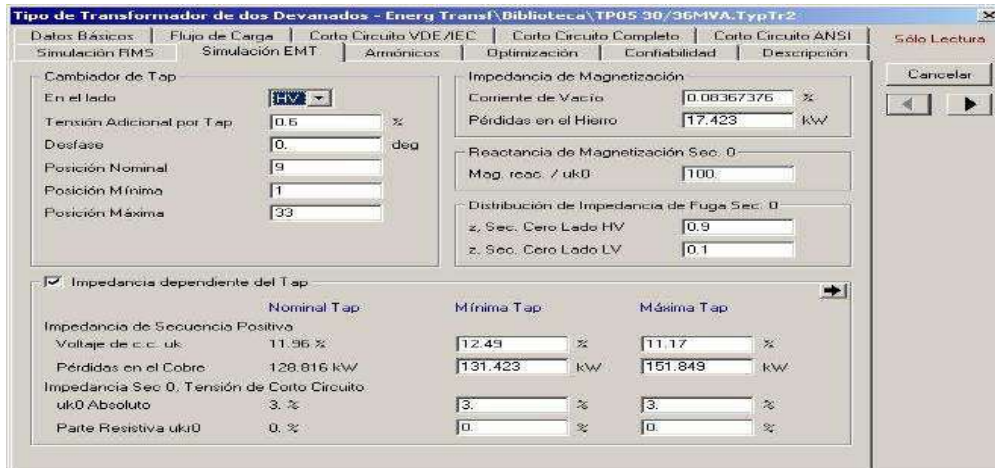



Figura A.12.4.4.3 Ventana para ingreso de datos de importancia del nuevo tipo de transformador para simulación EMT

A continuación se hará clic en el botón  situado en la parte superior derecha de la ventana anterior ( Figura A.12.4.4.3). Al realizar dicha acción se abrirá una ventana como la mostrada a continuación según como se muestra en la (Figura A.12.4.4.4). En esta se ingresará en primer lugar la distribución para ambos lados del transformador de las resistencias y reactancias de dispersión (valores en p.u) de acuerdo al modelo equivalente del mismo. Seguidamente se podrá representar de forma aproximada la no linealidad del núcleo del transformador seleccionando el tipo de reactancia de magnetización (Lineal, Parte Lineal o Polinomial) e ingresando en valores (p.u) el flujo de codo, así como la reactancia lineal y saturada según la información de la curva de saturación de la cual disponga el usuario.

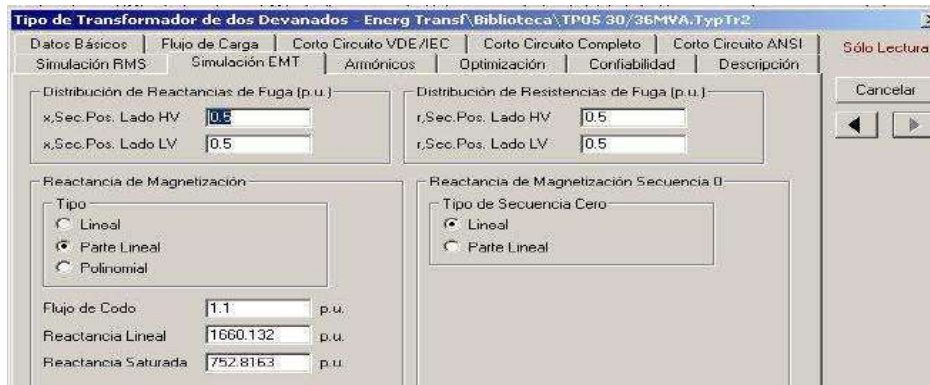



Figura A.12.4.4.4 Ventana para ingreso de impedancia de dispersión y reactancia de magnetización del nuevo tipo de transformador

#### A.12.4.5 Implementación de carga general

Para añadir una carga general se hará clic primero en el icono  “Carga General” de la barra de elementos y luego de situarnos en la ventana gráfica haremos clic en ésta para ir añadirla, posteriormente se seleccionará con el puntero la barra a la cual estará conectada dicha carga. Para finalizar de añadir la(s) carga(s) en la red se presionará la tecla “**Esc**” o clic derecho.

Con la finalidad de editar los parámetros de la carga general previamente creada se hará doble clic sobre ésta y una ventana como la mostrada en la (Figura A.12.4.5.1) aparecerá en pantalla. Dentro de esta en la pestaña “**Simulación EMT**” se podrá:

- Seleccionar mediante la casilla “Modo de Entrada” las variables para representar la potencia de la carga general.
- Definir el punto de operación de acuerdo al modo de entrada seleccionado. En este caso por haber seleccionado el modo “P,Q” su punto de operación se definirá según la potencia activa y reactiva total expresada en [MW] y

[MVAR] respectivamente. También se podrá ingresar la Tensión en p.u de operación y factor de escala de dicha carga.

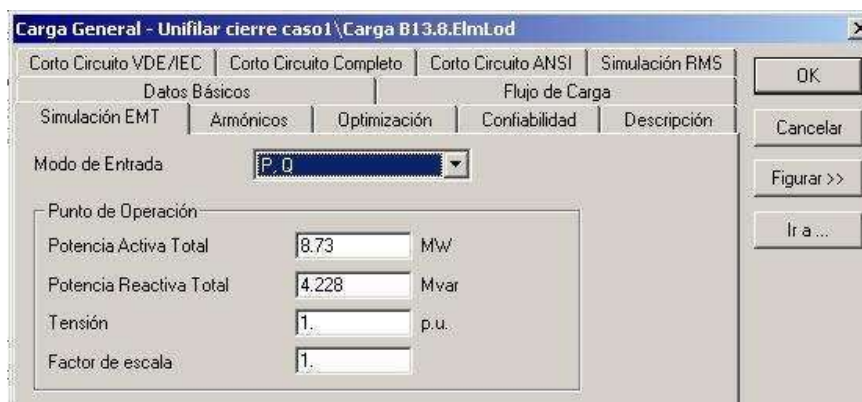



Figura A.12.4.5.1 Ventana para ingreso de datos de importancia del modelo de carga general para simulación EMT


#### A.12.4.6 Implementación de banco de condensadores

Para añadir un banco de condensadores se hará clic primero en el icono  “**Compensación / Filtro C**” de la barra de elementos y luego de situarnos en la ventana gráfica haremos clic en ésta para ir añadirla, posteriormente se seleccionará con el puntero la barra a la cual estará conectada dicha carga. Para finalizar de añadir el banco(s) de condensador(es) en la red se presionará la tecla “**Esc**” o clic derecho.

Con la finalidad de caracterizar el banco de condensadores previamente creada se hará doble clic sobre éste y una ventana como la mostrada en la (Figura A.12.4.6.1) aparecerá. Dentro de ésta en la pestaña “**Datos Básicos**” se podrá:

- Definir un nombre que identifique el banco de condensador mediante la casilla “**Nombre**”.
- Seleccionar el tipo de sistema (AC o DC), ingresar Tensión nominal , tipo de compensación , Modo de Entrada ( Parámetros de diseño o composición), y Tecnología (Conexión y fases) del banco.



- Ingresar mediante el modo parámetros de composición los valores de capacitancia, inductancia, susceptancia y/o resistencia del banco de acuerdo a la tecnología escogida en el punto anterior. (El usuario también podrá cambiar la forma de ingreso de dichos datos haciendo clic en el botón  según la información previa que se tenga del banco a implementar).

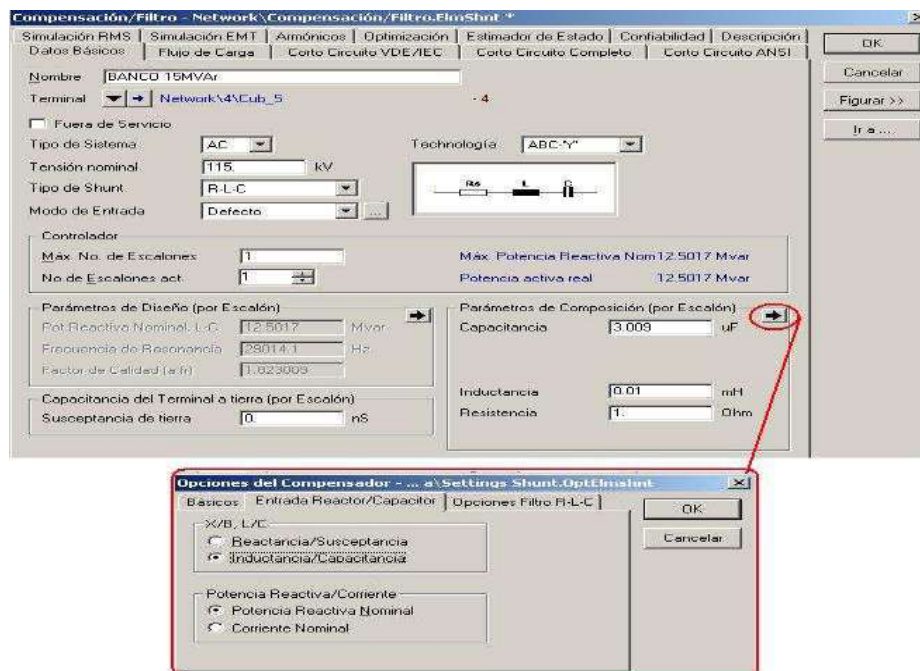



Figura A.12.4.6.1 Ventana para ingreso de datos básicos y selección del tipo de compensación (banco de condensadores)

#### A.12.4.7 Verificación, acceso y documentación de datos de los elementos de la red implementada

Luego de añadir los elementos que conformarán la red y haber creado al diagrama unifilar de la misma se podrá verificar el correcto diseño de la topología de la red y los parámetros de entrada de cada electo que la conforma mediante el icono  “**Verificar Datos**” situado a la izquierda de la barra de menú principal tal y

como se muestra a continuación en la (Figura A.12.4.6.2). La ejecución de este comando dará como resultado un mensaje con la información de tal verificación a través de la ventana de salida del ambiente de trabajo.



Figura A.12.4.6.2 Acceso para verificación de datos y acceso a elementos de la red implementada



Por otra parte haciendo clic en el icono  “**Editar Objetos relevantes para Cálculos**” situado a la izquierda de la barra de menú principal (Ver Figura A.12.4.6.2) se podrá tener acceso de forma rápida y ordenada por tipo a los diversos elementos que el usuario implementó en el diseño de la red de estudio. Esto con la finalidad de requerir una búsqueda precisa de un elemento en particular para su edición ante la eventual cantidad y tipos de elementos que puedan conformar la red creada. Al hacer clic en el icono indicado anteriormente, se desplegará una ventana donde el usuario seleccionará el tipo de elemento, posteriormente se mostrarán en una ventana todos los elementos de este tipo presentes en la red . Finalmente se escogerá el elemento a editar tal y como se muestra a continuación en la (Figura A.12.4.6.3)





Figura A.12.4.6.3 Ventanas para selección del tipo de elemento a editar en la red implementada

Por ultimo se puede generar un archivo que presente de forma resumida o detallada de acuerdo al requerimiento del usuario los datos ingresados para cada elemento implementado en la red bajo estudio. Para ello se hará clic en el icono  “**Documentación de Datos de Dispositivos**” de la barra de herramientas principal tal como se muestra en la (Figura A.12.6.4). También se podrá acceder siguiendo la ruta desde la barra de titulo “**Salida -> Documentación de los Datos de Dispositivos**”.

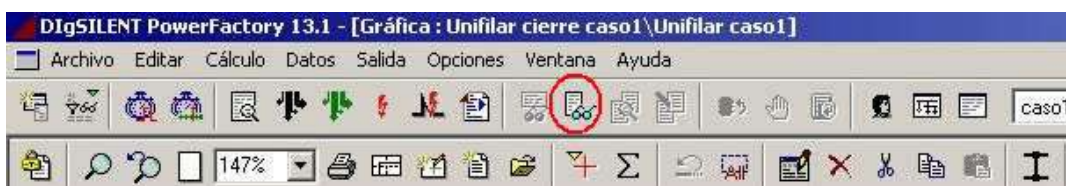


Figura A.12.4.6.4 Acceso a documentación de datos de dispositivos de la red implementada



A continuación como se observa en la (Figura A.12.4.6.5) aparecerá la ventana “Salida de Datos de Dispositivos” en la cual en la pestaña “Dato del Dispositivo” se podrá observar un lista de funciones disponibles, para este caso se buscará y seleccionara mediante el icono  la indicada en la lista como “**Datos Básicos**”. Esto dará como resultado que al hacer clic en el botón “Ejecutar” se genere en la ventana de salida una lista detallada de los datos de los elementos implementados en la red. Por otra parte si se requiere generar una lista corta y resumida de dichos datos se activara la opción “**Lista Corta**” en la opción “**Ajustes**” de esta misma ventana y se hará clic igualmente en “Ejecutar”.



Figura A.12.4.6.5 Ventana de opciones para archivo de salida de documentación de datos de los dispositivos de la red implementada

### A.12.5 Cálculo de condiciones iniciales

Como paso siguiente luego de implementar los elementos que conforman la red de estudio, se procederá a calcular las condiciones iniciales necesarias posteriormente para definir las variables de resultados y poder ejecutar a través del módulo EMT los eventos de simulación. Para ello se hará clic en el icono  “**Calcular Condiciones Iniciales**” situado a la derecha de la barra de herramientas principal tal como se muestra en la (Figura A.12.5.1). También se podrá acceder

siguiendo la ruta desde la barra de título “Cálculo -> Estabilidad -> Condiciones Iniciales”.



Figura A.12.5.1 Acceso para cálculo de condiciones iniciales


Luego de hacer clic en dicho icono se abrirá una ventana tal como se muestra a continuación en la (Figura A.12.5.2) en la cual en la pestaña identificada como “Opciones Básicas” se deberá seleccionar en la casilla Método de simulación la opción “Valores Instantáneos (Transitorios Electromagnéticos)”. Se podrá optar también por activar las opciones de verificar las condiciones iniciales (a fin de detectar posibles errores) y adaptar automáticamente el tamaño del paso de integración.




Figura A.12.5.2 Ventana de opciones para el cálculo de condiciones iniciales

Luego de ejecutar el cálculo de condiciones iniciales se mostrará en la ventana de salida diversos mensajes entre los cuales se dará información de la convergencia del método para el flujo de carga, las referencias para las redes externas y el cálculo satisfactorio de las condiciones iniciales.

### A.12.6 Edición de eventos de simulación

Con la finalidad de definir los diferentes eventos que se puedan presentar en la red al momento de ejecutar la simulación. El programa power factory dispone de la opción “Editar eventos de simulación” la cual se puede acceder a ella a través del icono  situado a la derecha de la barra de menú principal, o también a través de la barra de título siguiendo la ruta “**Datos -> Estabilidad -> Eventos**”.

Luego de hacer clic en dicho icono se abrirá una ventana tal como se muestra a continuación en la (Figura A.12.6.1) en la cual se creará un nuevo evento de simulación haciendo clic en el icono  “Nuevo Objeto”. Posteriormente se deberá seleccionar en una nueva ventana el tipo de evento a simular, en el caso particular del presente estudio para definir las maniobras de apertura y cierre de los interruptores se escogerá el tipo “**Evento de Switcheo (EvtSwitch)**”.

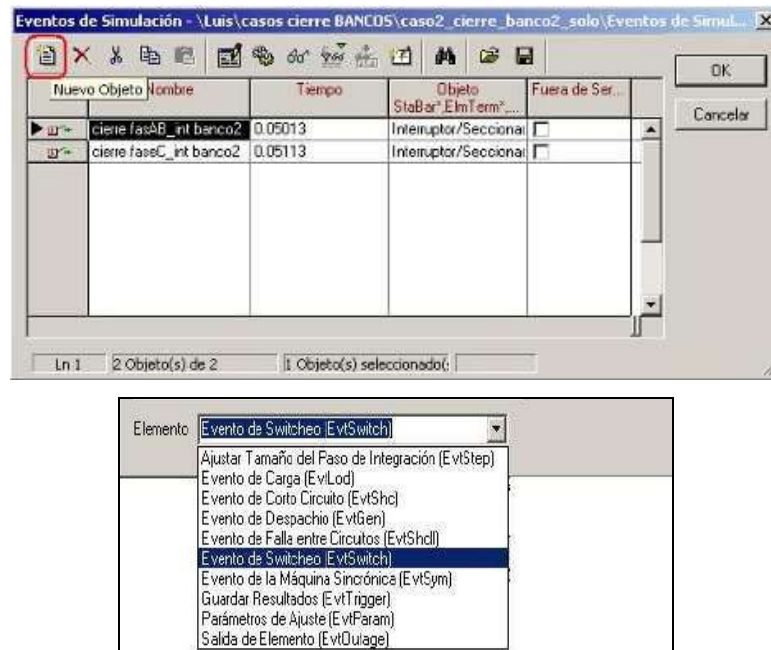



Figura A.12.6.1 Ventana de visualización y acceso para creación de eventos de simulación (en particular evento de switcheo) para la red implementada

Luego de escoger este tipo de evento en particular se mostrará a continuación la ventana “Evento de Switcheo” tal como se observa en la (Figura A.12.6.2). En la misma como primer paso se seleccionará el interruptor a maniobrar, para ello se hará clic en el icono  situado al lado derecho de la opción “**Interruptor o elemento**” dentro de la pestaña “**Datos básicos**”.

Una vez realizado este primer paso se podrán configurar las siguientes opciones para el evento de switcheo del interruptor o elemento seleccionado:

- Tiempo de ejecución de la maniobra a realizar (Hora, minuto, segundo) y Acción a realizar (Maniobra de Apertura o Cierre).
- Seleccionar de forma precisa las fases o polos del interruptor que realizarán la acción definida del evento de switcheo.



Figura A.12.6.2 Ventana para edición de un evento de switcheo (Datos básicos)

Seguidamente en esta misma ventana de switcheo pero en la pestaña “Simulación EMT” tal como se muestra en la (Figura A.12.6.3) se podrán ajustar las siguientes características en relación a la maniobra de apertura del interruptor:

- Definir el tipo de señal de disparo y la fase para la maniobra de cierre o apertura del interruptor (Tiempo, Máxima o Mínima Tensión).

- Seleccionar el instante de apertura del Interruptor (Al paso por cero o Inmediatamente en relación al tiempo de ejecución definido previamente).



Figura A.12.6.3 Ventana para edición de un evento de switcheo (Simulación EMT)

Es importante señalar que también podrán ser seleccionados como elementos para un “Evento de Switcheo” los denominados “cubículos”, que se incluyen automáticamente al ingresar en el diseño de la red equipos como líneas, transformadores, cargas, etc. . Estos pueden ser identificados por un rectángulo negro (que quiere indicar el estado actual cerrado) tal como se muestra en la (Figura A.12.6.4) , internamente se componen de una configuración (Seccionador-Interruptor-Seccionador). Para editar el evento de switcheo se hará doble clic sobre el cubículo, con ello aparecerá la ventana de la (Figura A.12.6.2) y se ejecutarán los pasos explicados anteriormente para definir el instante y tipo de maniobra a realizar.

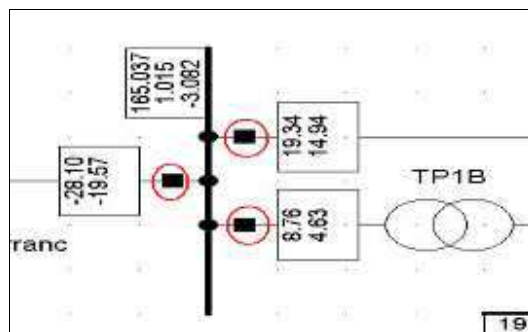



Figura A.12.6.4 Identificación de cubículos (Seccionador-Interruptor-Seccionador) en la red implementada

### A.12.7 Edición de variables de resultados

Con la finalidad de seleccionar las variables y elementos de interés en la red implementada para su medición durante la ejecución de la simulación y su posterior análisis mediante la presentación de forma grafica de las mismas, el programa power factory dispone de la opción “Editar Variables de Resultados ” la cual se puede acceder a ella a través del icono  situado a la derecha de la barra de menú principal, o también a través de la barra de titulo siguiendo la ruta “**Datos -> Estabilidad -> Variable de Resultados**”.



Luego de hacer clic en el icono indicado anteriormente se abrirá una ventana tal como se muestra a continuación en la (Figura A.12.7.1) en la cual se creará una nueva variable de resultado haciendo clic en el icono  “Nuevo Objeto” .



Figura A.12.7.1 Ventana de edición y/o creación de variables de resultados para los elementos de la red implementada



Posteriormente se abrirá la ventana “Conjunto de Variables” en la cual se hará clic en el icono  situado al lado derecho de la opción “Objeto” dentro de la pestaña “Simulación EMT” y luego en la opción “Seleccionar” como se muestra en la (Figura A.12.7.2)

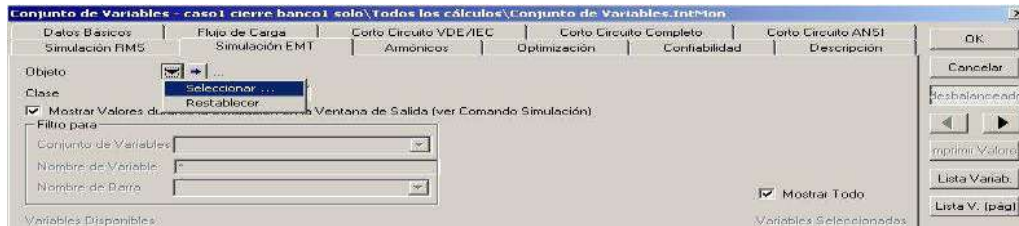


Figura A.12.7.2 Ventana para selección de conjunto de variables de resultados

A continuación se abrirá el administrador de datos y se procederá a ubicar el caso de estudio activo, donde estarán disponibles todos los elementos que podrán ser objeto de medición durante la simulación. En el ejemplo mostrado a continuación según la (Figura A.12.7.3) se observa de forma numerada los pasos requeridos para seleccionar como objeto; una de las barras implementadas en la red creada previamente.

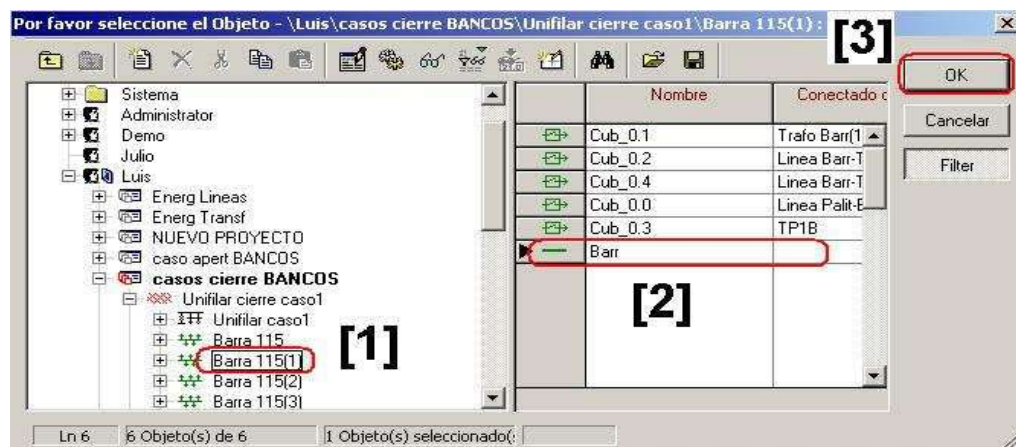


Figura A.12.7.3 Pasos para selección de variables de resultados dentro del administrador de datos



Una vez seleccionado el objeto (en este caso la barra de 115kV) mediante los pasos mencionados anteriormente, se mostrará de nuevo la ventana “Conjunto de Resultados” pero ahora estarán disponibles las opciones de selección de variables a medir sobre el objeto seleccionado. A continuación se explican según los pasos indicados a seguir tal como se muestra en la (Figura A.12.7.4):

- **Paso 1 :** Se podrá filtrar las variables disponibles a fin de seleccionar las que sean de interés a ser medidas (Corrientes, Tensiones y/o Potencias). También el filtro aplica para las fases en las cuales se deseen los resultados.
- **Paso 2:** Se hará clic en el conjunto de variables de resultados que deseen ser incluidas por el usuario en los resultados de la simulación.
- **Paso 3 y 4:** Luego de seleccionar de acuerdo al paso anterior dichas variables se hará clic en el icono **>>** para incluirlas durante la ejecución de la simulación. Por ultimo haciendo clic sobre el botón **“OK”** quedará registrada la variable de resultado creada.

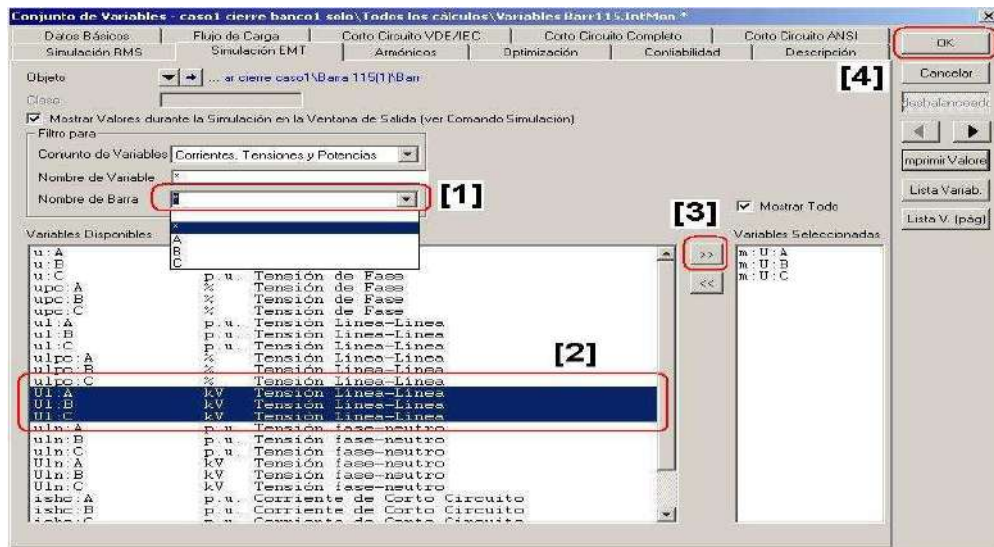



Figura A.12.7.4 Pasos para escogencia de parámetros de interés según variable de resultado seleccionada anteriormente mediante el administrador de datos

Por ultimo se recomienda que el usuario disponga de la descripción de las variables de resultado ya que serán de utilidad en la ultima parte de la sección siguiente (A.12.8) con el fin de tener una rápida identificación de las mismas en su selección para ser incluidas en las graficas a crear a continuación . Esta lista se mostrará en la ventana de salida haciendo clic sobre el botón  ubicado a la derecha de la ventana “Conjunto de Variables” mostrada en la (Figura A.12.7.4).

#### A.12.8 Creación de graficas mediante el panel de Instrumentos Virtuales (VI)


Con la finalidad de visualizar de forma gráfica los resultados obtenidos durante y después de la simulación de los eventos para la red implementada y hacer un análisis más detallado de dichos resultados, el programa power factory dispone de la herramienta “Panel de Instrumentos Virtuales (VI)” la cual se puede acceder a ella a través del icono  “Insertar Nueva Gráfica” situado en la barra de menú principal, o también haciendo clic derecho sobre la pestaña que tiene el nombre de la red creada previamente y siguiendo la ruta “**Insertar Página -> Crear Nueva Página** ” tal como se muestra en la (Figura A.12.8.1).



Figura A.12.8.1 Acceso para creación de nueva página a fin de visualizar posteriormente las gráficas y/o formas de onda producto de la simulación

Una vez realizada una de las dos acciones anteriores aparecerá una ventana en la cual en el cuadro indicado como “Nuevo” se seleccionará la opción “**Panel de Instrumentos Virtuales (VI)**”. Luego se definirá un nombre para la pestaña que

contendrá la(s) gráfica(s) a crear y por ultimo se hará clic sobre el botón “Ejecutar” según se visualiza a continuación en la (Figura A.12.8.2).

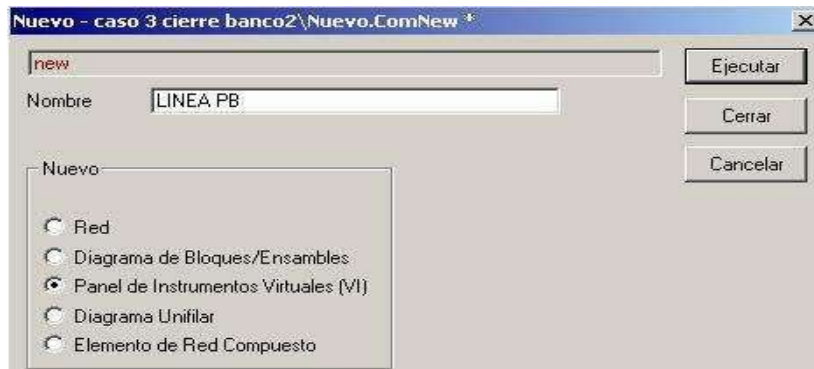



Figura A.12.8.2 Opciones disponibles para creación de Panel de Instrumentos Virtuales (VI) dentro de la nueva página creada

A través de la acción anterior se habrá creado el panel (VI) con lo cual debe aparecer una nueva barra de herramientas como la mostrada en la (Figura A.12.8.3). En este sentido y con la finalidad de escoger el tipo de gráfica (que en el caso el presente estudio será del tipo Tensión o Corriente vs. Tiempo) a incluir en el panel de instrumento (VI) creado se hará clic en el icono  “Agregar Nuevo (VI)” de esta barra de herramientas y luego se seleccionará la opción “**Subplot (VisPlot)**” como se observa en la (Figura A.12.8.4). También este tipo de gráfica podrá ser creada haciendo clic derecho sobre la ventana gráfica de la nueva pagina creada anteriormente (Figura A.12.8.1) y siguiendo la ruta “**Crear VI -> Subplot**” .

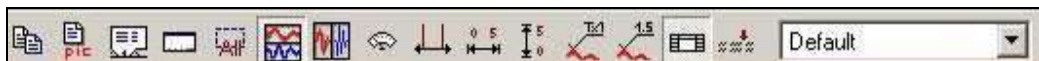


Figura A.12.8.3 Barra de herramientas desplegada para el panel (VI) creado

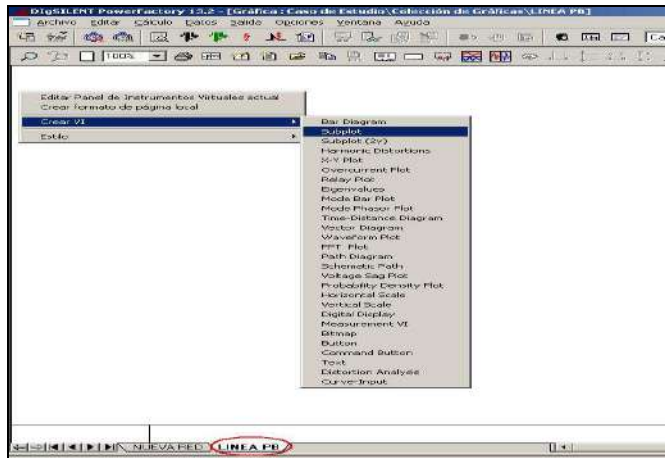


Figura A.12.8.4 Acceso para crear gráfica en función del tiempo tipo “Subplot” dentro del panel de instrumentos (VI).

Luego de creada la grafica del tipo “Subplot” se procederá a seleccionar los elementos y por tanto las variables de resultados creadas previamente en la sección A.12.7 y que se visualizarán en dicha gráfica durante y después de la simulación. Para ello se podrá hacer doble clic sobre ésta o clic derecho y seleccionar la opción “**Editar**”.

Esto dará como resultado que aparezca la ventana “Subgráfica” y como primer paso el usuario escogerá el elemento de la red haciendo clic derecho sobre la casilla “**Elemento**” y seleccionando la opción “**Seleccionar Elemento/Tipo**” tal como se muestra en la (Figura A.12.8.5).

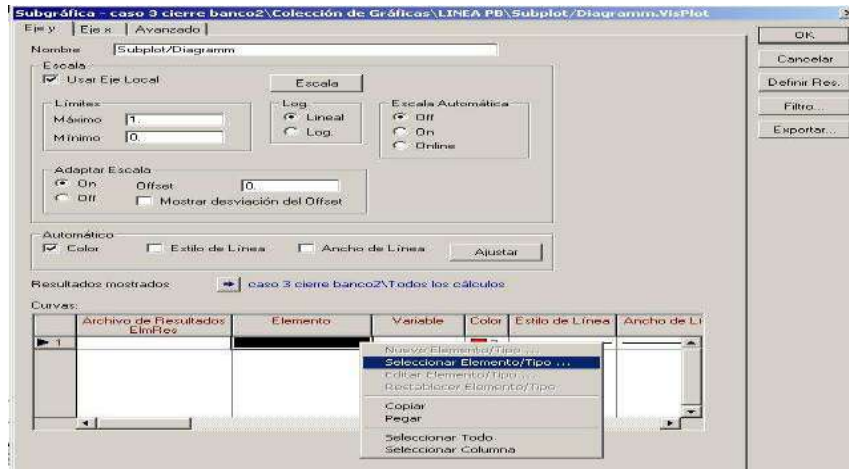


Figura A.12.8.5 Acceso dentro de la ventana “subgráfica” para selección de elemento a ser considerado en las gráficas durante la simulación de la red implementada

A continuación aparecerá una ventana en la cual estarán los elementos seleccionados según los pasos dados en la sección A.12.7 anterior. Ver (Figura A.12.7.3). En esta nueva ventana tal como se observa en la (Figura A.12.8.6) simplemente se escogerá el elemento de interés de la red y se hará clic sobre el botón “OK”. Al realizar esta acción el nombre definido para el elemento seleccionado deberá aparecer en la casilla “Elemento” como se muestra mas adelante en la (Figura A.12.8.7)

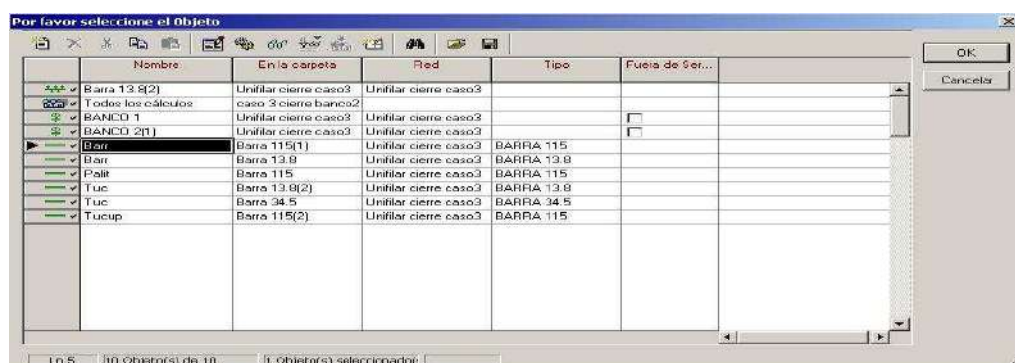


Figura A.12.8.6 Ventana de selección de elemento de interés a ser considerado en la gráfica “Subplot” creado anteriormente en las variables de resultados

El segundo paso será escoger las variables de interés para el elemento seleccionado en el paso anterior. Para realizar esta acción se hará doble clic sobre la casilla “**Variable**” tal como se muestra en la (Figura A.12.8.7) con lo cual se desplegará una ventana con el conjunto de variables de resultados seleccionadas para dicho elemento previamente en la sección A.12.7. Seguidamente se elegirán de esta ventana la(s) variable(s) de resultados de interés para luego clic sobre el botón “**OK**”.

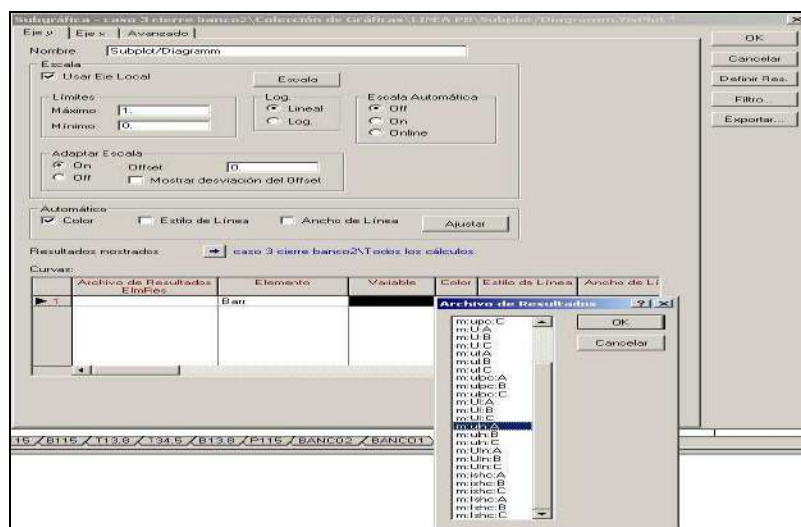



Figura A.12.8.7 Acceso dentro de la ventana “subgráfica” para selección de conjuntos de variables a ser consideradas en las gráfica durante la simulación para el elemento escogido en el paso anterior

### A.12.9 Inicio y ejecución de simulación mediante el módulo EMT para la red Implementada.

Una vez el usuario haya realizado los pasos explicados anteriormente para la creación de un nuevo proyecto, diseño de la red de estudio , selección de las variables de resultado y gráficas de interés se procederá a configurar y ejecutar la simulación transitoria mediante el uso del módulo EMT. Para iniciar la simulación se hará clic en

el icono  situado a la derecha de la barra de menú principal o a través de la barra de título siguiendo la ruta “Cálculo -> Estabilidad -> Iniciar Simulación”.

Luego de ello la ventana “**Ejecutar Simulación**” aparecerá en pantalla tal como se muestra en la (Figura A.12.9.1), en ésta se podrá ingresar el tiempo de duración de la simulación en segundos a través de la casilla “**Absoluto**”. Además se podrá activar en dicha ventana la opción para presentar en la ventana de salida las variables de resultados. Una vez realizado los pasos descritos anteriormente se hará clic sobre el botón “**Ejecutar**”.

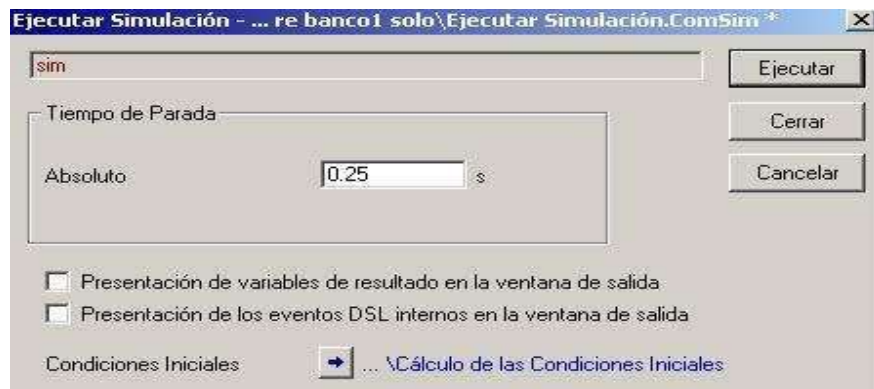







Figura A.12.9.1 Ventana de opciones disponibles para ejecutar la simulación

A continuación empezará la simulación, se podrá apreciar en la ventana de salida como se muestran en tiempo real diversos mensajes en relación a los eventos de simulación que han sido procesados. También se observará los resultados de la simulación en tiempo real (p.e formas de onda) si el usuario se sitúa en la pestaña de las graficas predefinidas durante la creación del panel de instrumentos (VI) .

Una vez finalizada la simulación, todas las graficas podrán ser escaladas automáticamente respectivamente en los ejes “x” e “y” para una mejor vista de las mismas. Para ello se hará clic en los iconos  “**Escala Automática en x**”

 “Escala Automática en y”, que se encuentran disponibles en la barra de herramientas mostrada anteriormente en la (Figura A.12.8.3).

Por otra parte con la finalidad de un mejor análisis de determinados períodos o una vista mas cercana sobre las formas de onda obtenidas en las gráficas predefinidas, se puede fácilmente realizar un zoom haciendo clic en el icono  “Zoom eje x” situado en la barra de herramientas mencionada en el paso anterior.

Además el usuario podrá adicionar rótulos con texto o con valores de la curva de la gráfica actual, esto con la finalidad de destacar alguna información relevante o un valor de interés en la misma. Dichos rótulos se podrán añadir desde la barra de herramientas haciendo clic sobre los iconos   según el tipo de rotulo requerido.

#### A.12.10 Presentación de resultados de la simulación mediante el módulo EMT

Posteriormente se haya ejecutado la simulación se podrá visualizar en la red diseñada dentro de la ventana gráfica una caja de texto como la que se muestra en la (Figura A.12.10.1) en la que se mostrarán resultados de interés tales como: tensión, corriente, tiempos de despeje ante falla y/o potencia de acuerdo al tipo de elemento. Los tipos de resultados mostrados en la caja de texto se podrán escoger haciendo clic derecho sobre la misma y seleccionando una de las variables disponibles del submenú que se despliega para la opción “**Formato para elementos Frontera**”.



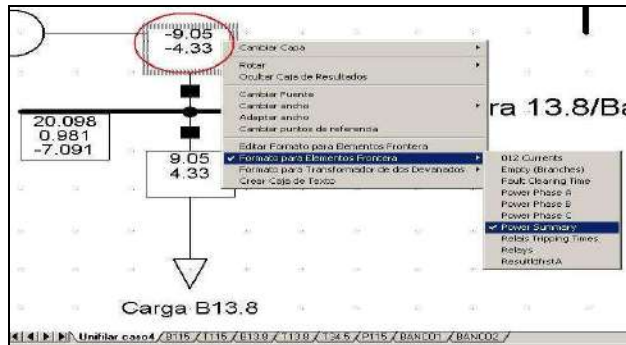


Figura A.12.10.1 Acceso desde la ventana gráfica para selección luego de la simulación del tipo de variable (tensión, corriente y/o potencia, etc) a mostrar para elementos de la red implementada.

Otra forma de presentación de los resultados de la simulación también puede ser ejecutada desde la red diseñada dentro de la ventana gráfica. En este caso se hará clic derecho sobre cualquier elemento presente en la red y luego se seleccionará dentro del submenú “**Salida de Datos**” la opción “**Resultados**” como se muestra a continuación en la (Figura A.12.10.2).

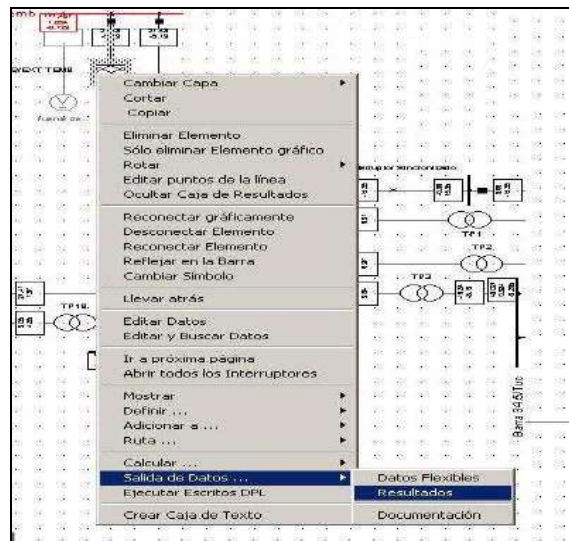


Figura A.12.10.2 Acceso desde la ventana gráfica para presentación de resultados de la simulación EMT según elemento seleccionado de la red

Luego de realizar este paso aparecerá en pantalla la ventana “**Salida de Resultados**”, en ella el usuario seleccionara una de las opciones disponibles en el cuadro de dialogo “**Flujo de Carga/ Simulación**”. Estas opciones van desde resúmenes hasta reportes completos del sistema, resultados en Barras/Terminales o elementos Frontera, todo esto dependiendo de la activación o no de la opción “Usar Selección” la cual hace que se individualice el resultado de interés para el elemento que se escogió previamente en el paso anterior. Finalmente se hará clic sobre el botón “**Ejecutar**” para observar los resultados en la ventana de salida.



Figura A.12.10.3 Ventana de opciones para salida de resultados de la simulación EMT

Finalmente si el usuario se sitúa en las formas de onda de las graficas predefinidas en el panel de instrumentos (VI) que fueron resultado de la simulación, podrá exportar dichos resultados haciendo clic derecho sobre las mismas y seleccionando la opción “**Exportar**”.

Luego del paso anterior aparecerá una ventana llamada “Exportación Resultado ASCII” tal como se muestra en la (Figura A.12.10.4) en la cual las opciones de de interés a considerar serán:

- Escoger mediante la opción “Exportar a”, la forma de presentación del mismo (Ventana de salida, Portapapeles, Archivo de Texto).
- Ingresar un intervalo de tiempo de interés para el análisis en particular de un segmento de la forma de onda y un encabezado que haga una descripción del nombre y magnitud de las variables que están contenidas en las curvas.

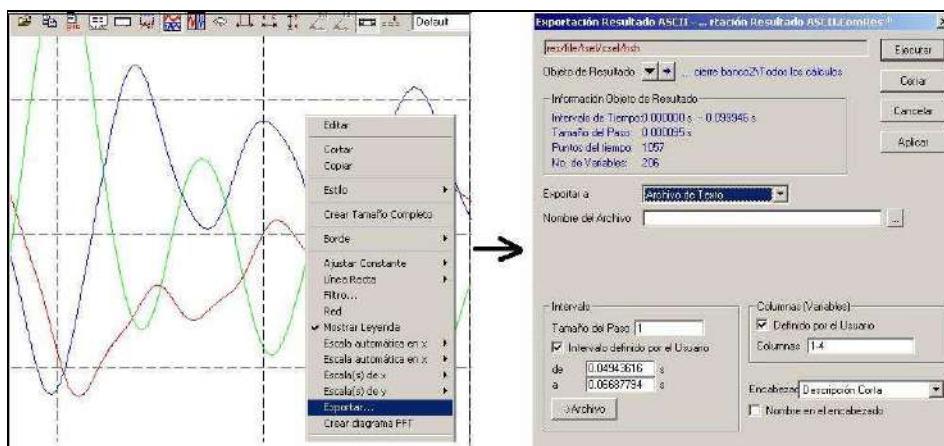
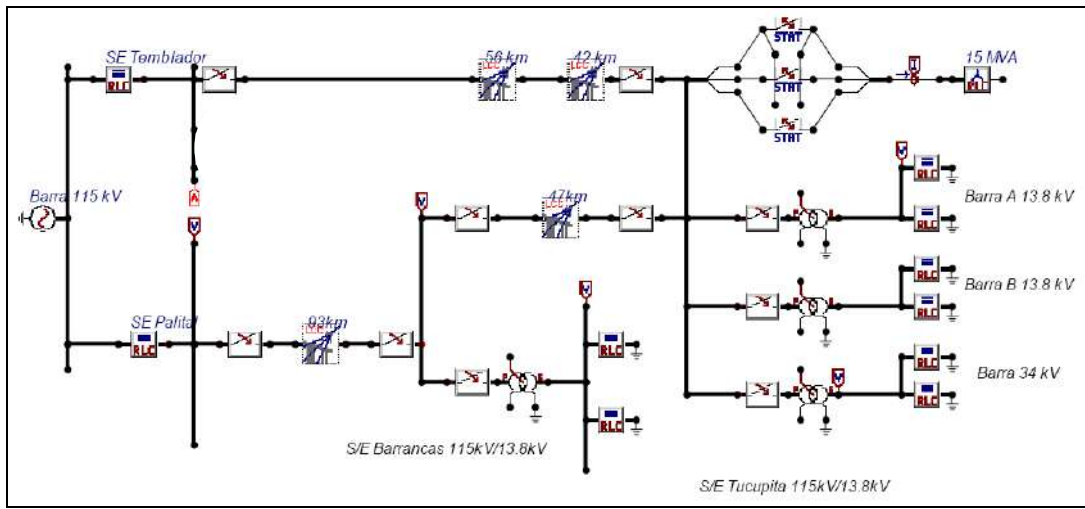


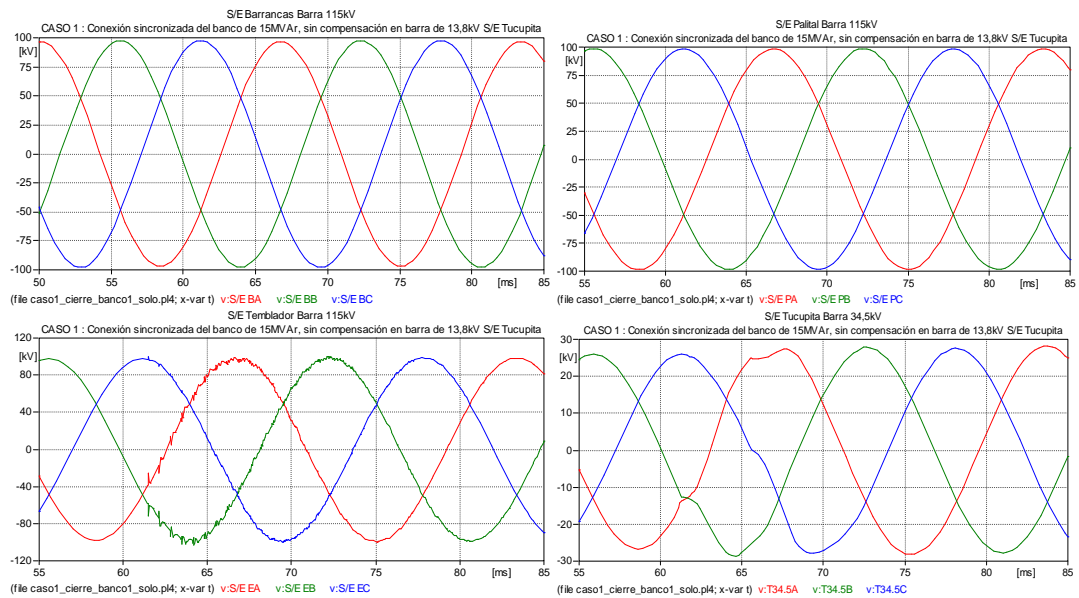
Figura A.12.10.4 Acceso desde la gráfica del tipo “subplot” a opciones de exportación de resultados de las formas de onda obtenidas luego de la simulación EMT.

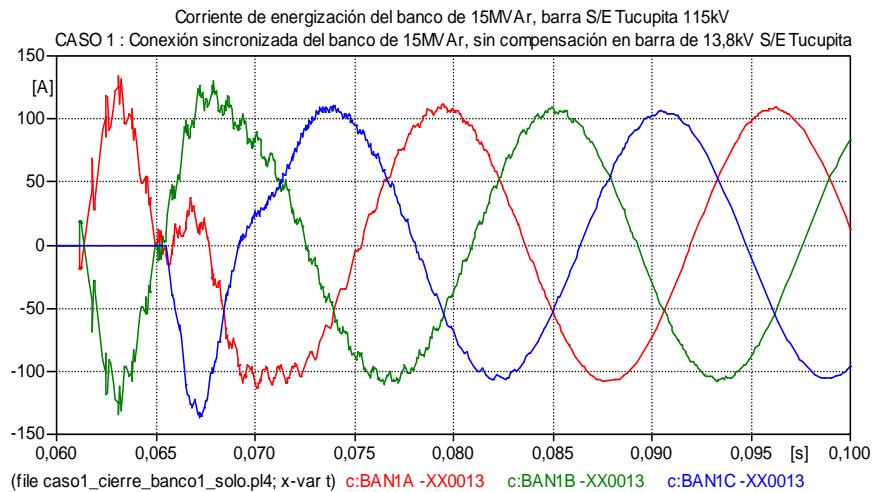
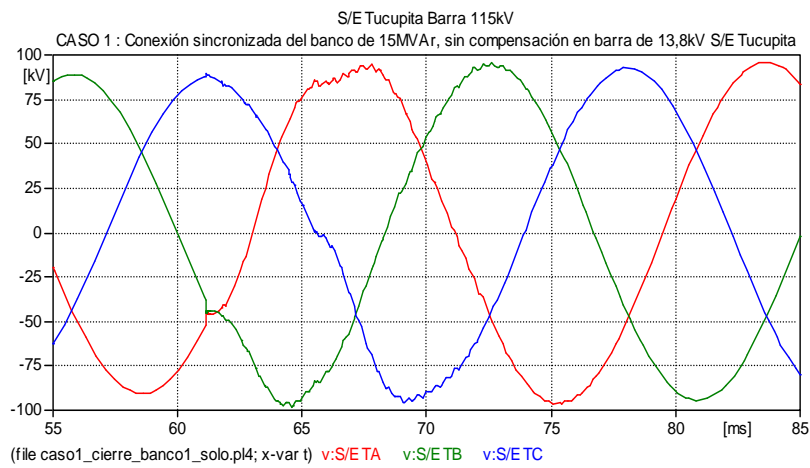
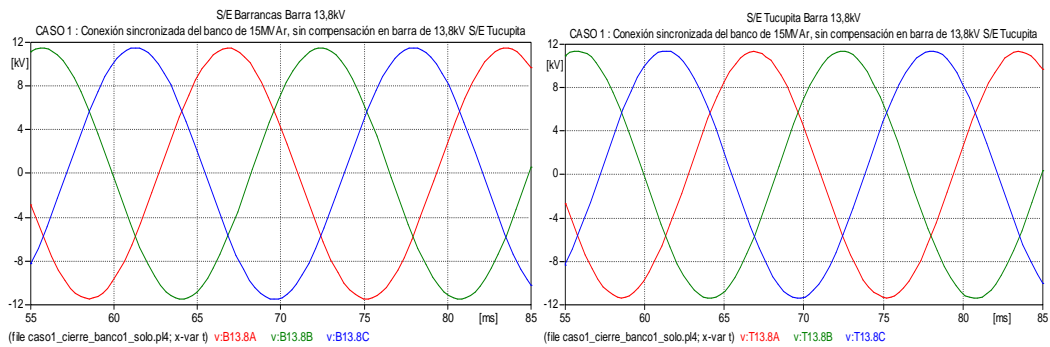
## ANEXO [13]

### A.13.1 Modelo circuital implementado en el programa ATP para estudio de sobretensiones por maniobra: Energización de bancos de condensadores (CASO 1).



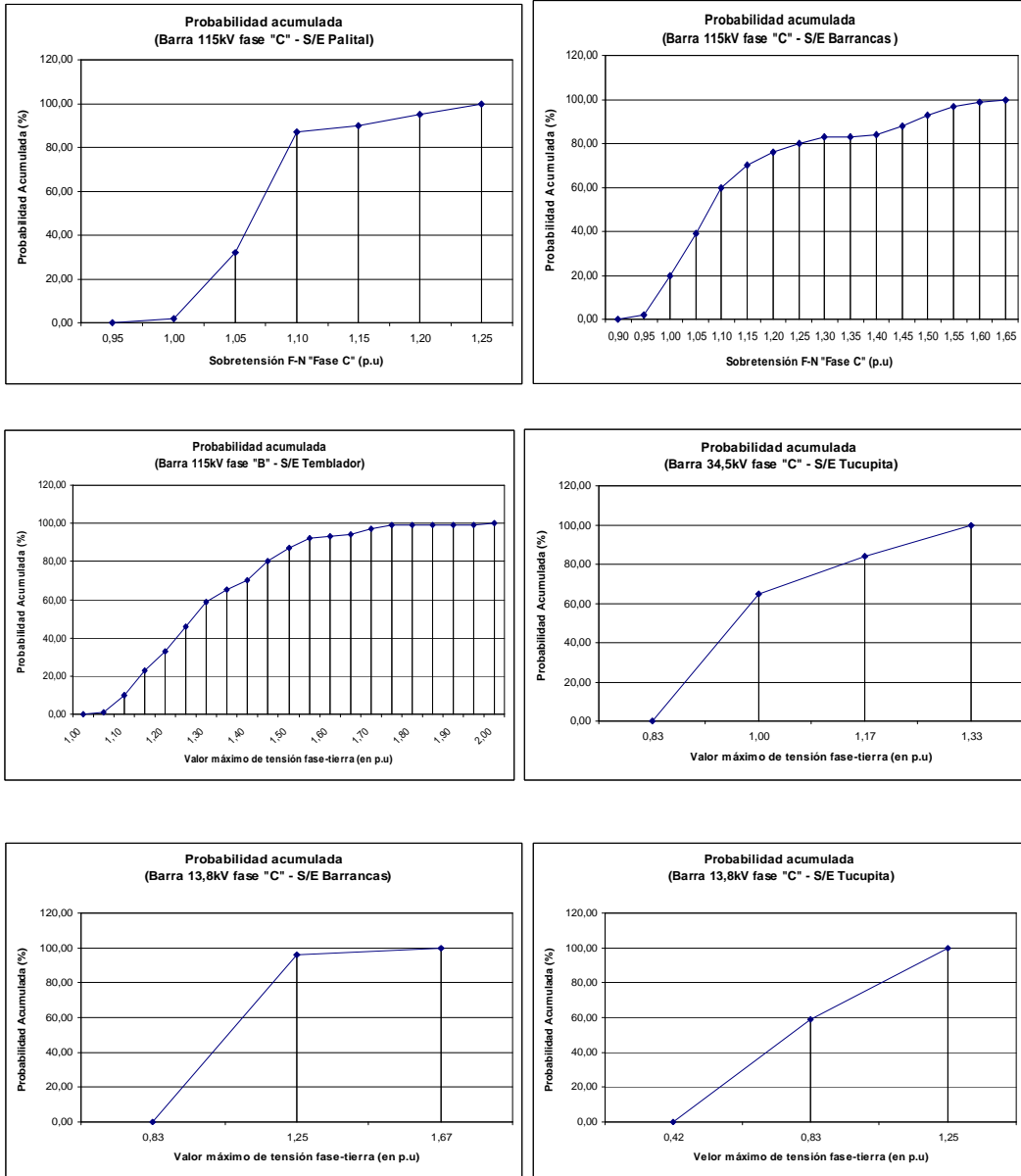
### A.13.2 Formas de onda de tensión fase-tierra y corriente: Energización de bancos de condensadores (CASO 1)



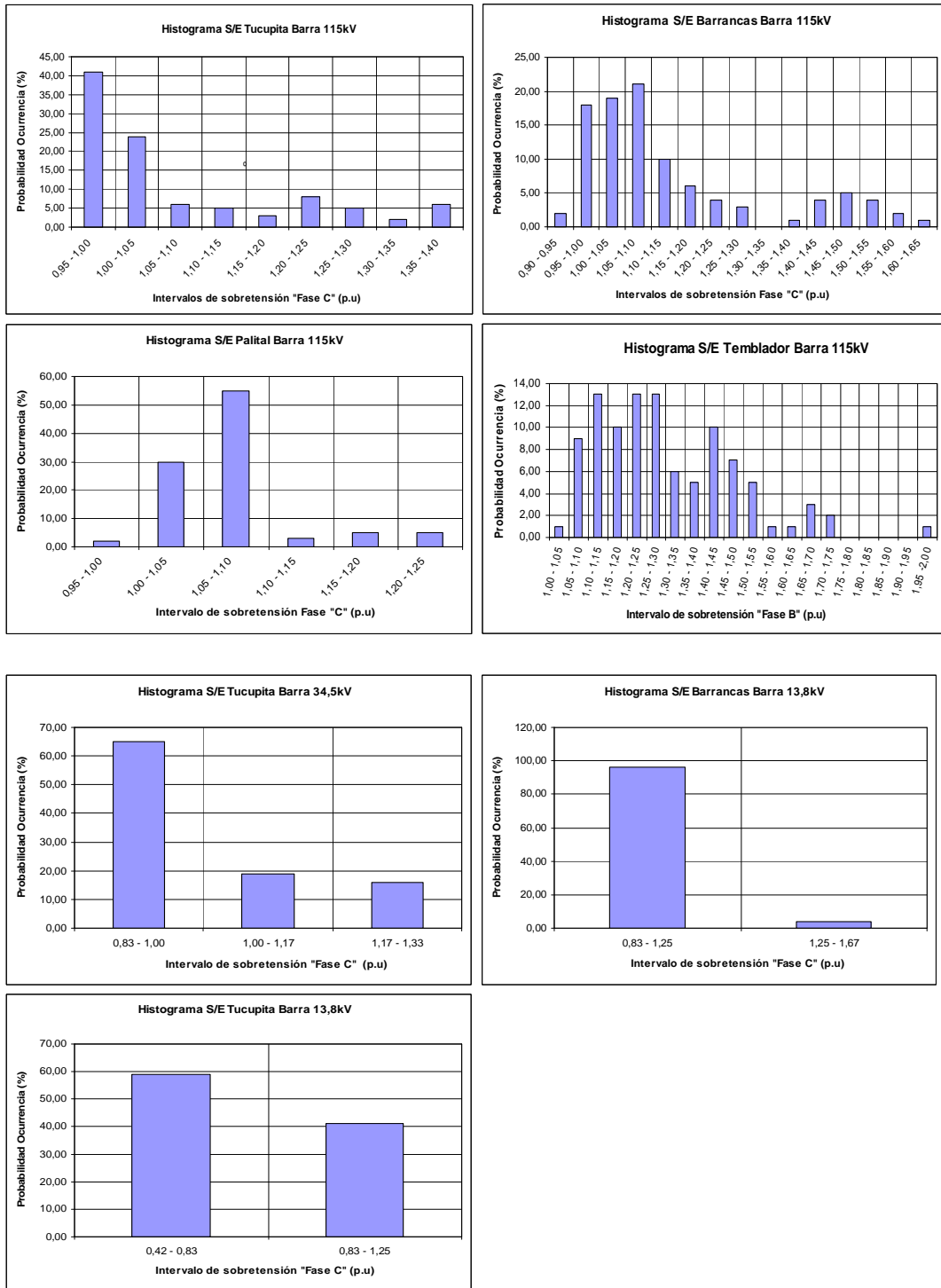


## ANEXO [14]

### A.14.1 Distribución estadística de probabilidad acumulada de sobretensiones para energización de bancos de condensadores (CASO 1)

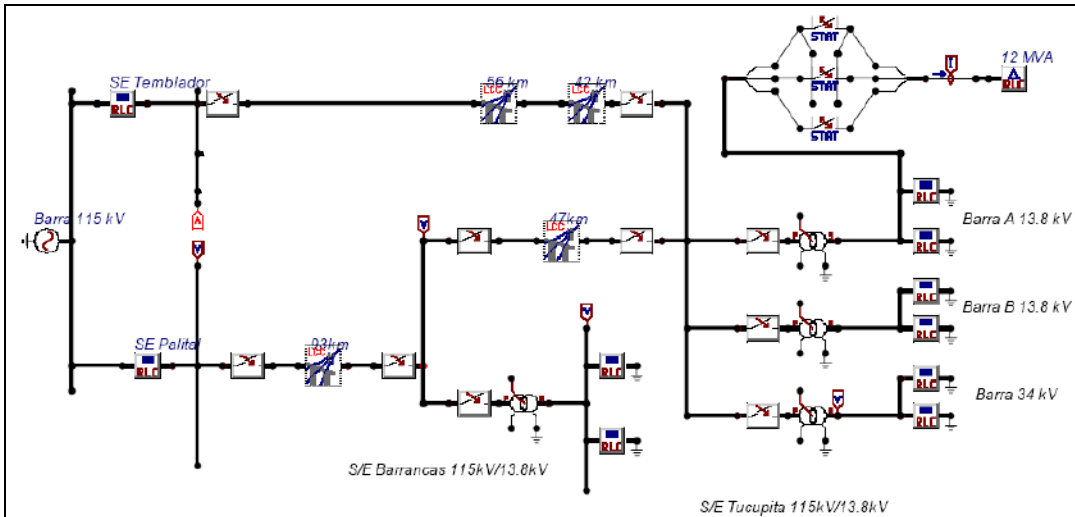


A.14.2 Distribución estadística de probabilidad de ocurrencia de sobretensiones para energización de bancos de condensadores (CASO 1)

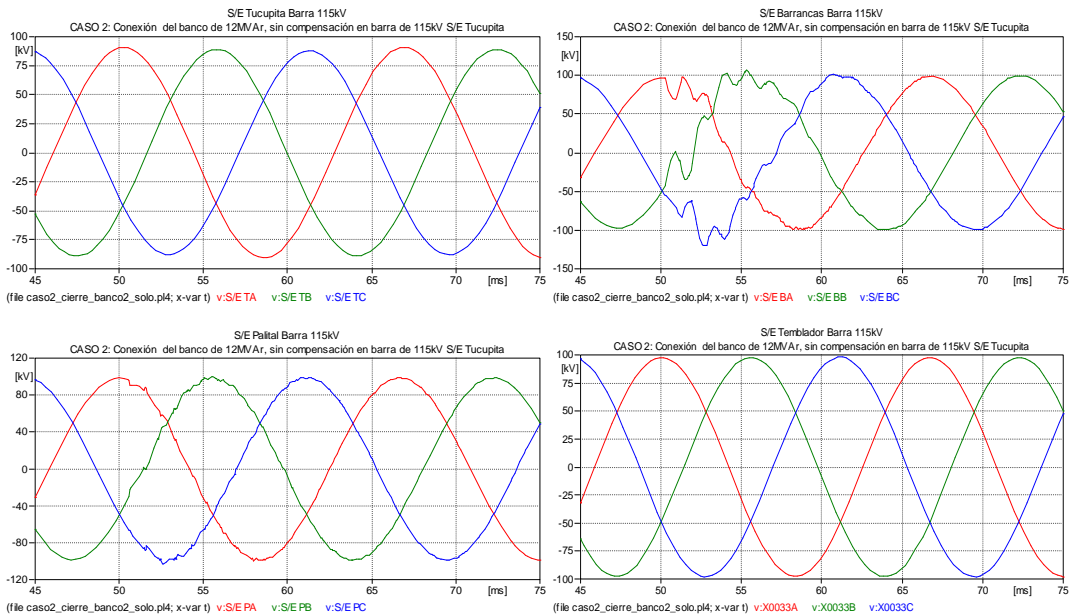


## ANEXO [15]

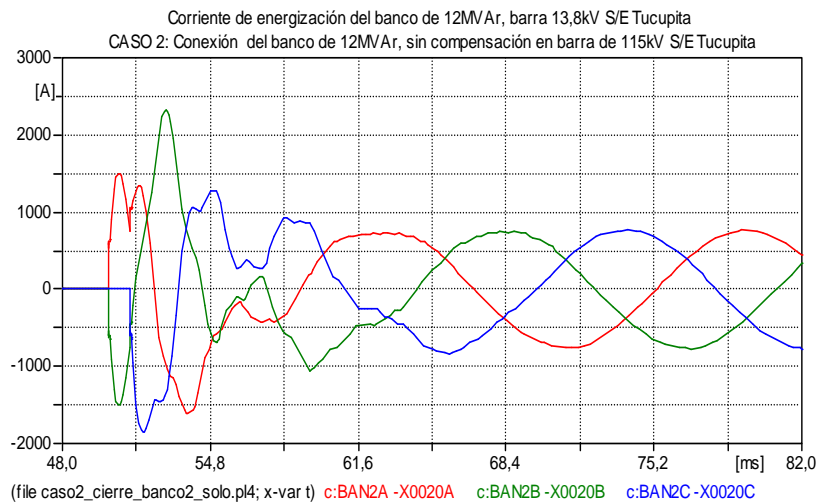
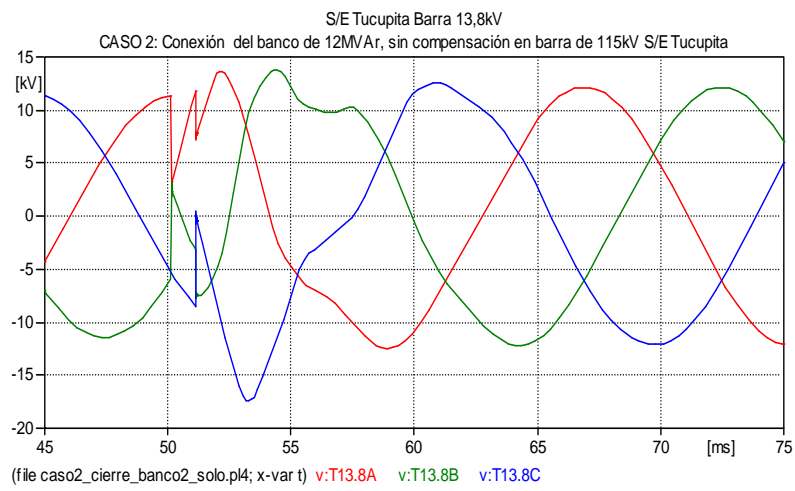
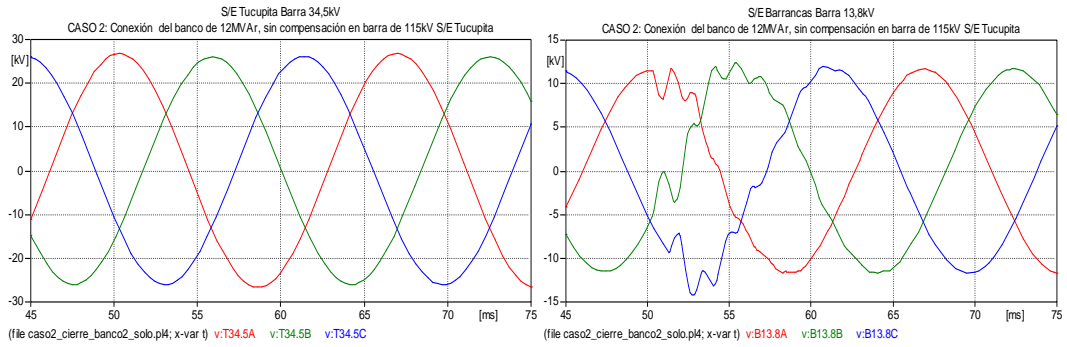
### A.15.1 Modelo circuital implementado en el programa ATP para estudio de sobretensiones por maniobra: Energización de bancos de condensadores (CASO 2)



### A.15.2 Formas de onda de tensión fase-tierra y corriente: Energización de bancos de condensadores (CASO 2)

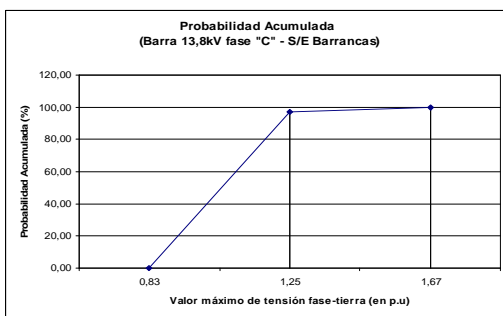
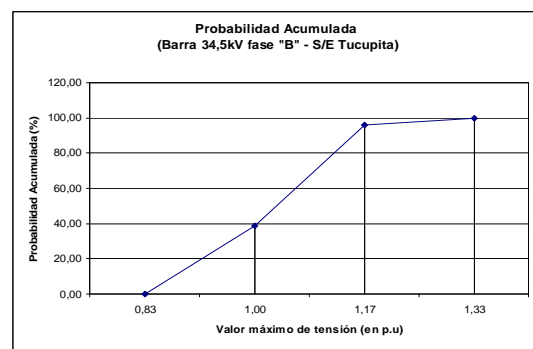
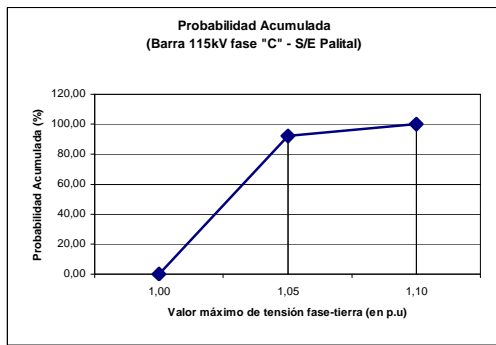
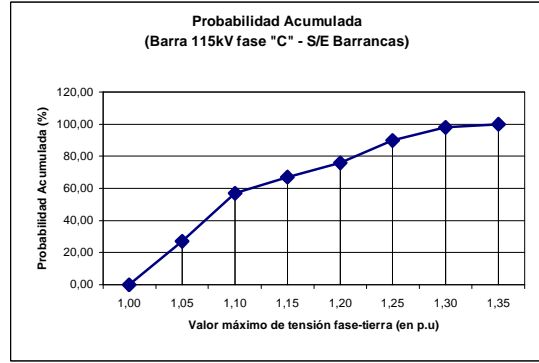
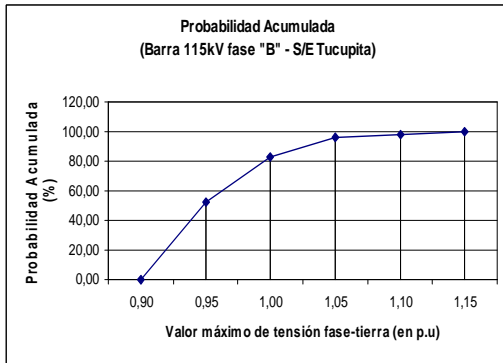




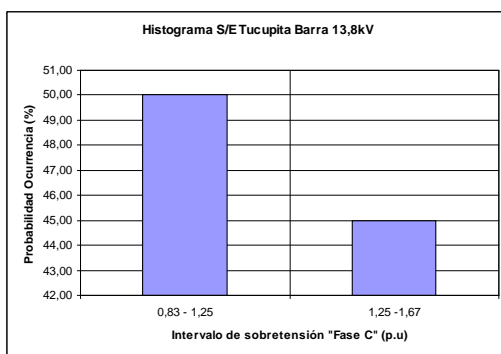
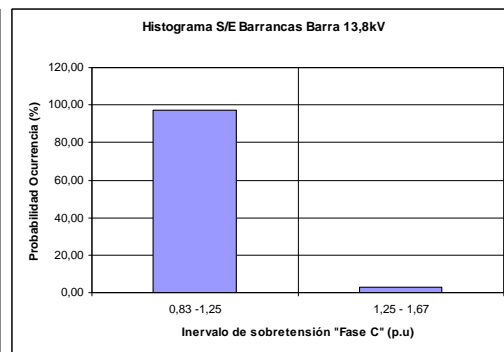
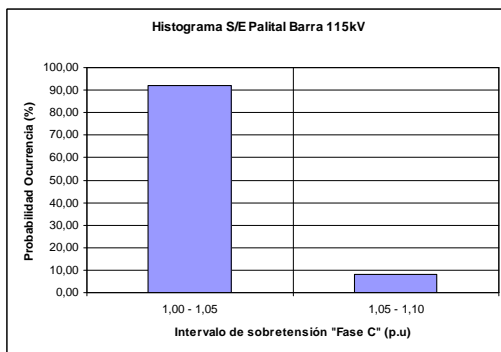
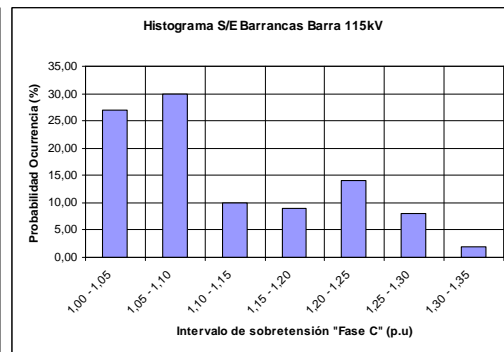
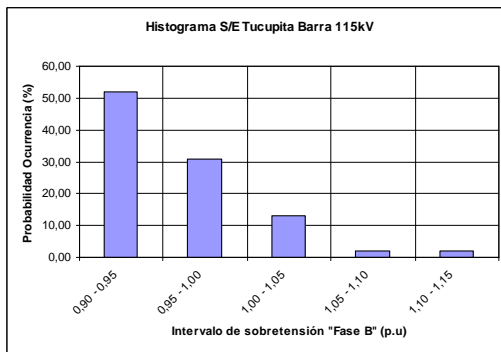


## ANEXO [16]

### A.16.1 Distribución estadística de probabilidad acumulada de sobretensiones para energización de bancos de condensadores (CASO 2)

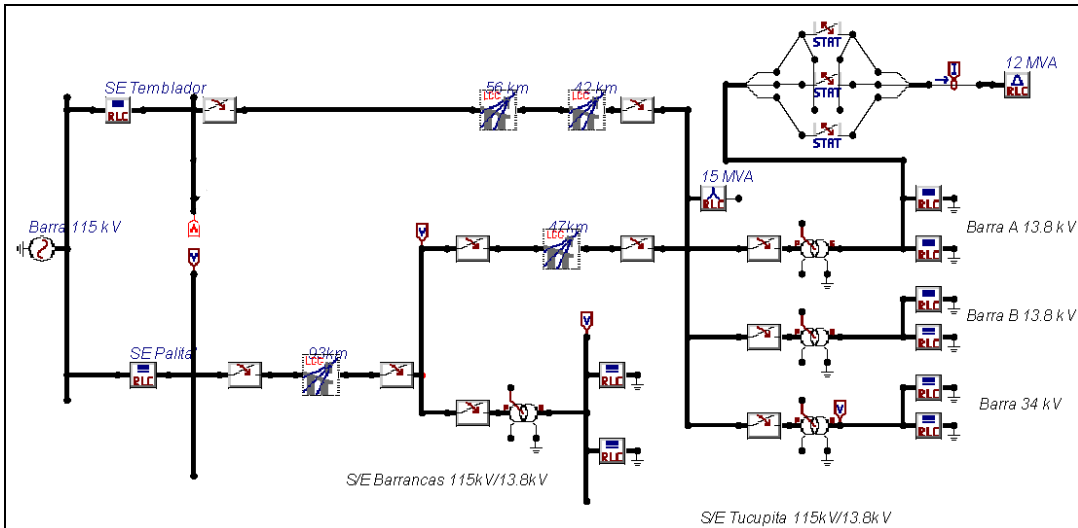


A.16.2 Distribución estadística de probabilidad de ocurrencia de sobretensiones para energización de bancos de condensadores (CASO 2)

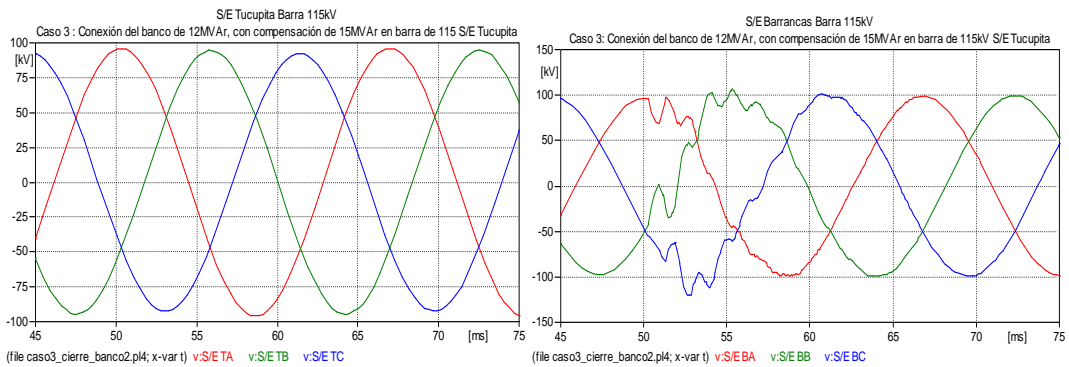


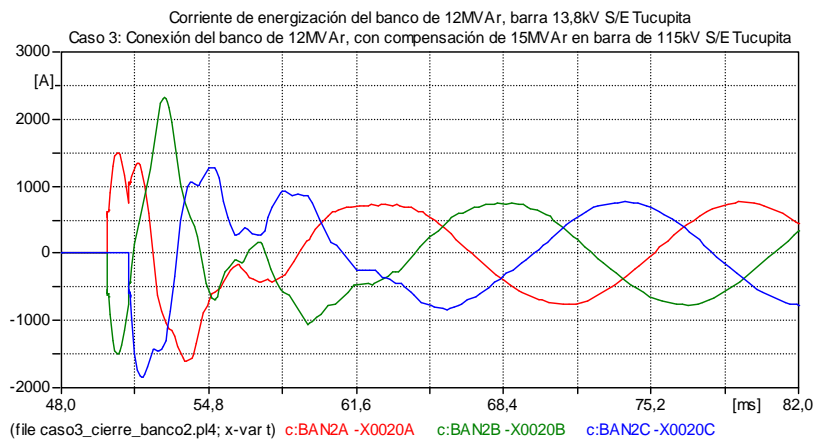
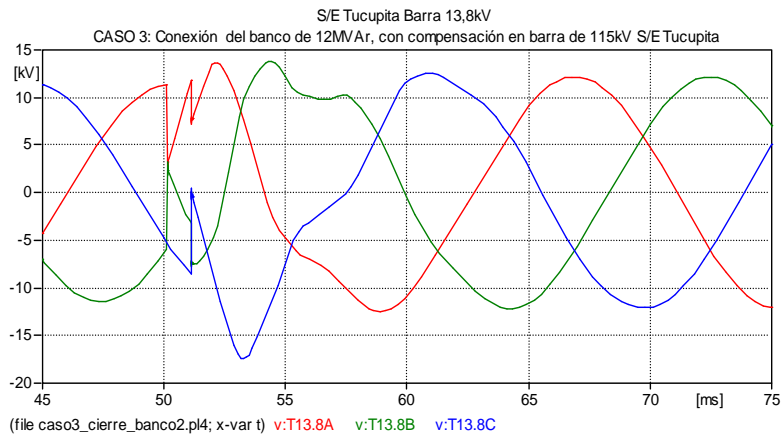
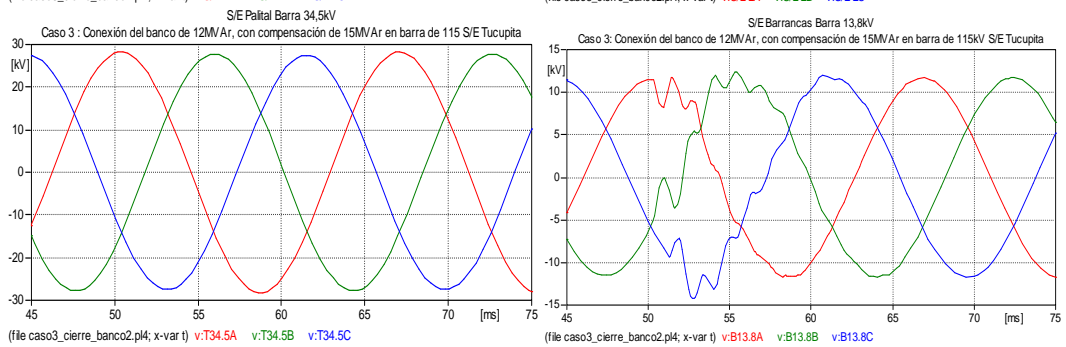
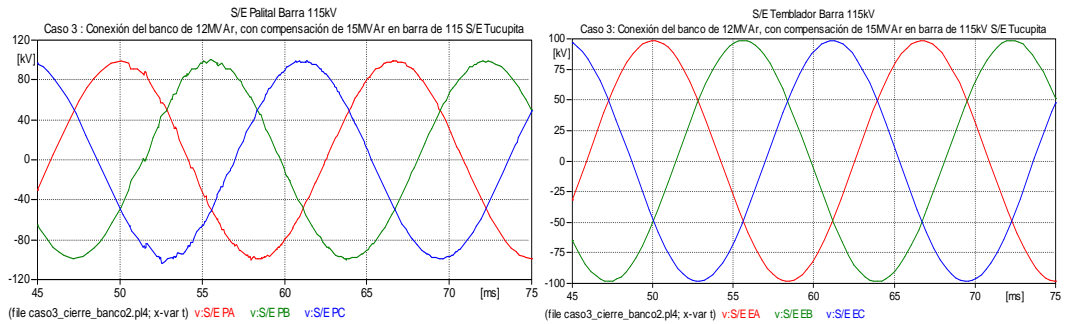
## ANEXO [17]

### A.17.1 Modelo circuital implementado en el programa ATP para estudio de sobretensiones por maniobra: Energización de bancos de condensadores (CASO 3)



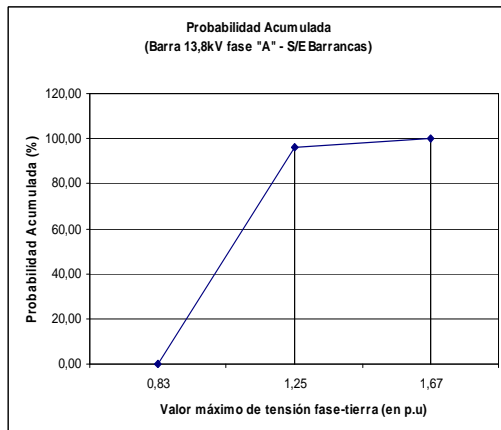
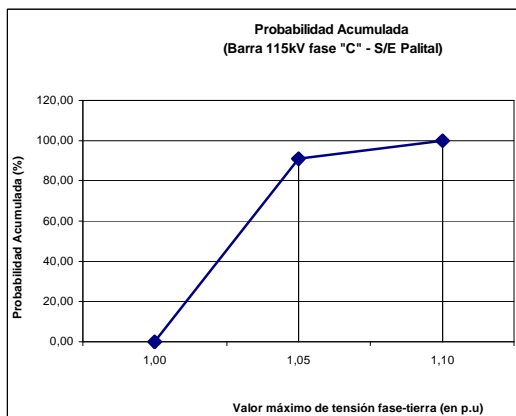
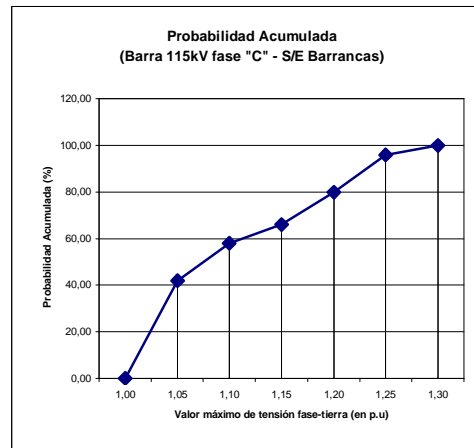
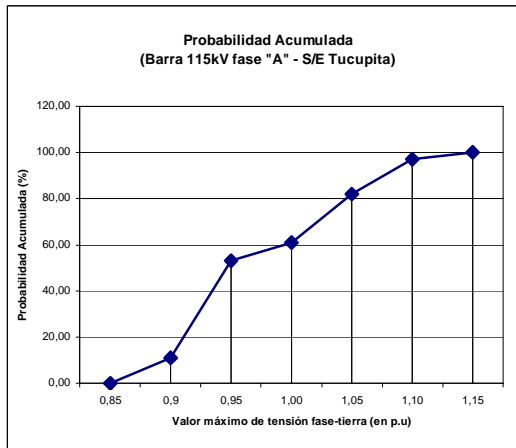
### A.17.2 Formas de onda de tensión fase-tierra y corriente: Energización de bancos de condensadores (CASO 3)



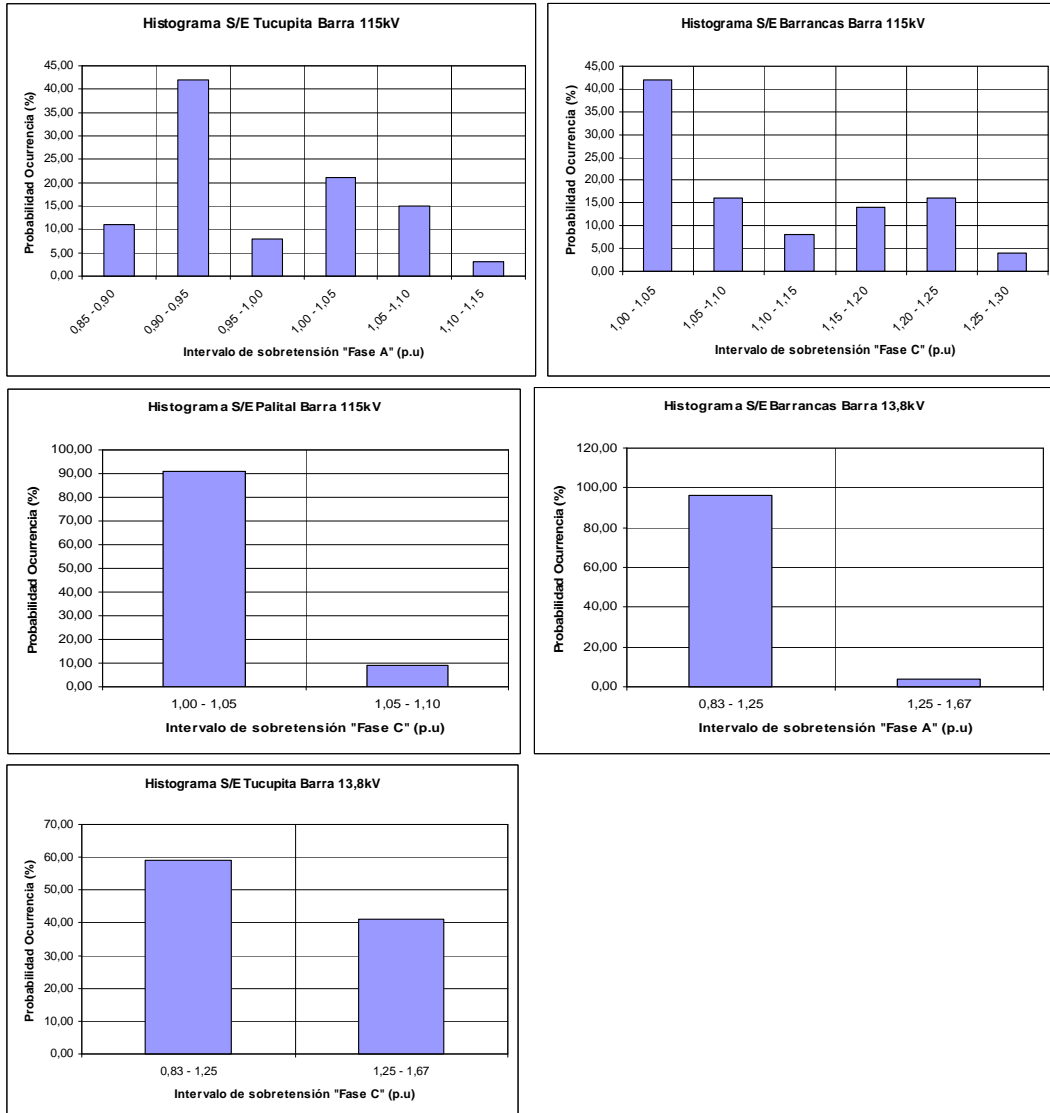


## ANEXO [18]

### A.18.1 Distribución estadística de probabilidad acumulada de sobretensiones para energización de bancos de condensadores (CASO 3)

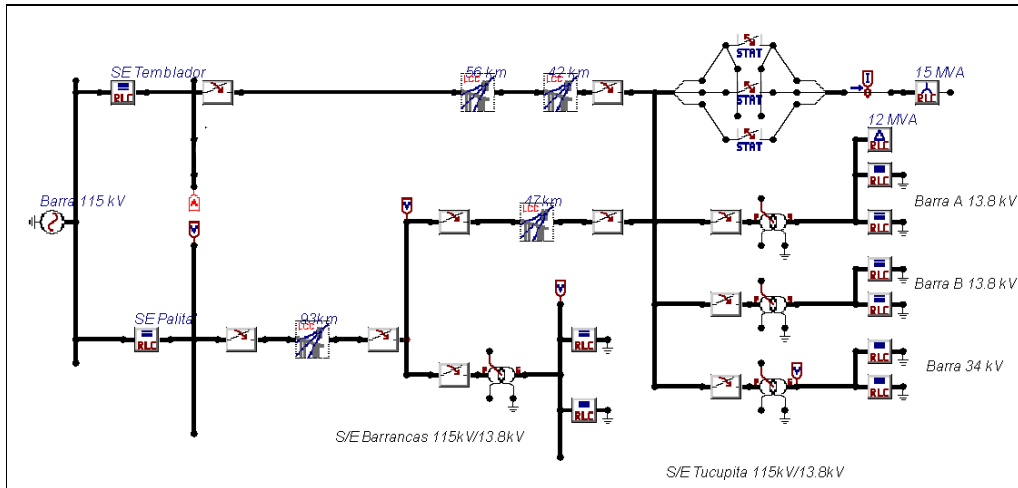


A.18.2 Distribución estadística de probabilidad de ocurrencia de sobretensiones para energización de bancos de condensadores (CASO 3)

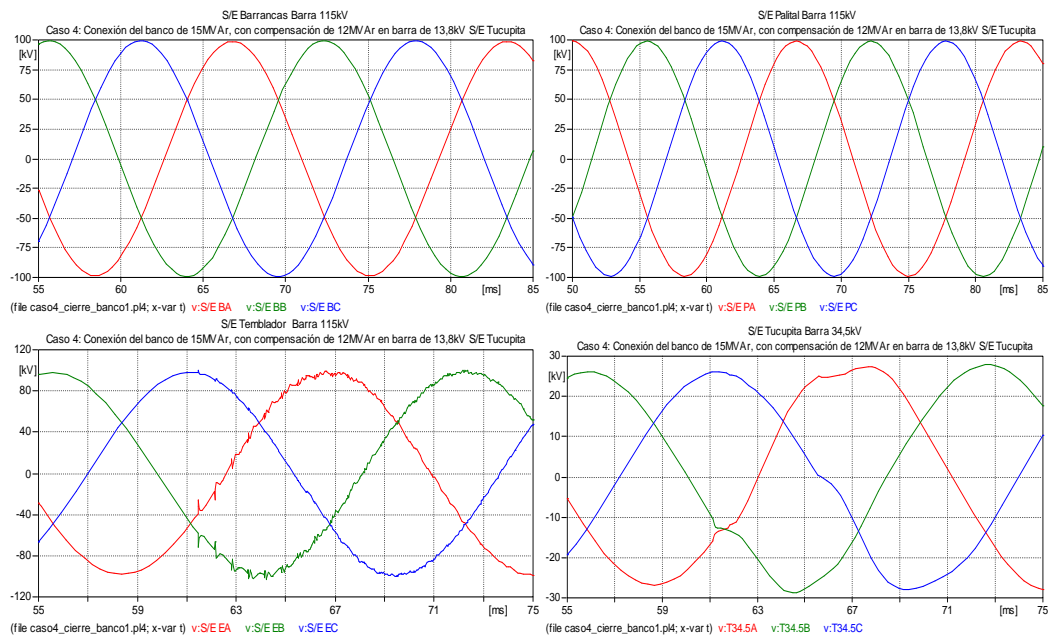


## ANEXO [19]

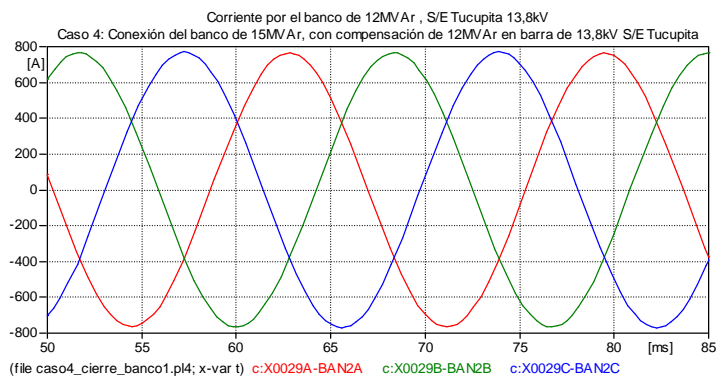
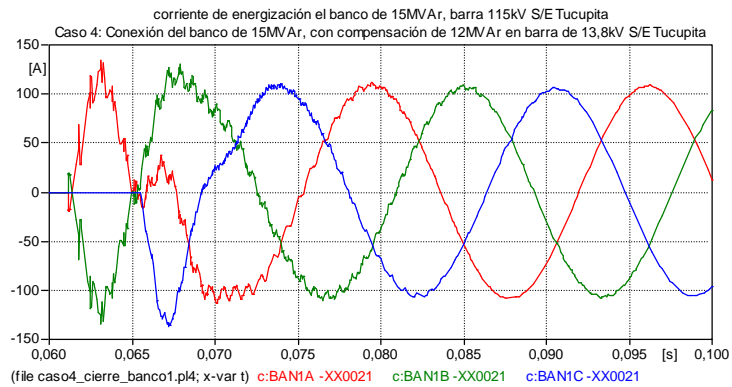
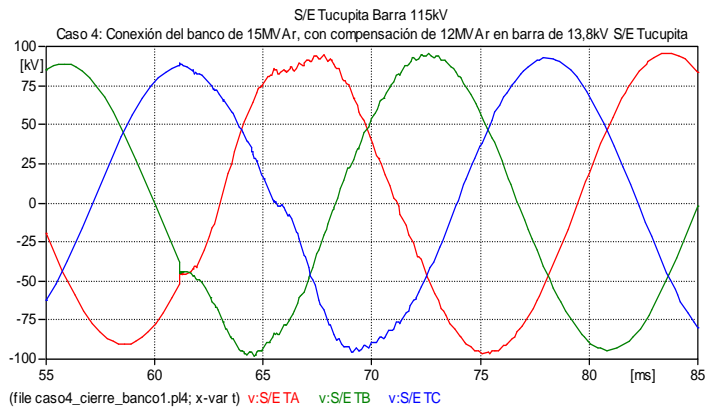
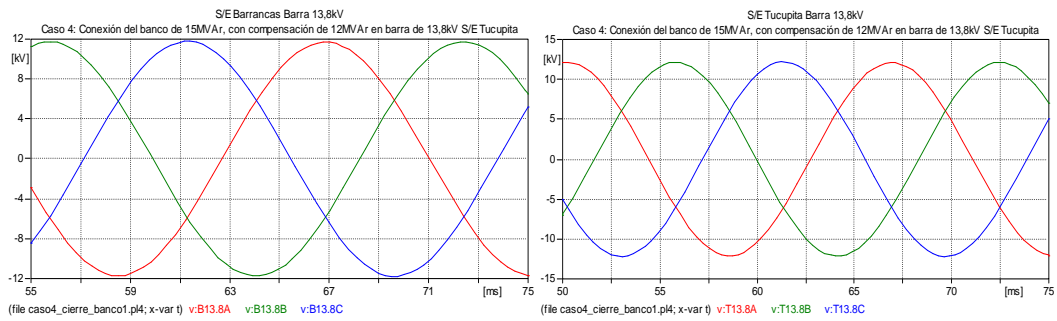
### A.19.1 Modelo circuital implementado en el programa ATP para estudio de sobretensiones por maniobra: Energización de bancos de condensadores (CASO 4)



### A.19.2 Formas de onda de tensión fase-tierra y corriente: Energización de bancos de condensadores (CASO 4)

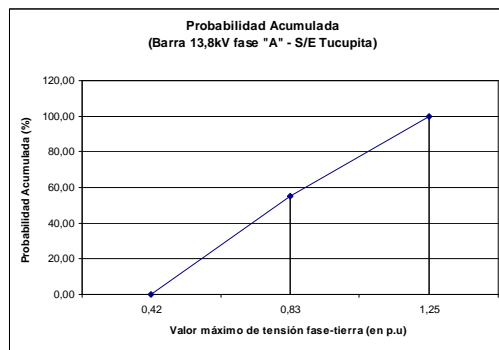
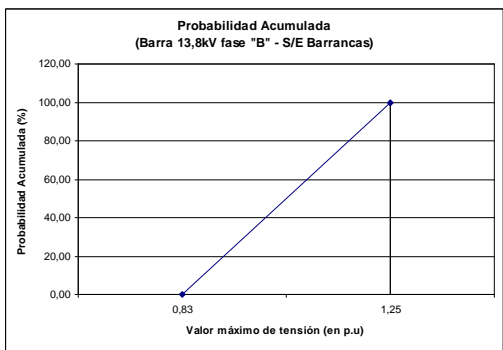
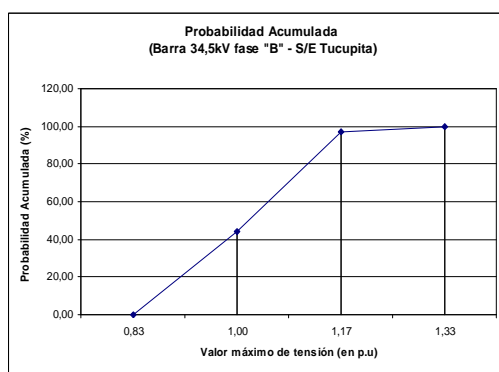
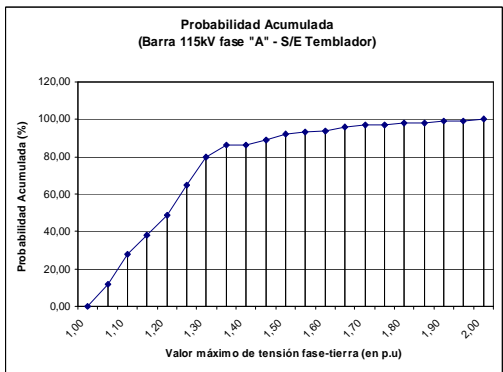
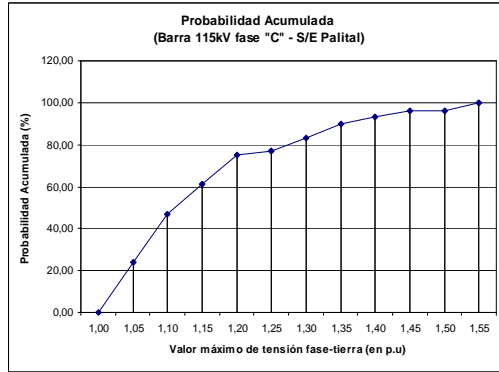
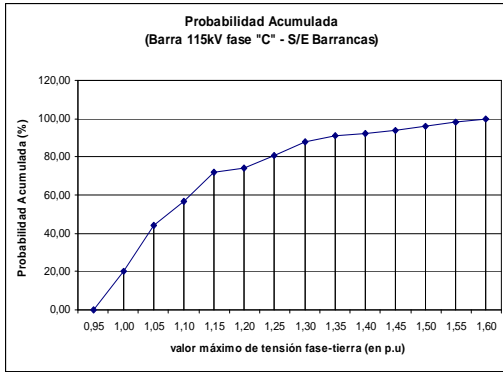




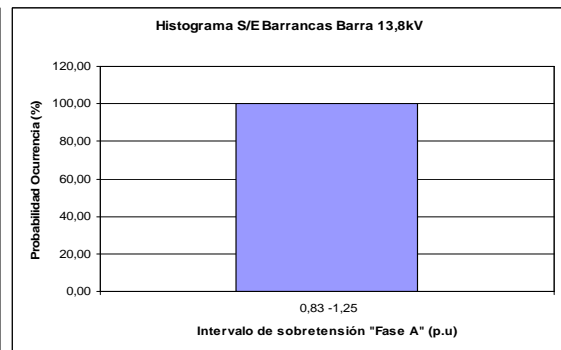
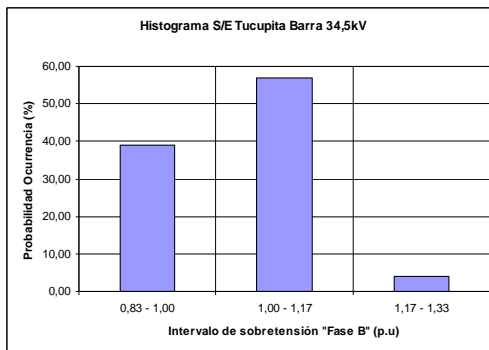
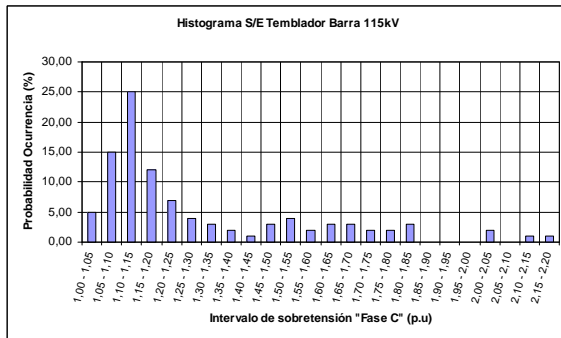
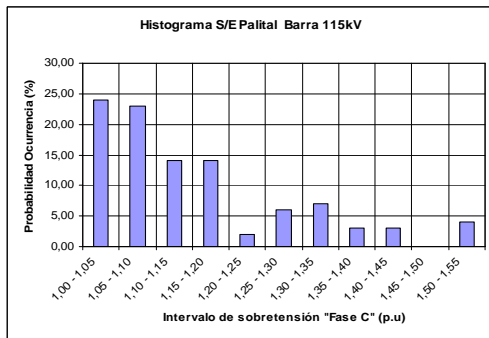
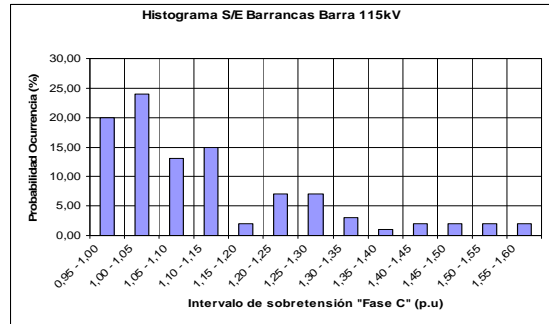
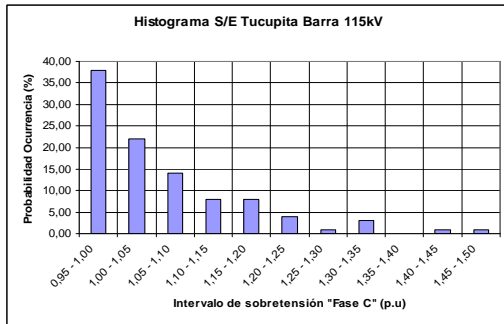


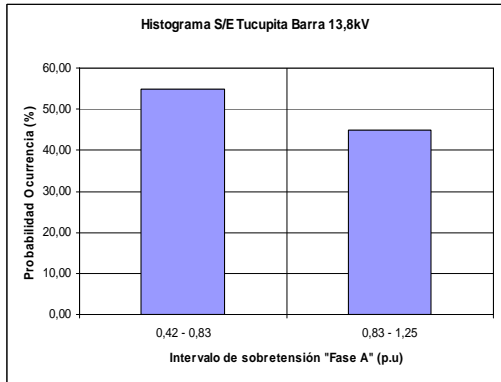
## ANEXO [20]

### A.20.1 Distribución estadística de probabilidad acumulada de sobretensiones para energización de bancos de condensadores (CASO 4)



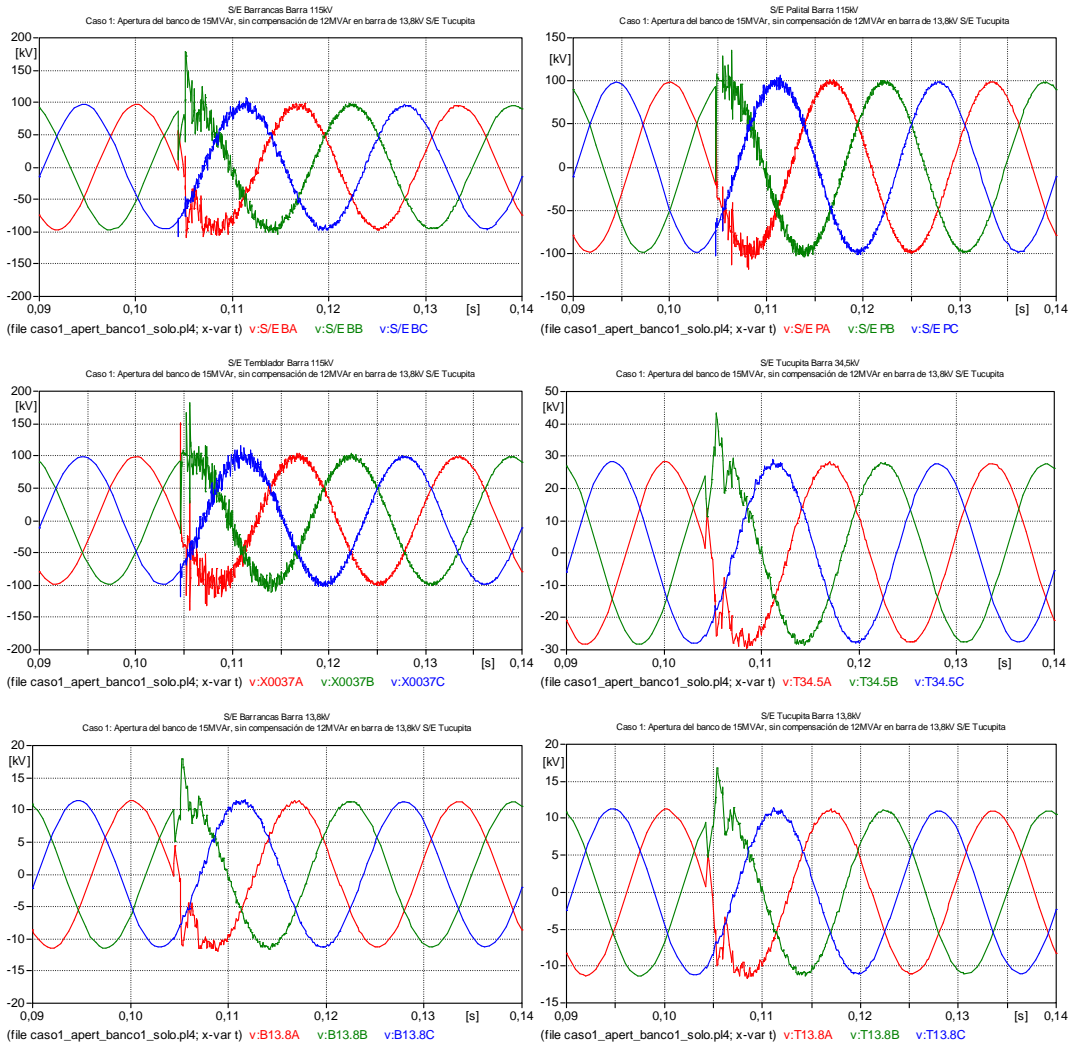
A.20.2 Distribución estadística de probabilidad de ocurrencia de sobretensiones para energización de bancos de condensadores (CASO 4)

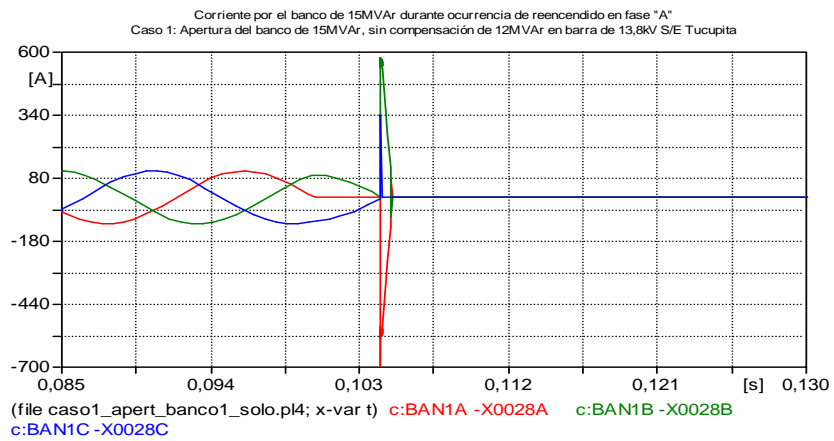
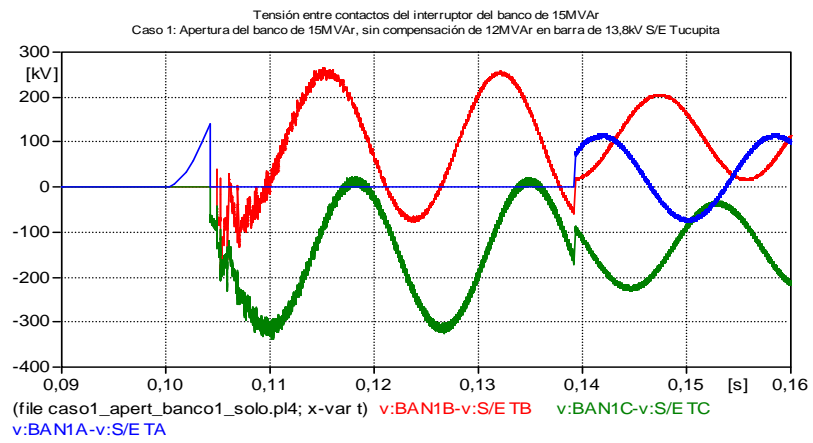
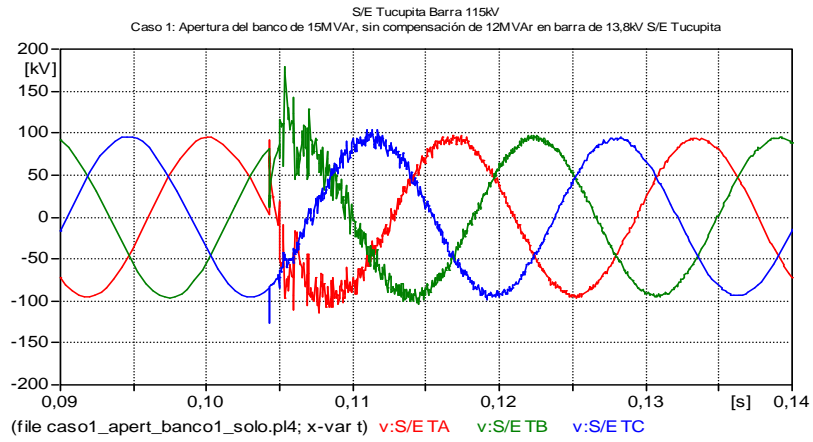




## ANEXO [21]

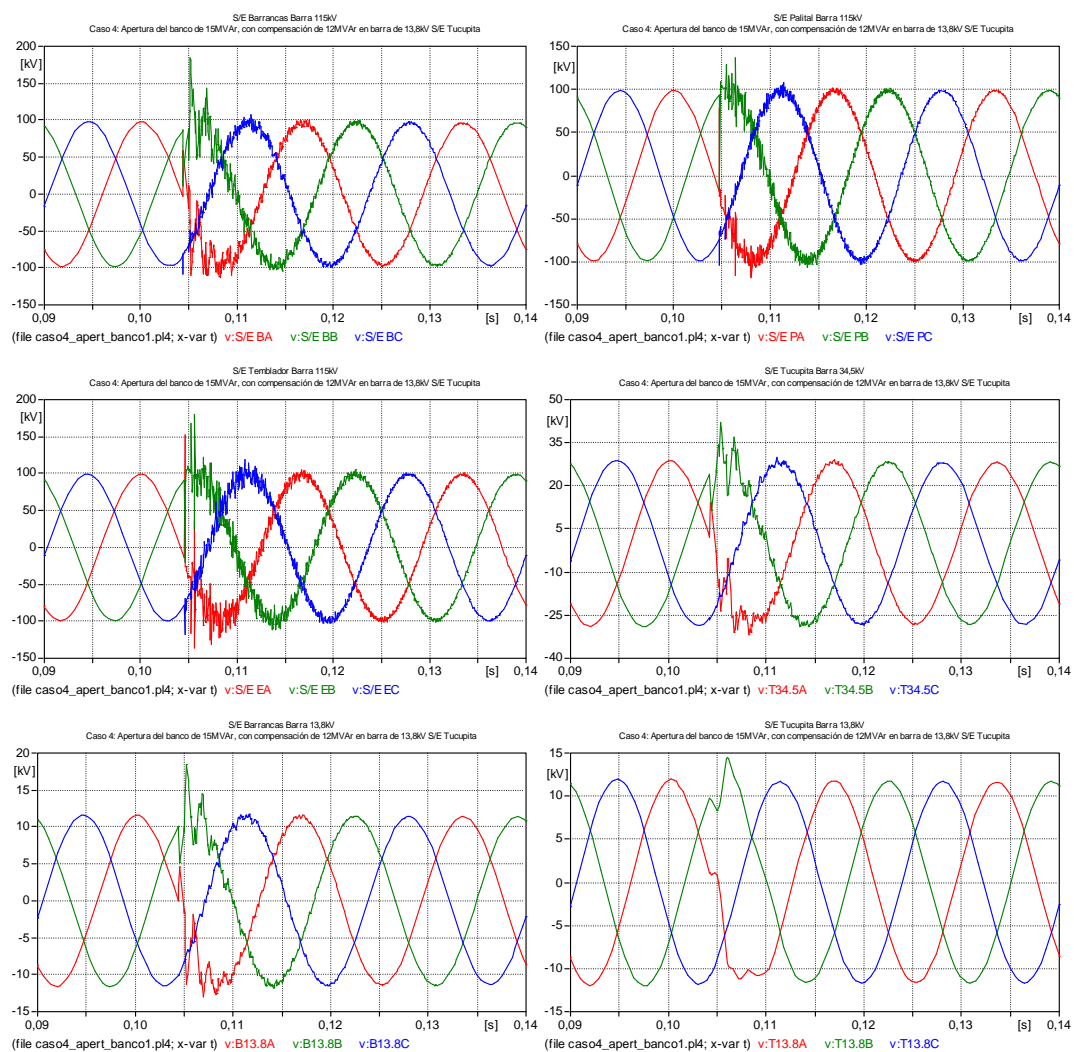
### A.21.1 Formas de onda de tensión fase-tierra y corriente: Desenergización de bancos de condensadores (CASO 1)

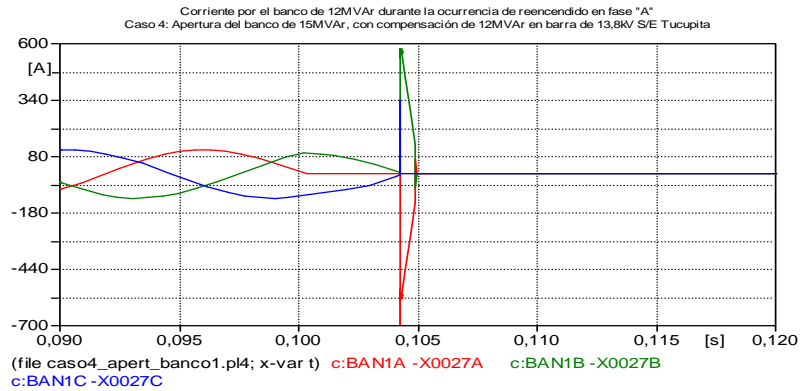
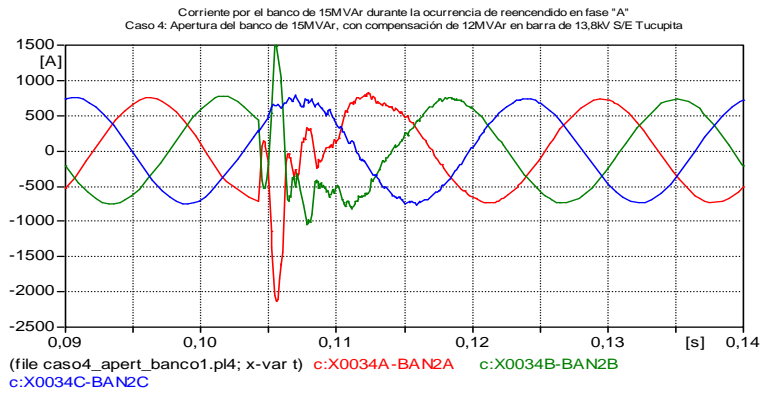
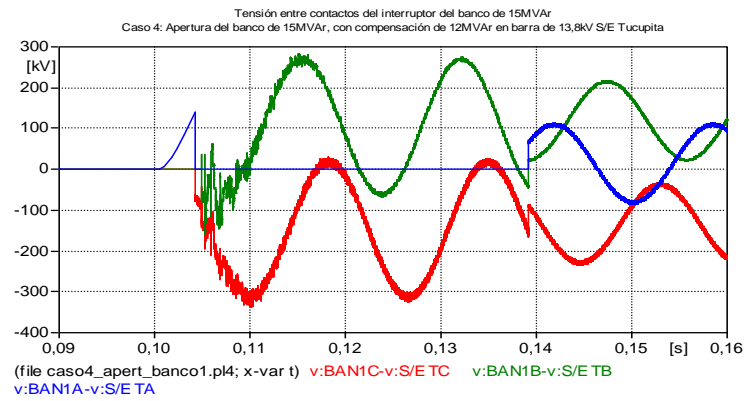
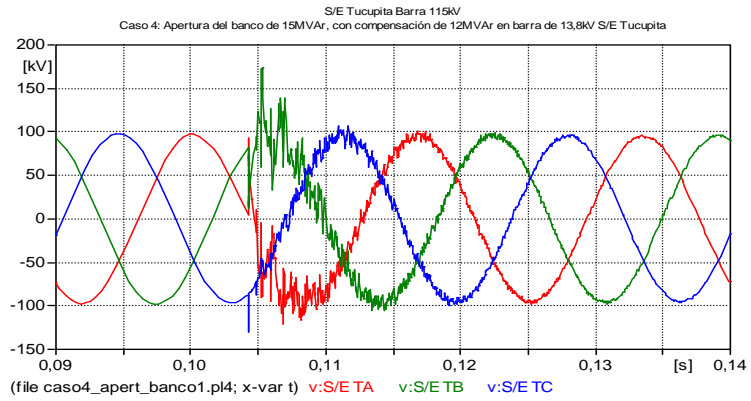




## ANEXO [22]

### A.22.1 Formas de onda de tensión fase-tierra y corriente: Desenergización de bancos de condensadores (CASO 2)

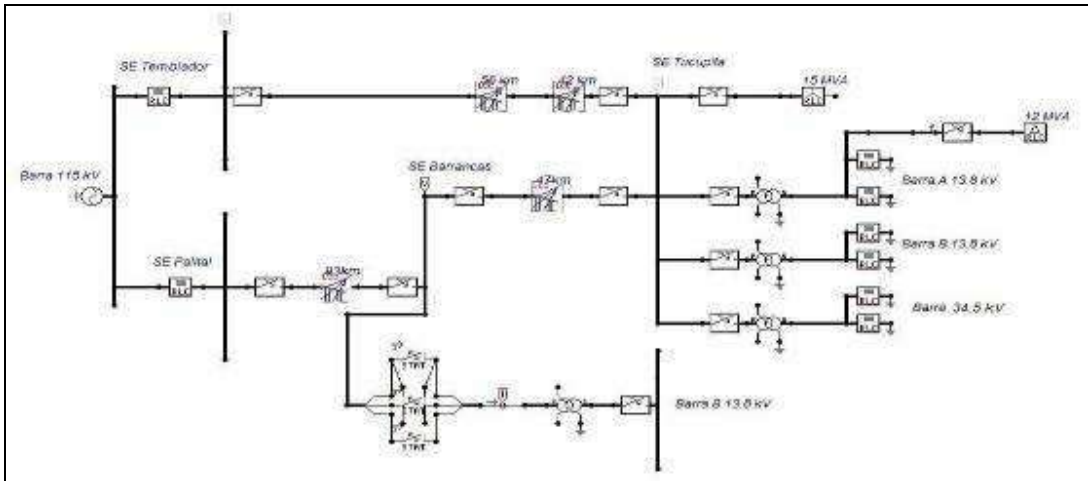




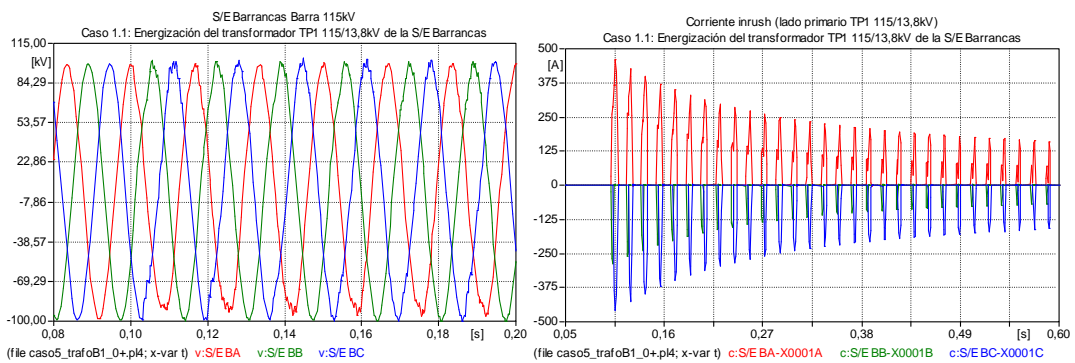


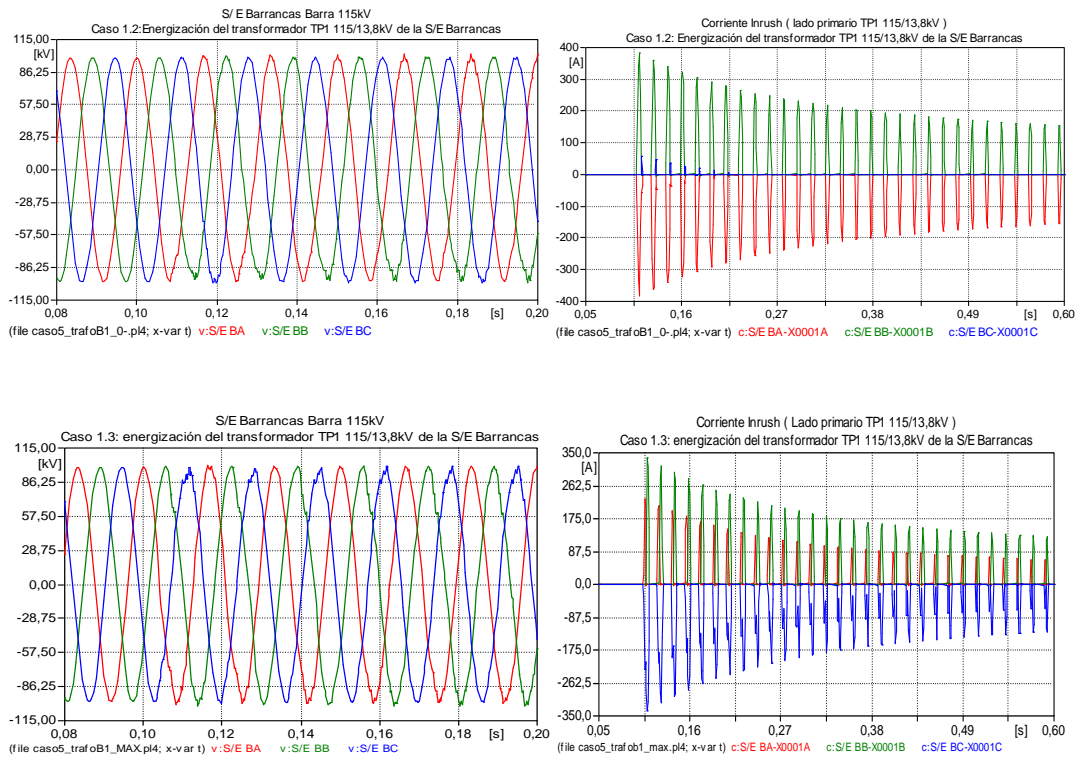
## ANEXO [23]

### A.23.1 Modelo circuital implementado en el programa ATP para estudio de sobretensiones por maniobra: Energización de transformadores (CASO 1)

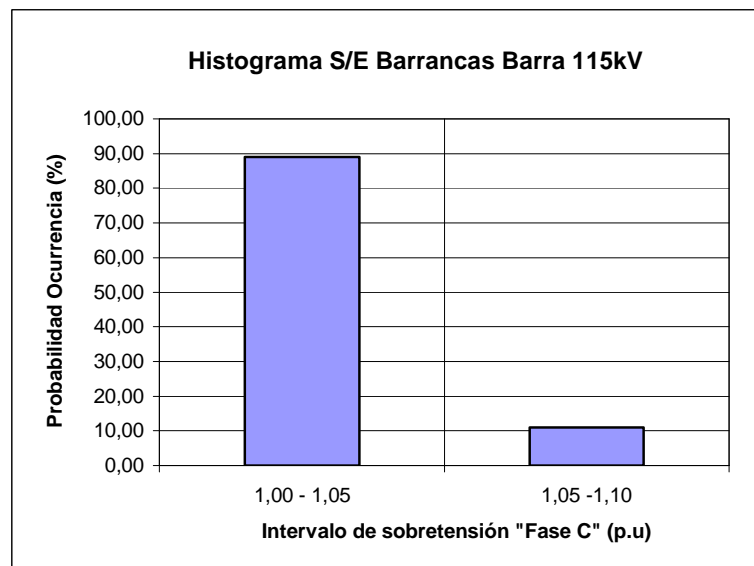


### A.23.2 Formas de onda de tensión fase-tierra en barra 115kV S/E Tucupita y corriente inrush : Energización de transformadores (CASOS 1.1 – 1.3)



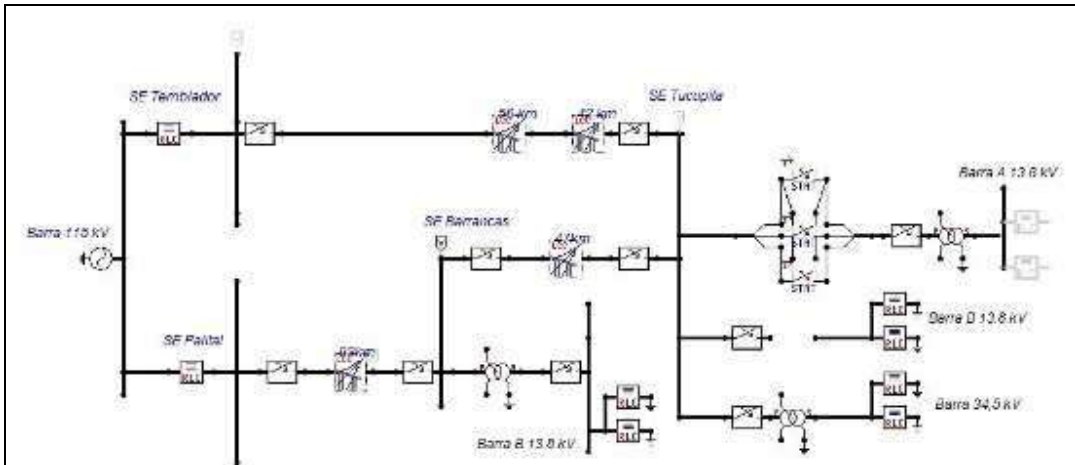


**A.23.3 Distribución estadística de probabilidad de ocurrencia de sobretensiones para energización de transformadores (CASO 1.1)**

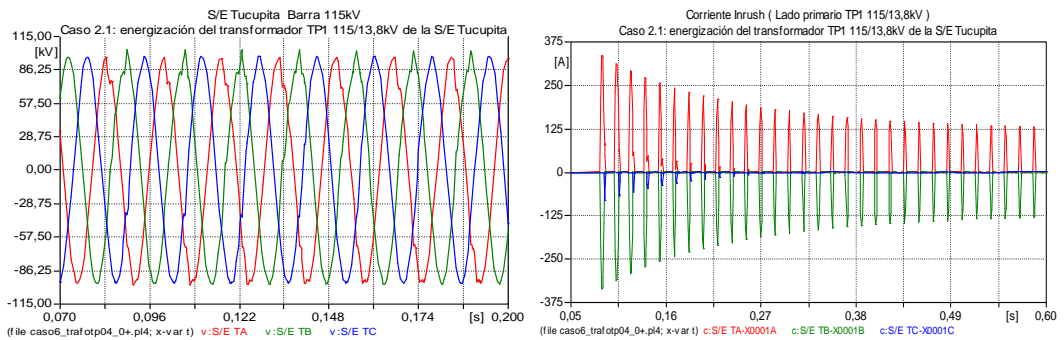


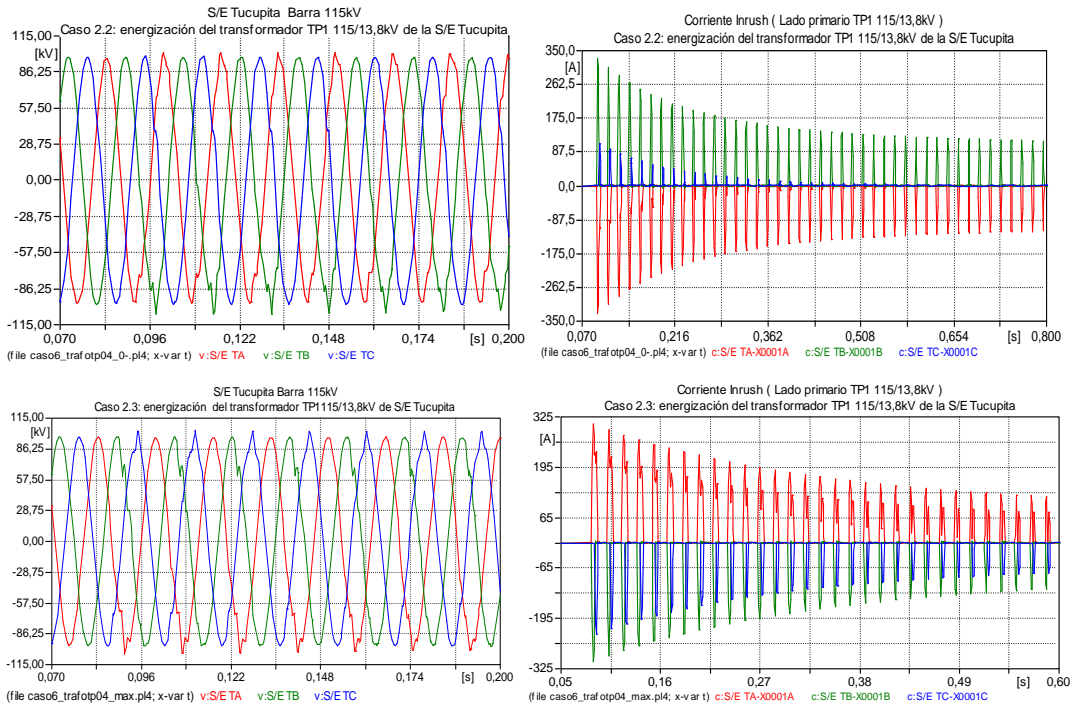
## ANEXO [24]

### A.24.1 Modelo circuital implementado en el programa ATP para estudio de sobretensiones por maniobra: Energización de transformadores (CASO 2)

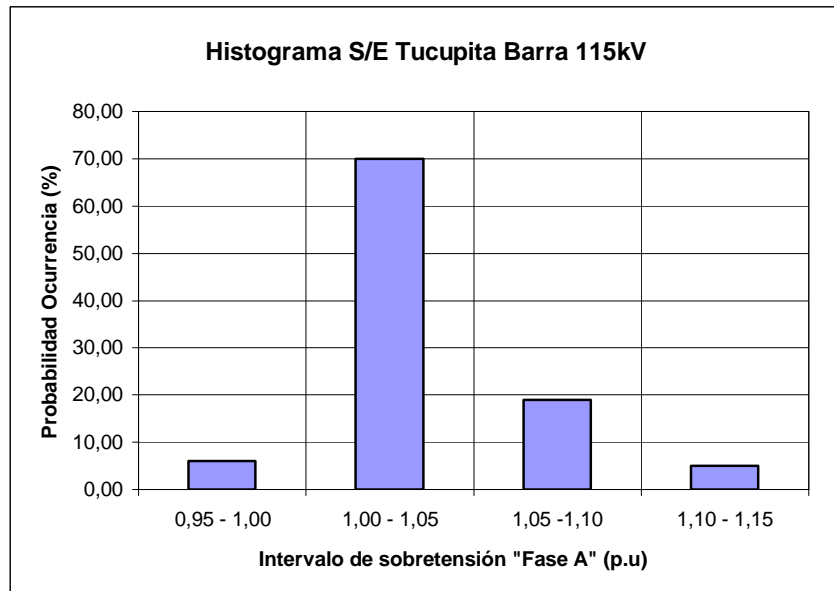


### A.24.2 Formas de onda de tensión fase-tierra en barra 115kV S/E Tucupita y corriente inrush : Energización de transformadores (CASO 2.1 – 2.3)



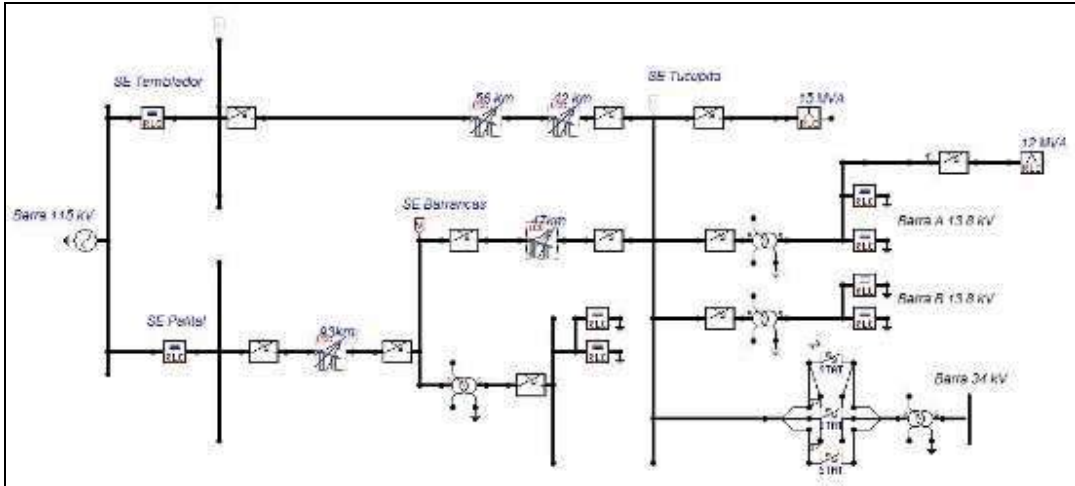


**A.24.3 Distribución estadística de probabilidad de ocurrencia de sobretensiones para energización de transformadores (CASO 2.1)**

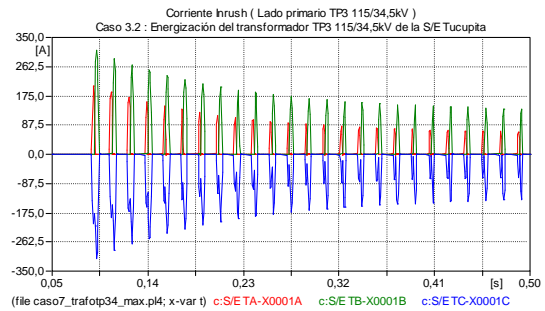
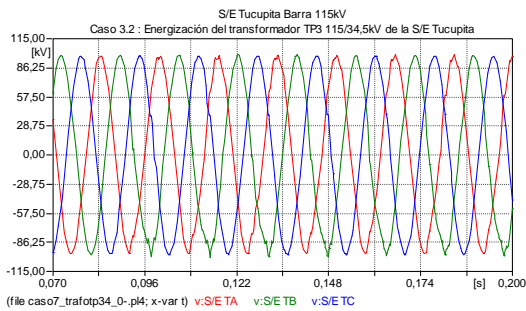
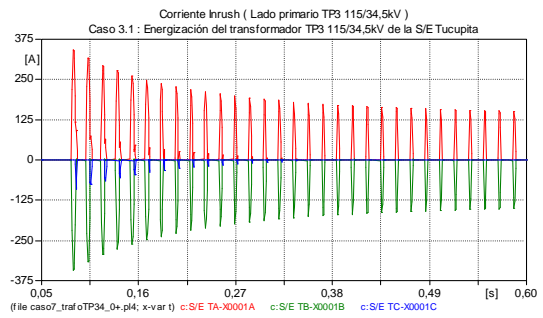
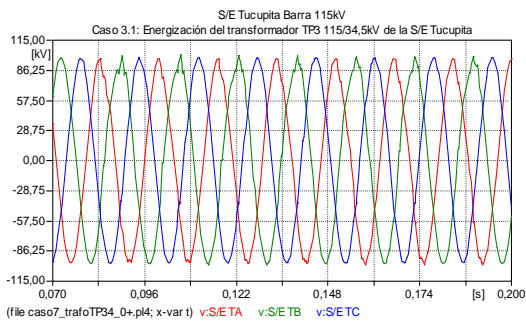


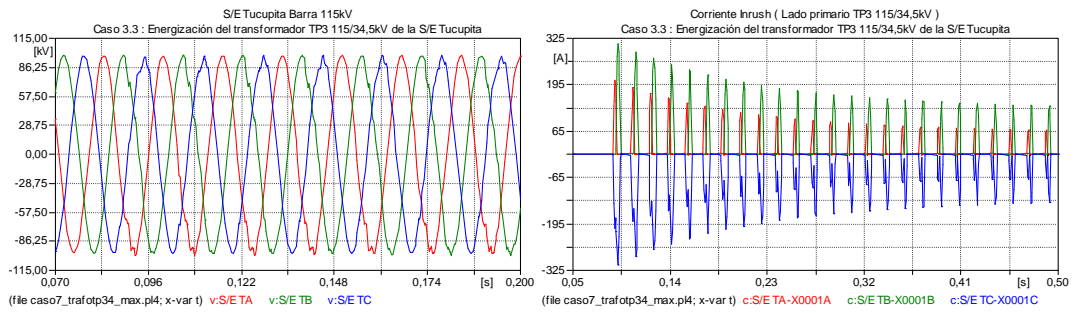
## ANEXO [25]

### A.25.1 Modelo circuital implementado en el programa ATP para estudio de sobretensiones por maniobra: Energización de transformadores (CASO 3)

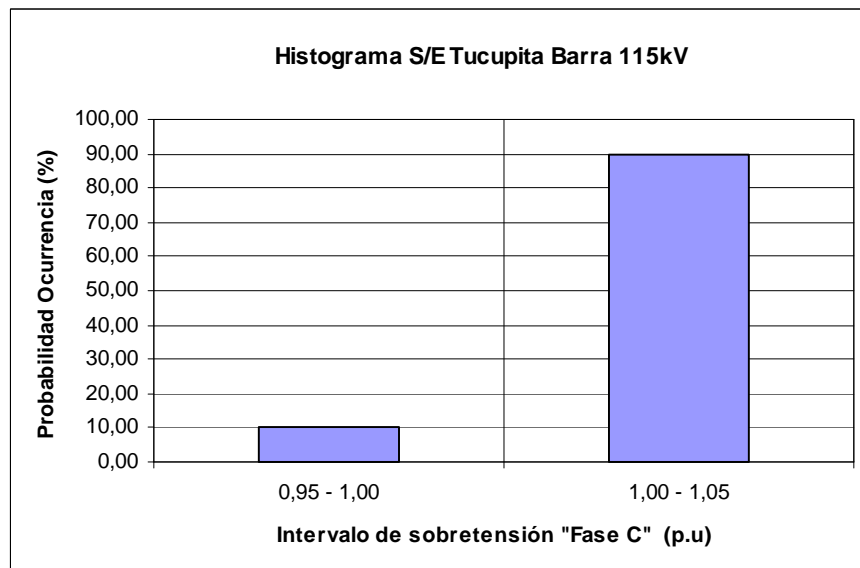


### A.25.2 Formas de onda de tensión fase-tierra en barra 115kV S/E Tucupita y corriente inrush : Energización de transformadores (CASO 3.1 – 3.3)



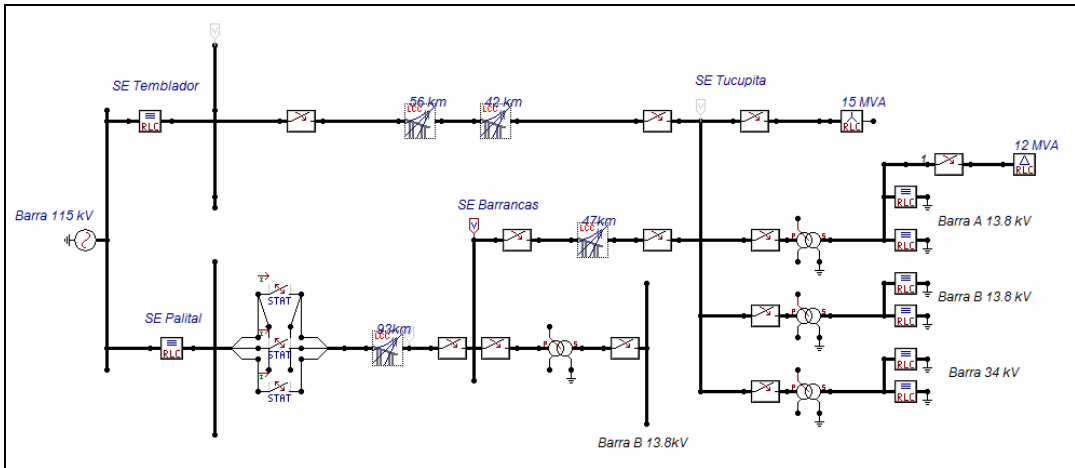


**A.25.3 Distribución estadística de probabilidad de ocurrencia de sobretensiones para energización de transformadores (CASO 3.1)**

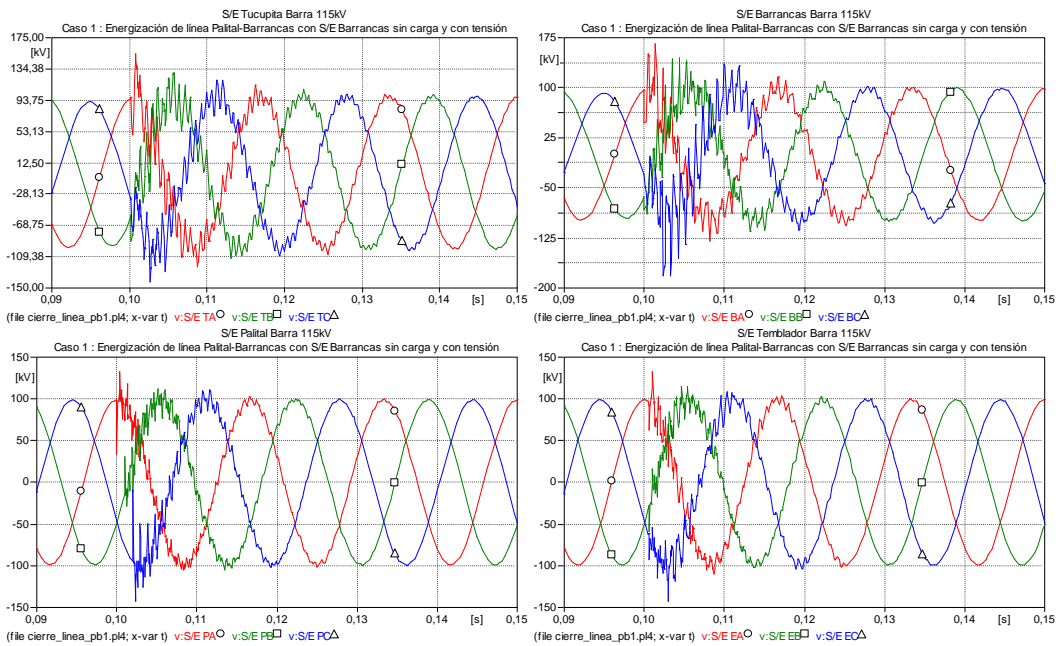


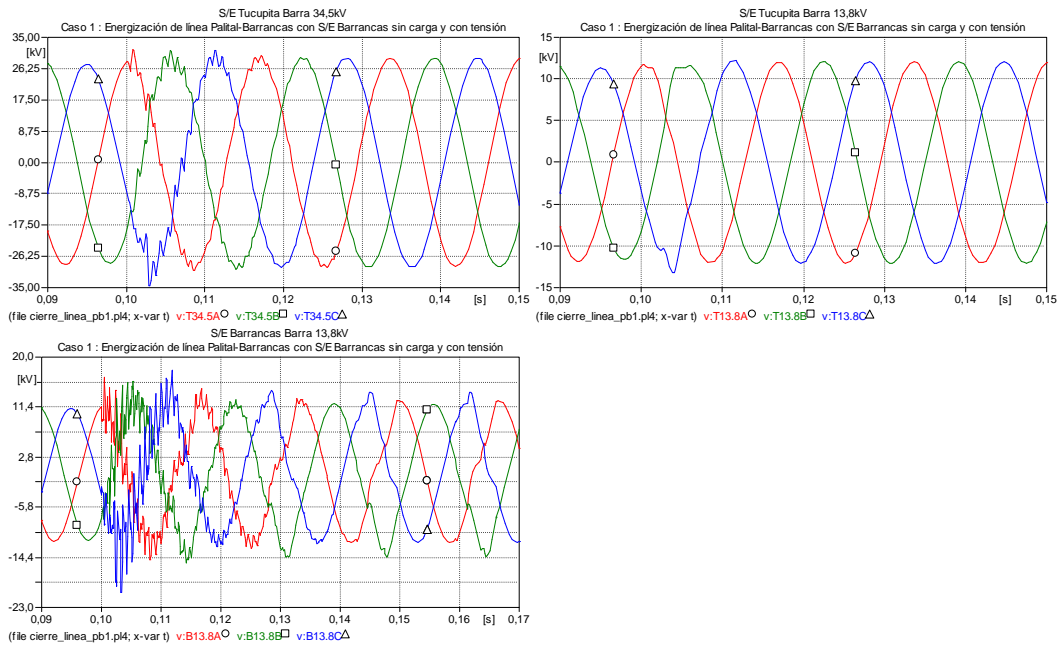
## ANEXO [26]

### A.26.1 Modelo circuital implementado en el programa ATP para estudio de sobretensiones por maniobra: Energización de líneas de transmisión (CASO 1)

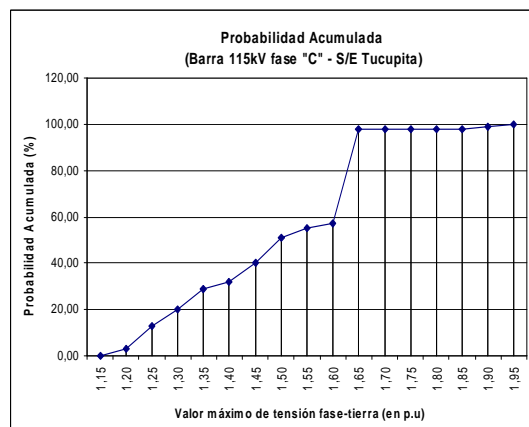
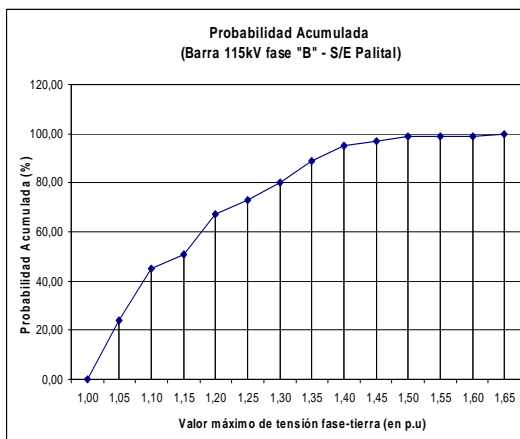


### A.26.2 Formas de onda de tensión fase-tierra en barras de las S/E: Energización de líneas de transmisión (CASO 1)

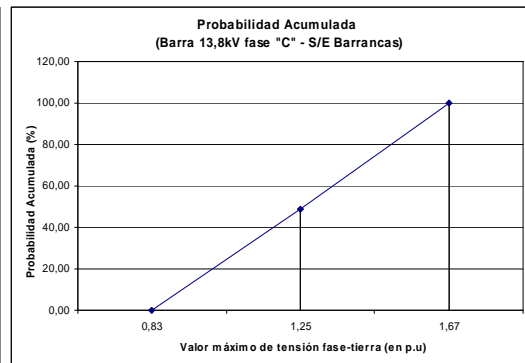
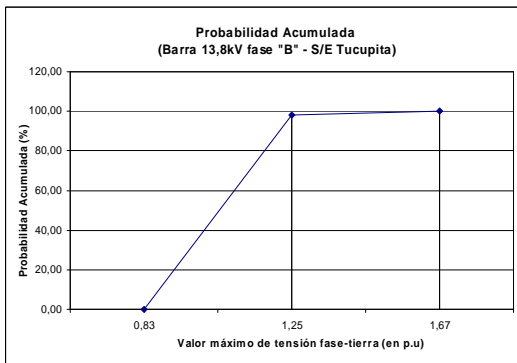
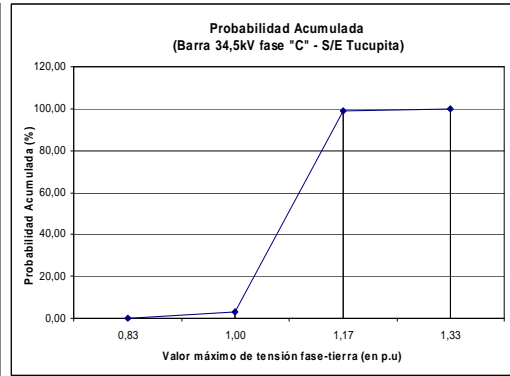
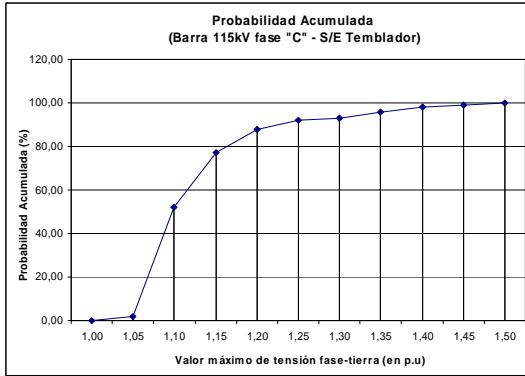




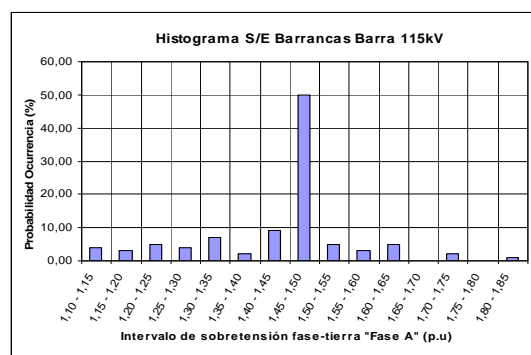
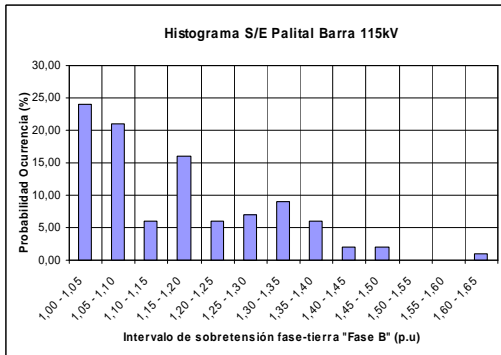
### A.26.3 Distribución estadística de probabilidad de ocurrencia de sobretensiones para energización de líneas de transmisión (CASO 1)

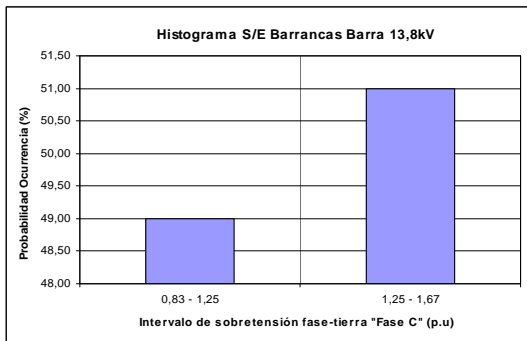
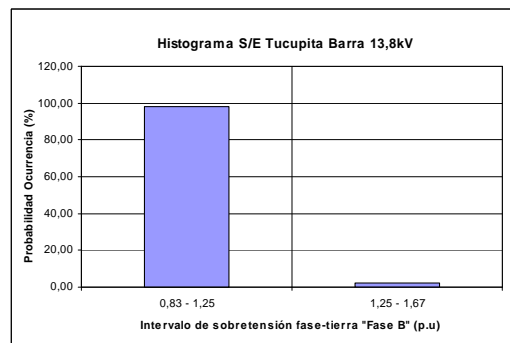
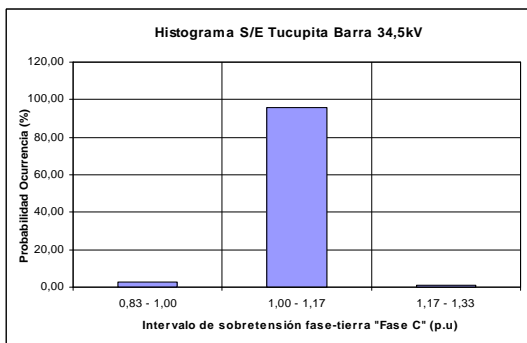
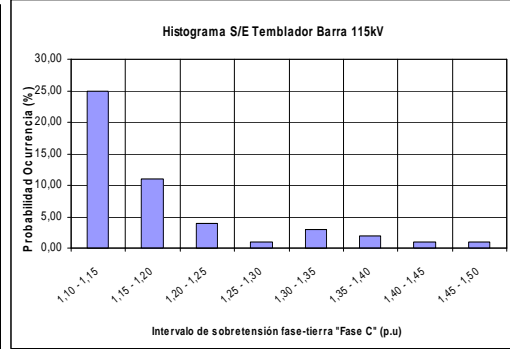
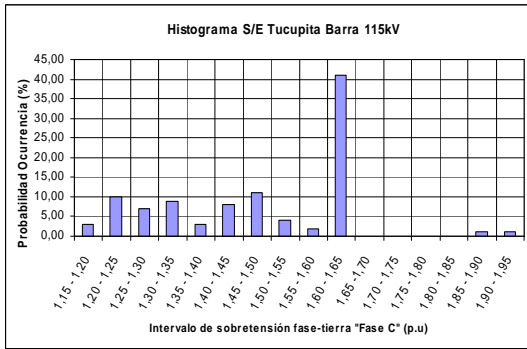






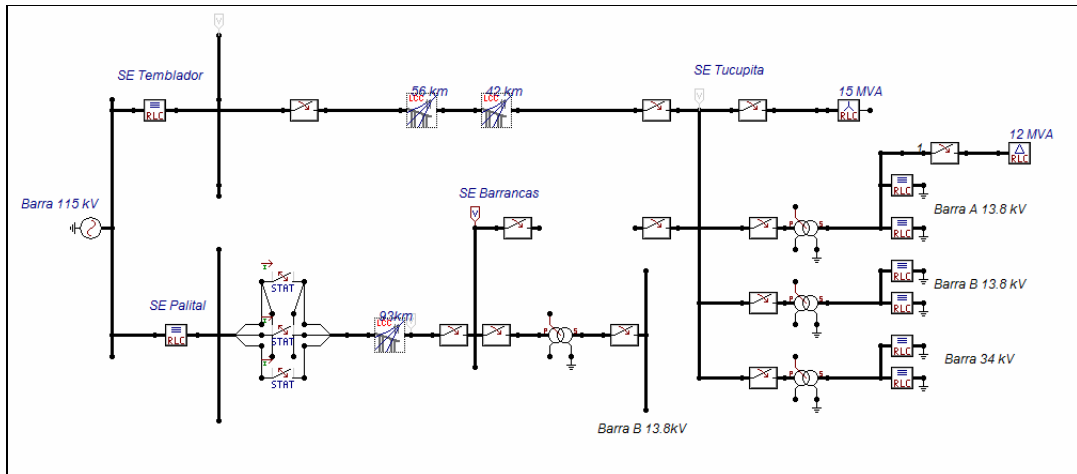
### A.26.3 Distribución estadística de probabilidad de ocurrencia de sobretensiones para energización de líneas de transmisión (CASO 1)



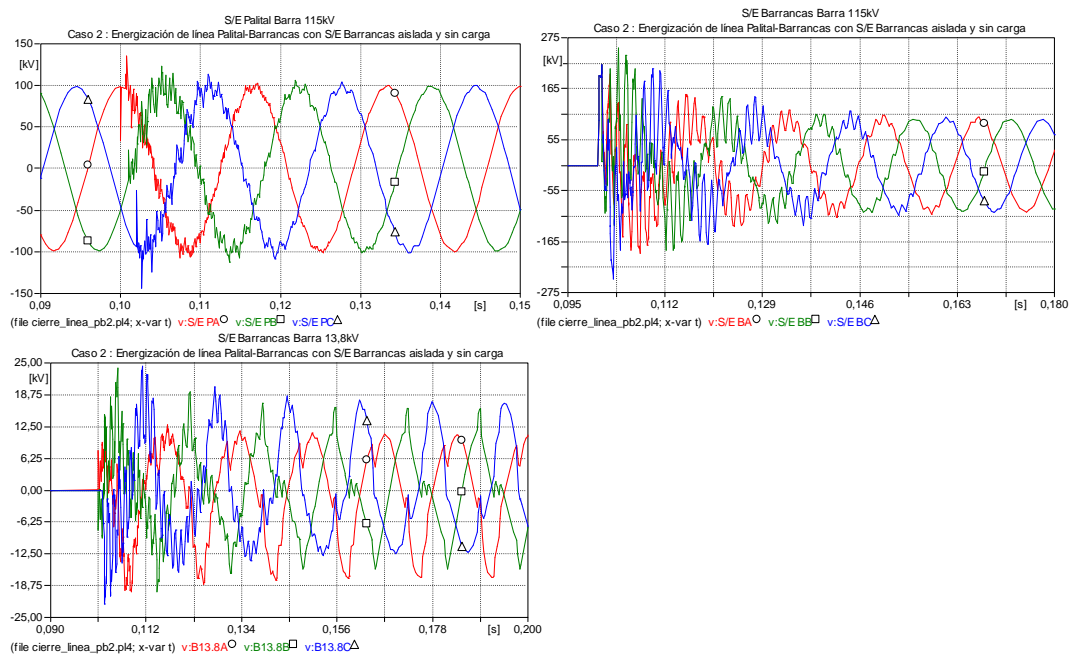


## ANEXO [27]

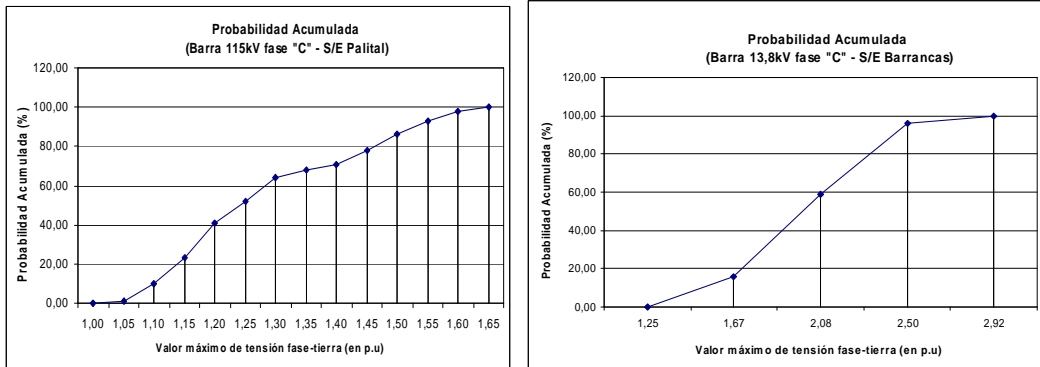
### A.27.1 Modelo circuital implementado en el programa ATP para estudio de sobretensiones por maniobra: Energización de líneas de transmisión (CASO 2)



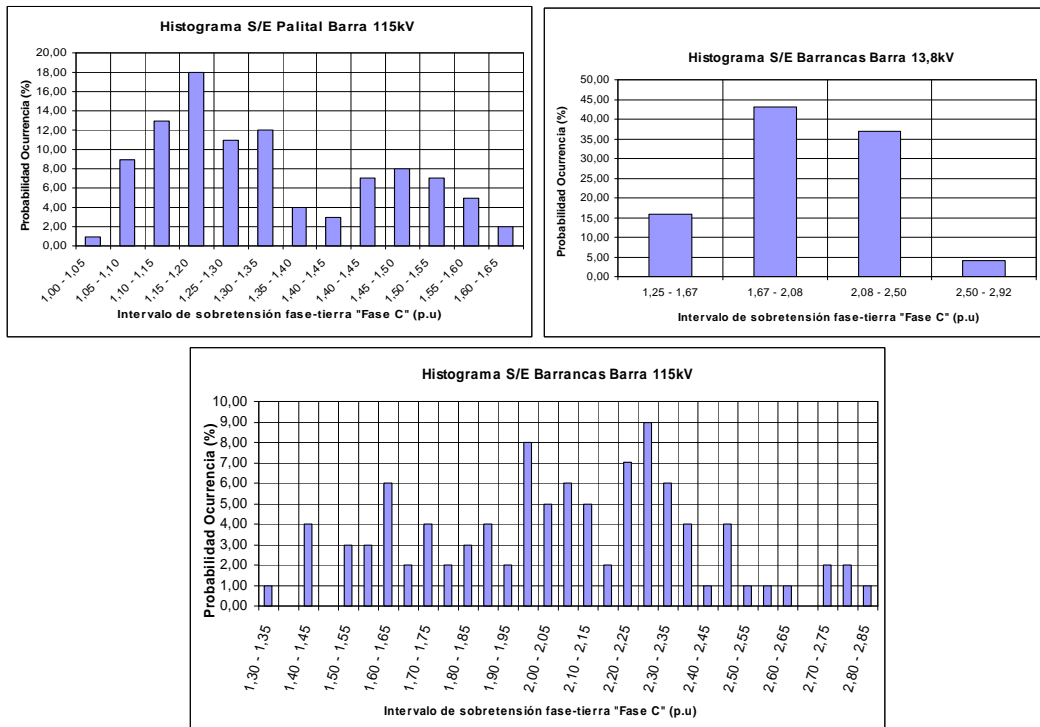
### A.27.2 Formas de onda de tensión fase-tierra en barras de las S/E: Energización de líneas de transmisión (CASO 2)



**A.27.3 Distribución estadística de probabilidad de ocurrencia de sobretensiones para energización de líneas de transmisión (CASO 2)**

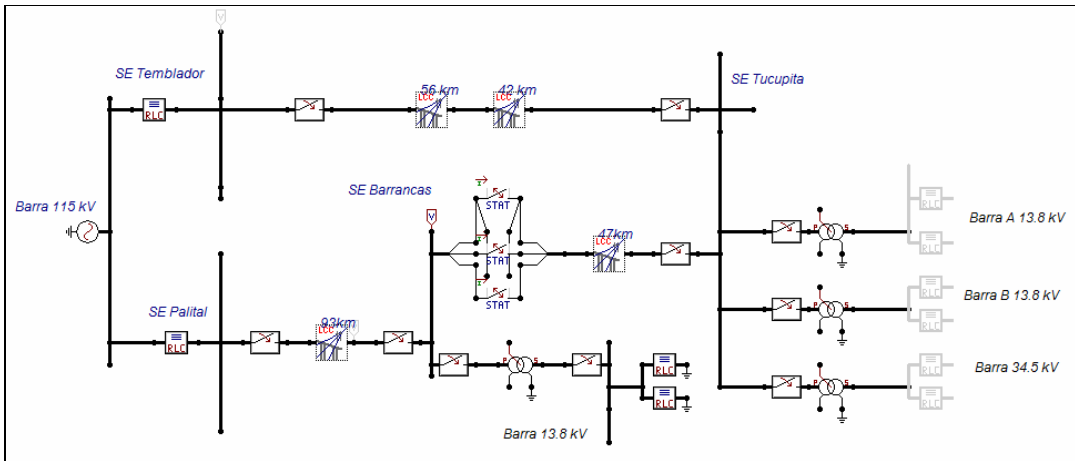


**A.27.3 Distribución estadística de probabilidad de ocurrencia de sobretensiones para energización de líneas de transmisión (CASO 2)**

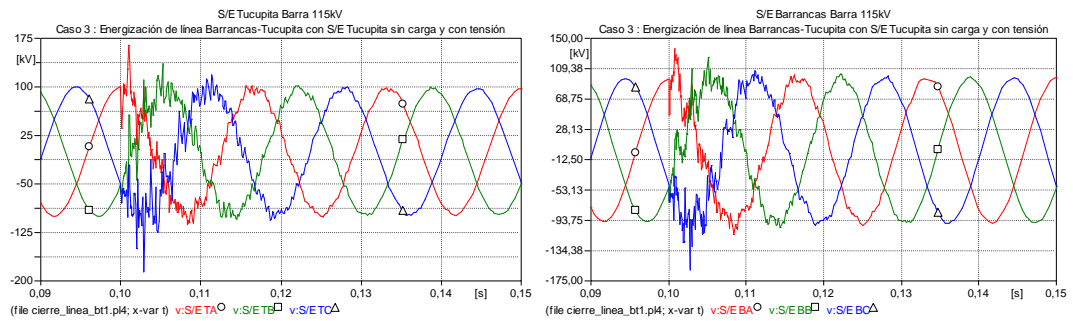


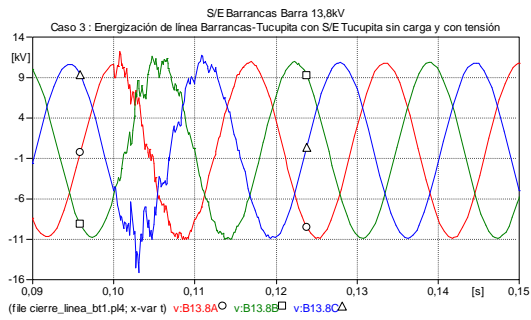
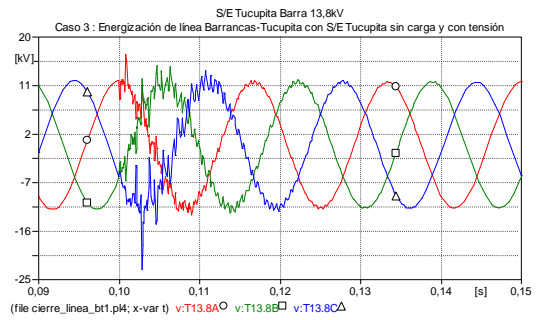
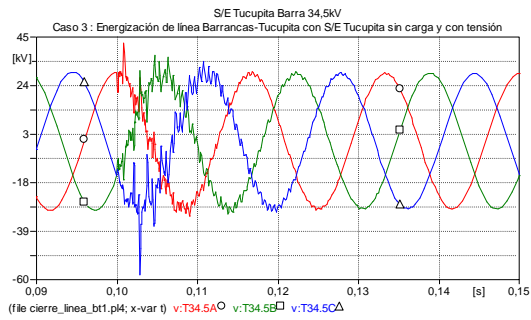
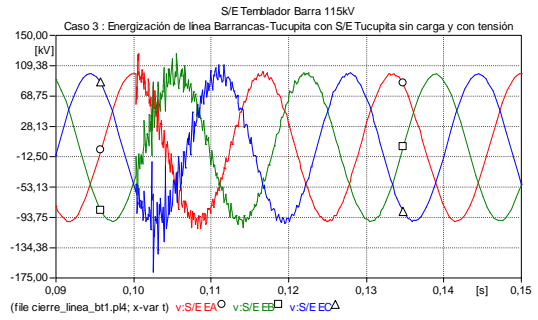
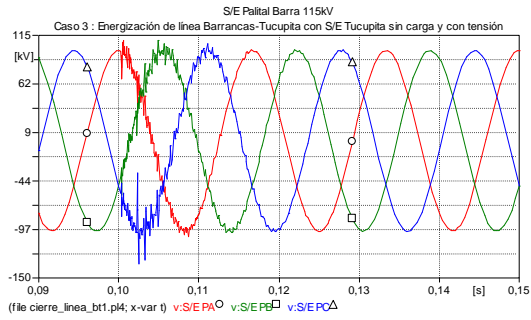
## ANEXO [28]

### A.28.1 Modelo circuital implementado en el programa ATP para estudio de sobretensiones por maniobra: Energización de líneas de transmisión (CASO 3)

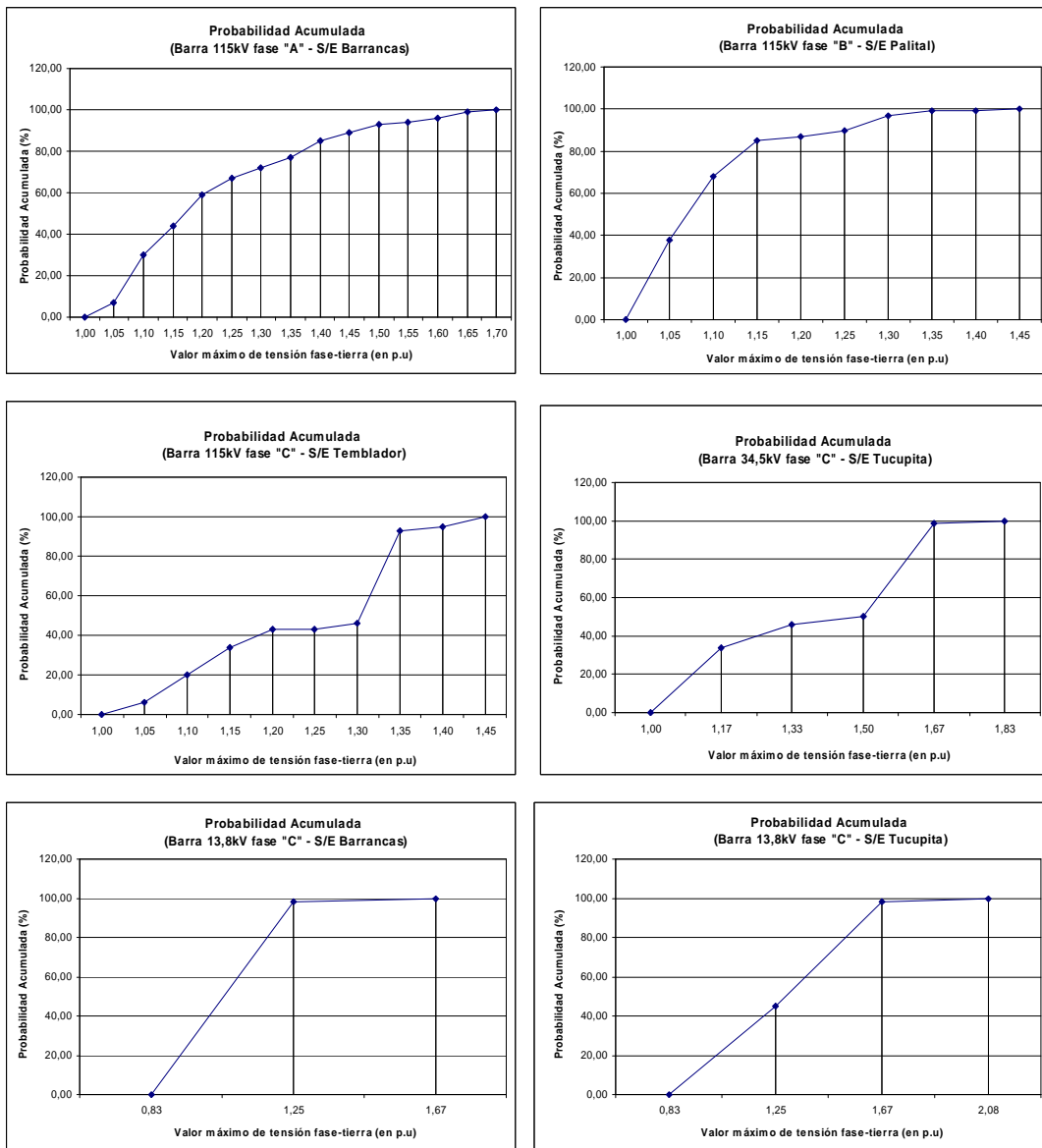


### A.28.2 Formas de onda de tensión fase-tierra en barras de las S/E: Energización de líneas de transmisión (CASO 3)

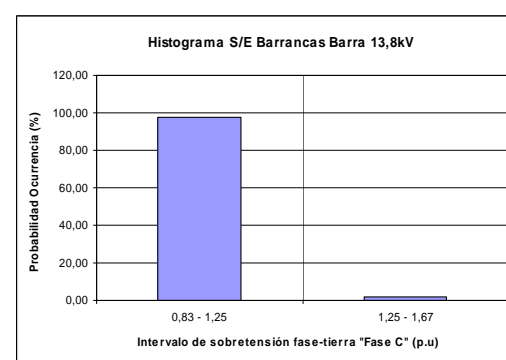
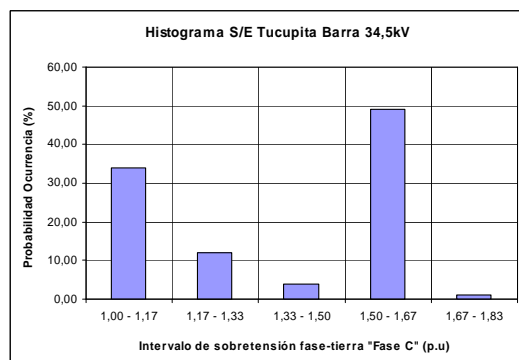
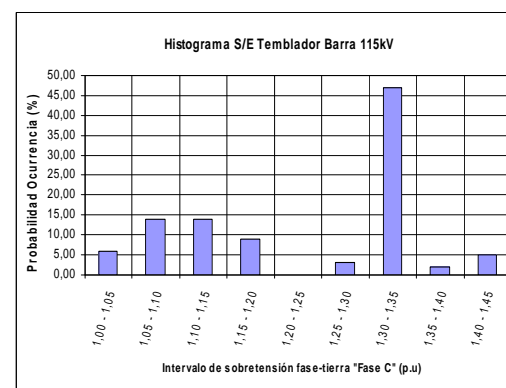
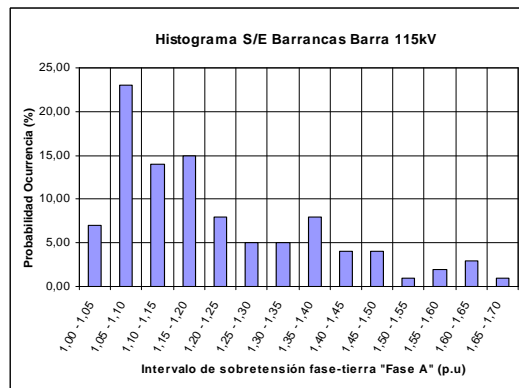
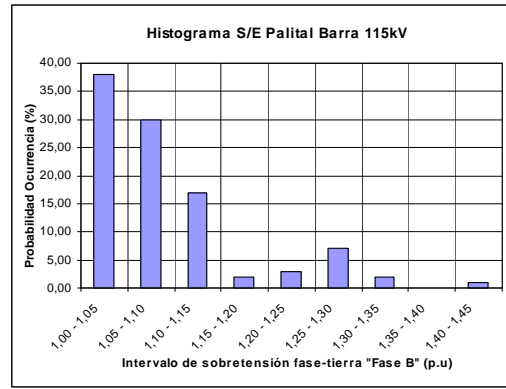
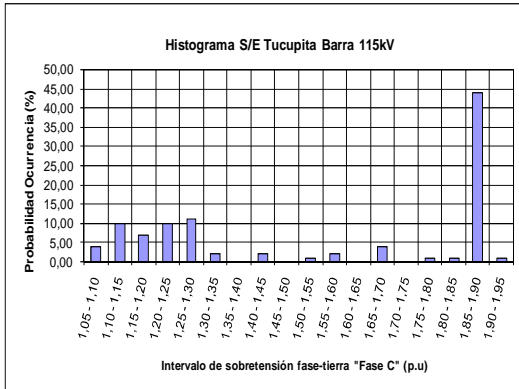




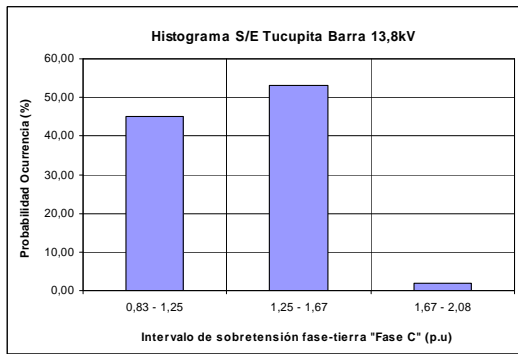
A.28.3 Distribución estadística de probabilidad de ocurrencia de sobretensiones para energización de líneas de transmisión (CASO 3)



A.28.4 Distribución estadística de probabilidad de ocurrencia de sobretensiones para energización de líneas de transmisión (CASO 3)

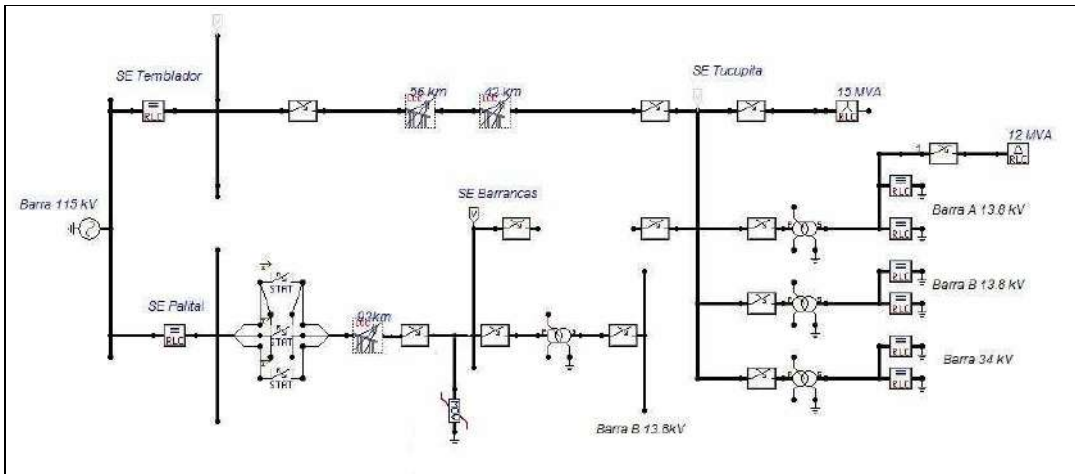




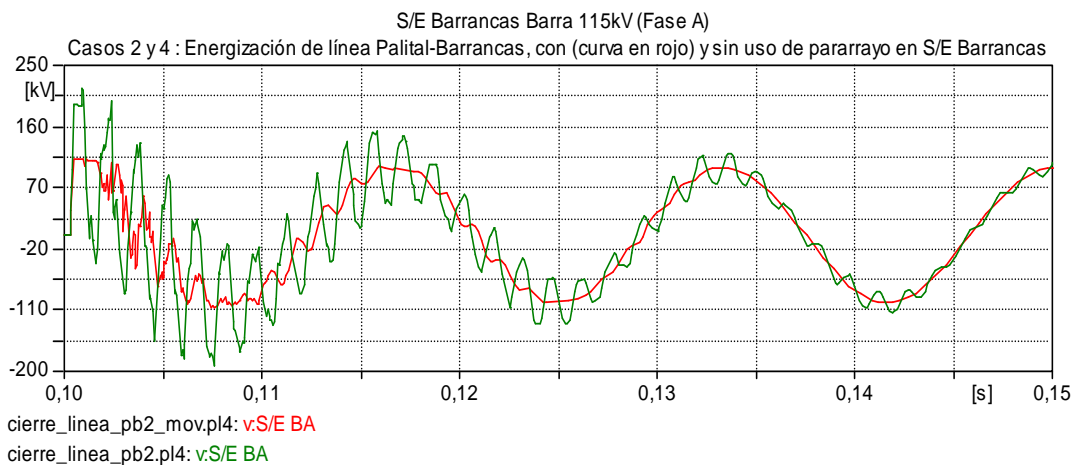


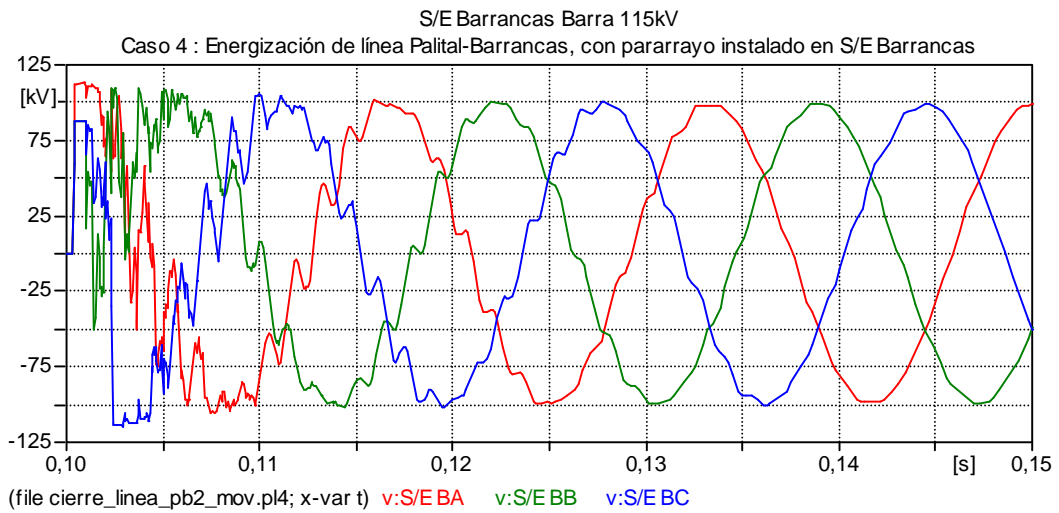
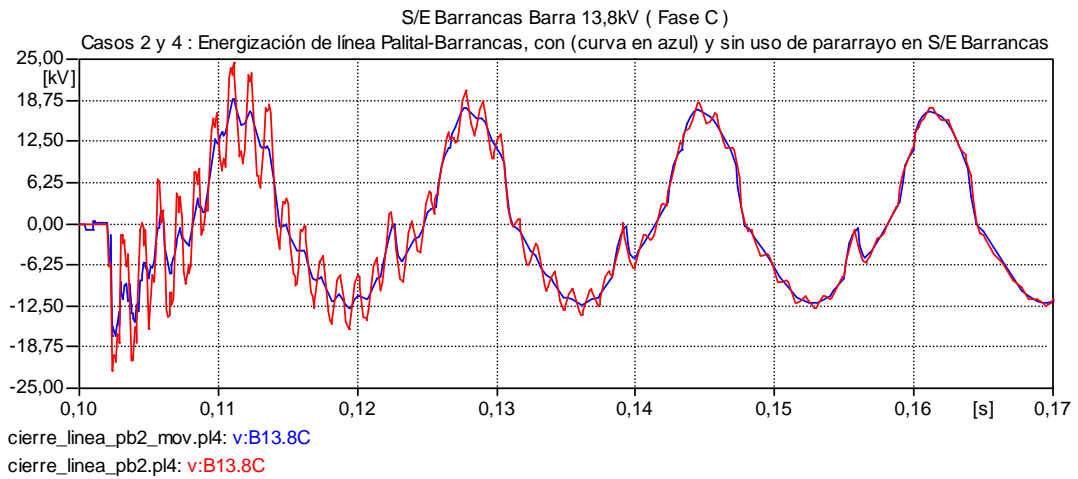
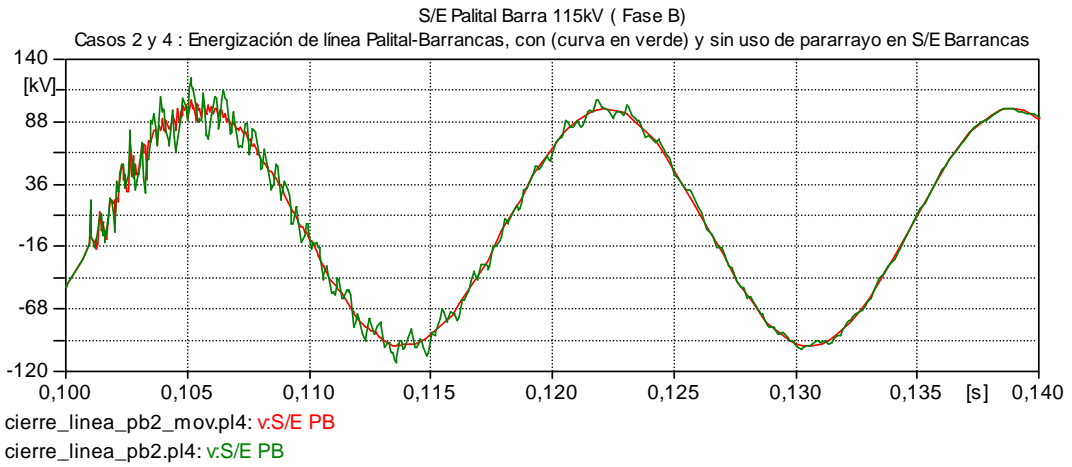
## ANEXO [29]

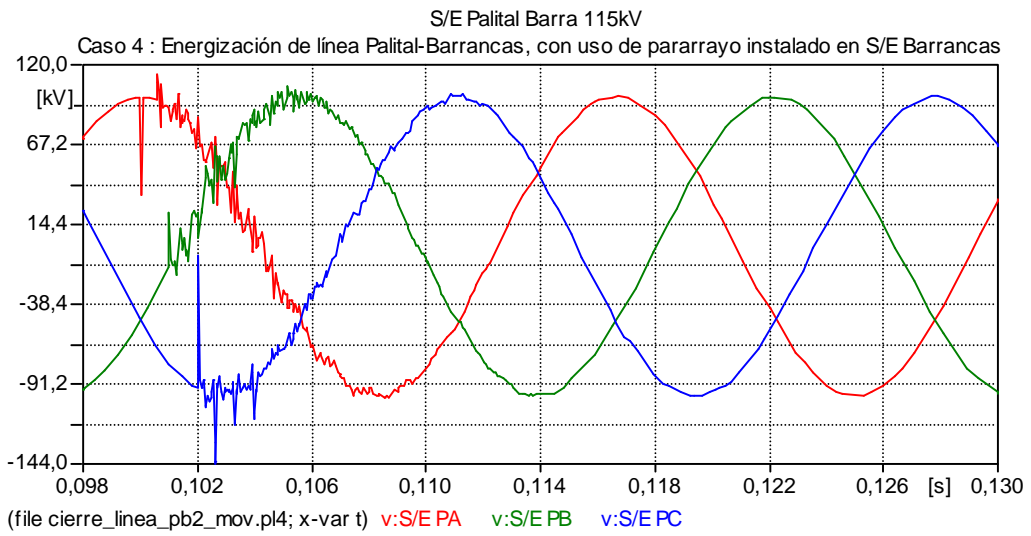
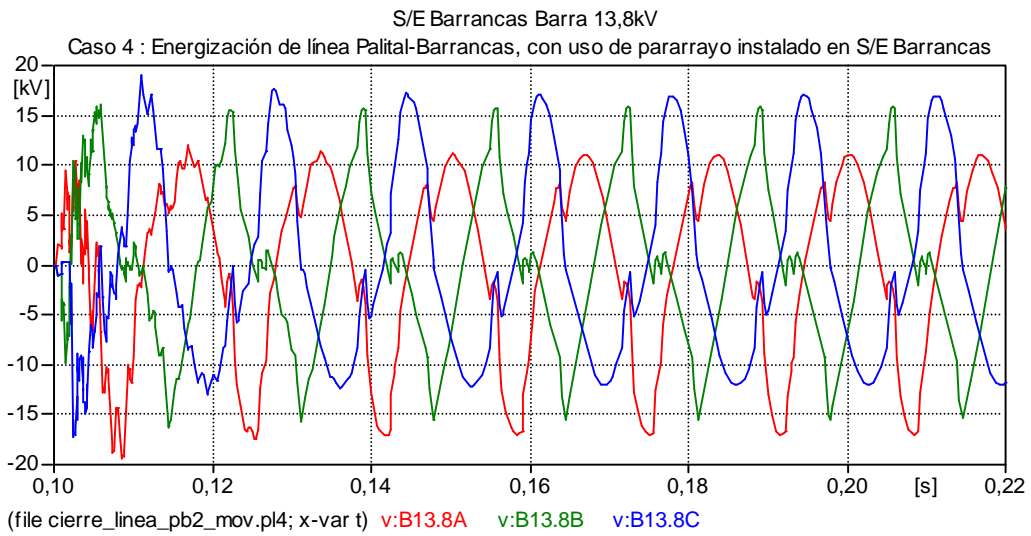
### A.29.1 Modelo circuital implementado en el programa ATP para estudio de sobretensiones por maniobra: Energización de líneas de transmisión (CASO 4)



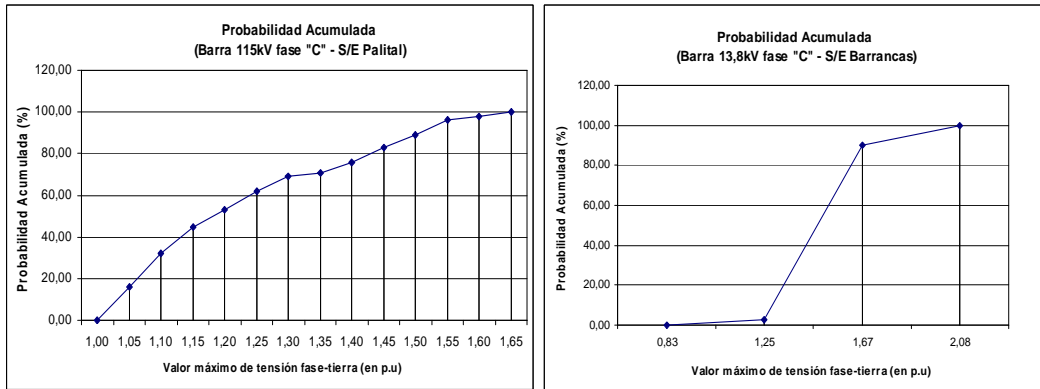
### A.29.2 Formas de onda de tensión fase-tierra en barras de las S/E: Energización de líneas de transmisión (Comparación de CASOS 2 y 4)



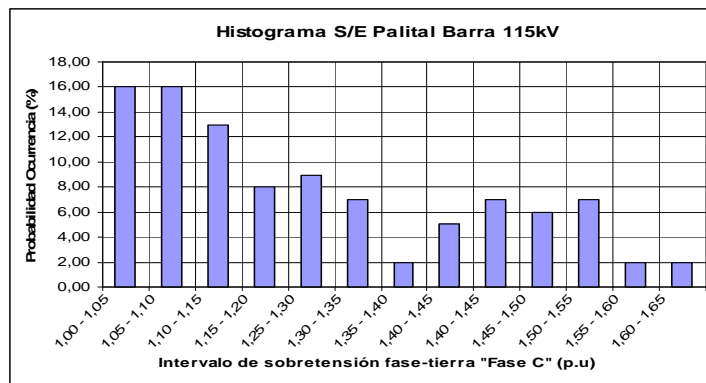
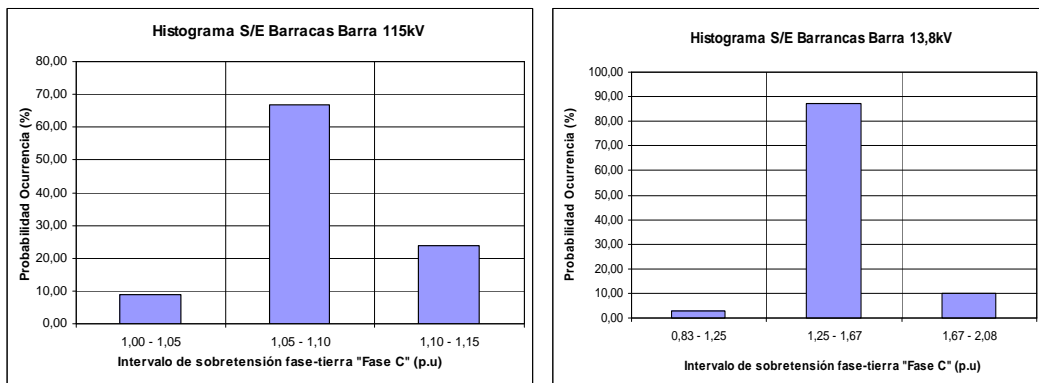




**A.29.3 Distribución estadística de probabilidad de ocurrencia de sobretensiones para energización de líneas de transmisión (CASO 4)**

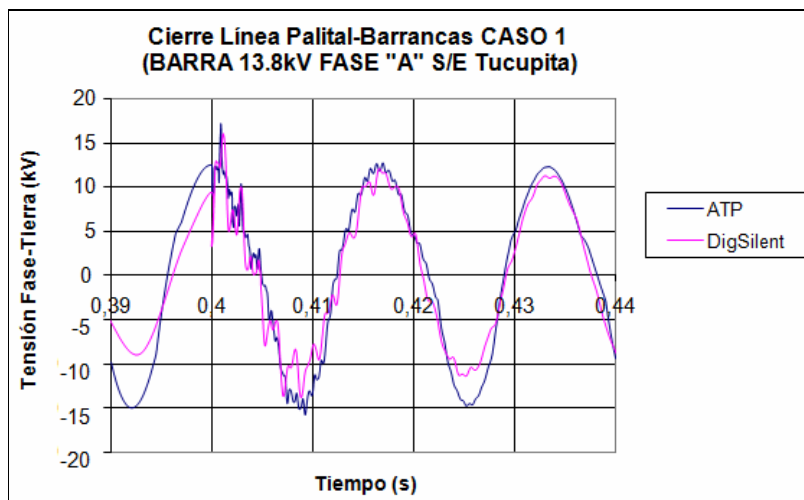
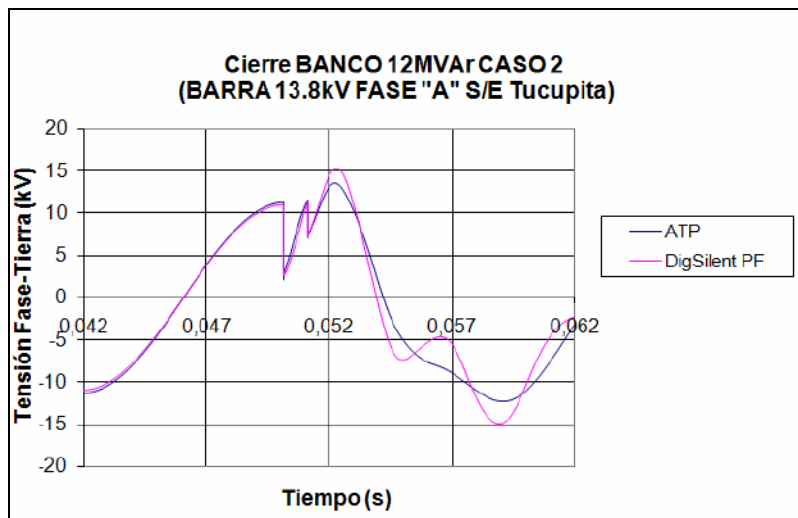


**A.29.4 Distribución estadística de probabilidad de ocurrencia de sobretensiones para energización de líneas de transmisión (CASO 4)**

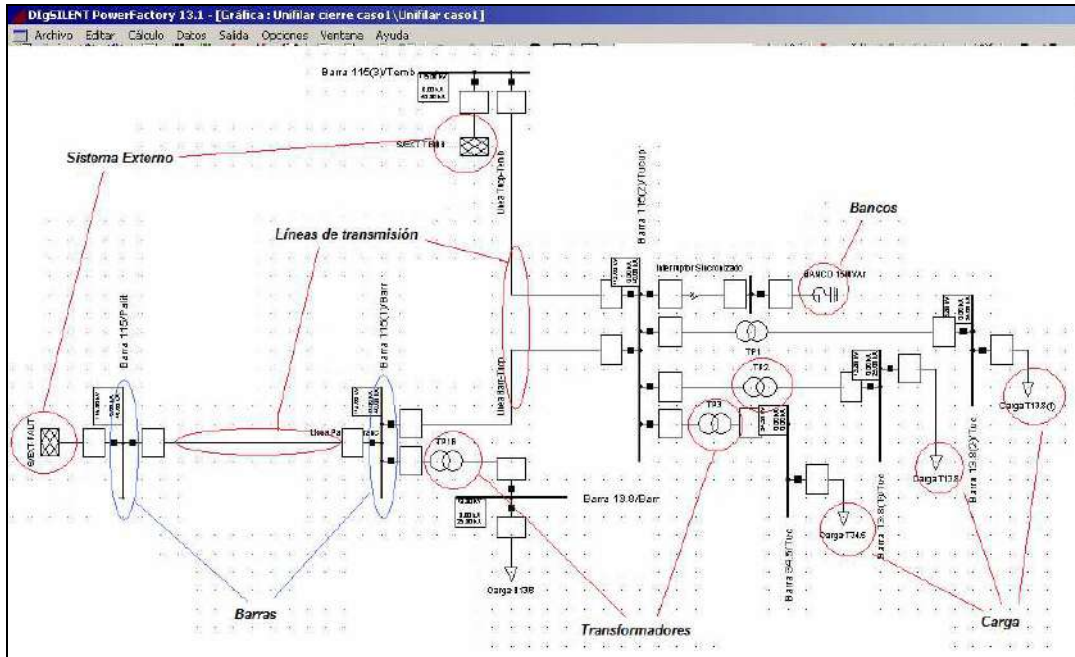


## ANEXO [30]

A.30.1 Comparación de formas de onda obtenidas durante la simulación transitoria en programas ATP y DIgSILENT Power Factory para el estudio de sobretensiones por maniobra



A.30.2 Diagrama unifilar creado mediante el programa DlgSILENT Power Factory para el estudio de sobretensiones por maniobra

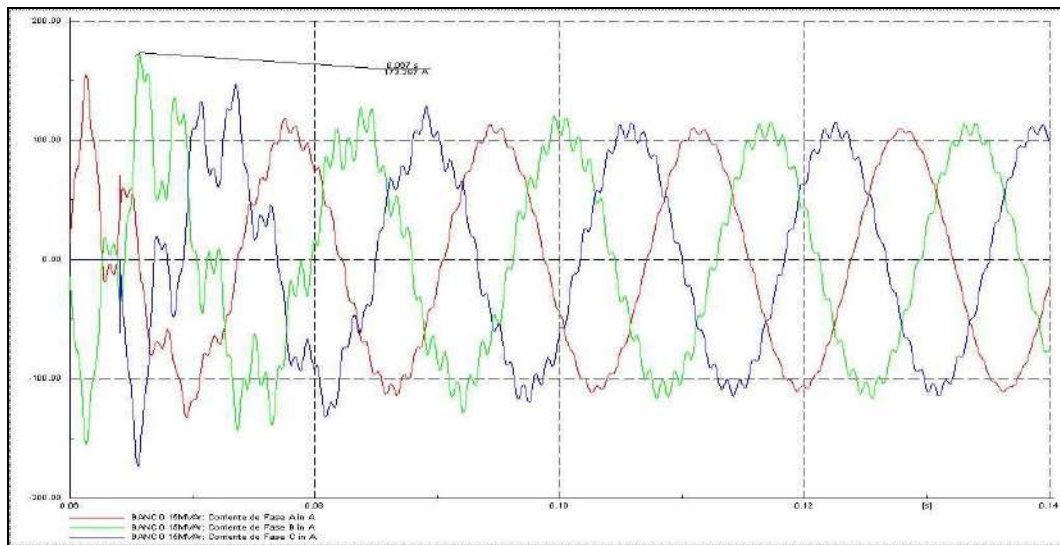


A.30.3 Visualización en tiempo real de los eventos de simulación durante la simulación mediante el módulo EMT del programa DlgSILENT Power Factory para el estudio de sobretensiones por maniobra (Caso N°1. Cierre sincronizado del banco de 15MVar)

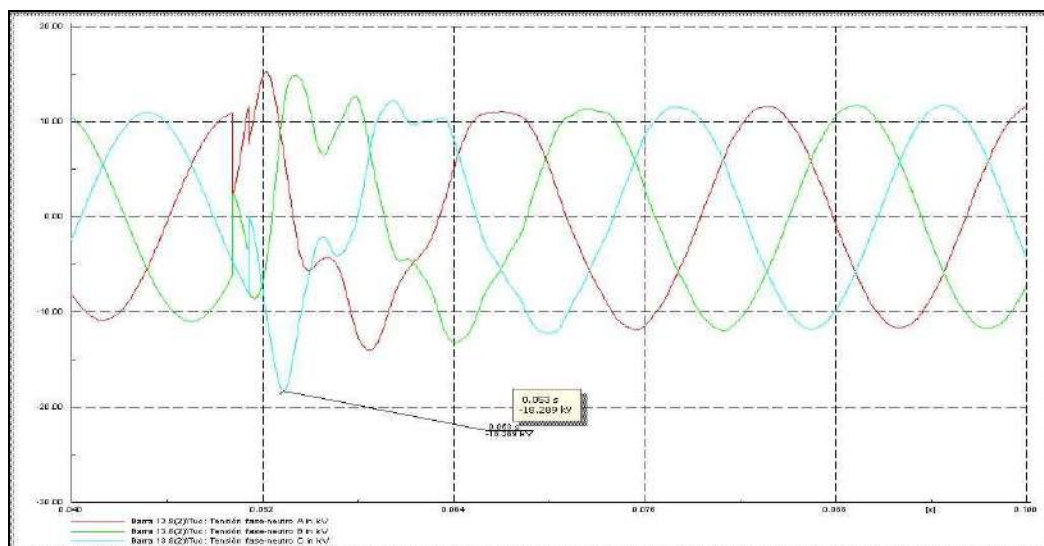
```

DlgSI/infó - Calcule flujo de carga
DlgSI/infó - Detección de flujo de carga: 1
DlgSI/infó - Detección de flujo de carga: 2
DlgSI/infó - Detección de flujo de carga: 3
DlgSI/infó -----
DlgSI/infó - Flujo de carga converge en 3 iteraciones.
DlgSI/infó - Elemento 'Unifilar cierre caso1\EXT PALIT.Ela\Net' es referencia local en área separada 'Unifilar cierre caso1\Barra 115\Palit.StaBar'
DlgSI/warn - 1 área(s) no tienen alimentación
DlgSI/infó - Elemento 'Unifilar cierre caso1\EXT PALIT.Ela\Net' es referencia en 60.0 Hz-system
DlgSI/infó (t=000:000 ms) - Condiciones iniciales calculadas!
DlgSI/ycl (t=061:132 ms) -----
DlgSI/ycl (t=061:132 ms) - 'Unifilar cierre caso1\Barra 115(2)\Cub 0.6(3)\S0.6.1.StaSwitch':
DlgSI/ycl (t=061:132 ms) - Acción del Interruptor: 'Cerrar' - 'Fase a,Fase b'.
DlgSI/infó (t=061:132 ms) - Elemento 'Unifilar cierre caso1\EXT PALIT.Ela\Net' es referencia local en área separada 'Unifilar cierre caso1\Barra 115\Palit.StaBar'
DlgSI/infó (t=061:132 ms) - Elemento 'Unifilar cierre caso1\EXT PALIT.Ela\Net' es referencia en 60.0 Hz-system
DlgSI/ycl (t=065:500 ms) -----
DlgSI/ycl (t=065:500 ms) - 'Unifilar cierre caso1\Barra 115(2)\Cub 0.6(3)\S0.6.1.StaSwitch':
DlgSI/ycl (t=065:500 ms) - Acción del Interruptor: 'Cerrar' - 'Fase c'.
DlgSI/infó (t=065:500 ms) - Elemento 'Unifilar cierre caso1\EXT PALIT.Ela\Net' es referencia local en área separada 'Unifilar cierre caso1\Barra 115\Palit.StaBar'
DlgSI/infó (t=065:500 ms) - Elemento 'Unifilar cierre caso1\EXT PALIT.Ela\Net' es referencia en 60.0 Hz-system
    
```

A.30.4 Formas de onda obtenidas luego de la simulación mediante la herramienta “Panel de instrumentos virtuales (VI)” en el módulo EMT del programa DIgSILENT Power Factory para el estudio de sobretensiones por maniobra.



**Figura 2 . Corriente de energización por el banco de 15MVar. Cierre sincronizado del banco de 15MVar, sin compensación de 12MVar. Caso 1**



**Figura 3 . Tensiones fase-tierra (kV) en barra de 13,8kV S/E Tucupita. Cierre del banco de 12MVar, sin compensación de 15MVar. Caso 2**



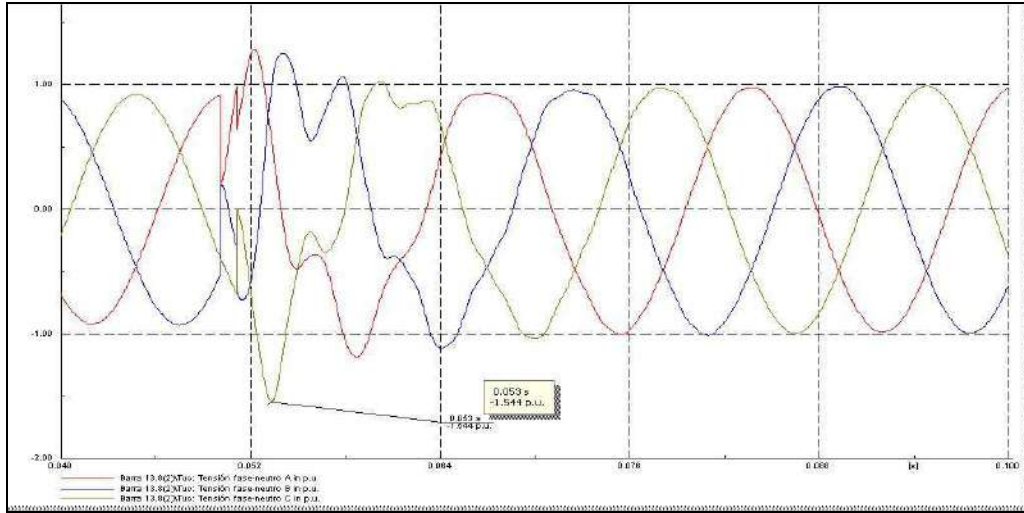


Figura 4 . Tensiones fase-tierra (en p.u ) en barra de 13,8kV S/E Tucupita. Cierre del banco de 12MVAr, sin compensación de 15MVAr. Caso 2

A.30.5 Documentación de datos de la red de estudio creada y presentación de resultados sobre diferentes elementos del sistema mediante el módulo EMT del programa DIgSILENT Power Factory para el estudio de sobretensiones por maniobra.

Red: Unifilar cierre caso3		Escenario del Sistema: Unifilar cierre caso3				Caso de estudio: caso 3 cierre banco2			
Equipo: Subestaciones						Anexo: / 1			
Nombre	Nombre Corto	No. de Fases	Barra	Tipo	Sección	Un [kV]	Itch[m]	Itpl[m]	Itk[kA]
Barra 115		3	Palit	BARRA 115	0	115.00	0.00	40.00	
Barra 115(1)		3	Barr	BARRA 115	0	115.00	0.00	40.00	
Barra 115(2)		3	Tucup	BARRA 115	0	115.00	0.00	40.00	
Barra 115(3)		3	Temb	BARRA 115	0	115.00	0.00	40.00	
Barra 13.8		3	Barr	BARRA 13.8	0	13.80	0.00	25.00	
Barra 13.8(1)		3	TUC	BARRA 13.8	0	13.80	0.00	25.00	
Barra 13.8(2)		3	Tuc	BARRA 13.8	0	13.80	0.00	25.00	
Barra 34.5		3	Tuc	BARRA 34.5	0	34.50	0.00	0.00	

Red: Unifilar cierre caso3		Escenario del Sistema: Unifilar cierre caso3				Caso de Estudio: caso 3 cierre banco2					
Equipo: Líneas						Anexo: / 2					
Nombre	Desde Barra	A Barra	Tipo	Sección	No.	R [ohm/km]	X [ohm/km]	B [us/km]	Distancia [km]	In [kA]	Factor Reducc
Línea Barr-T	Barra 115(2)/Tu...	Barra 115(1)/Barr	Tipo de Ge	2					47.343		1.00
Línea Palit-	Barra 115/palit	Barra 115(1)/Barr	Tipo de Ge	2					93.220		1.00
Línea Tucp-T	Barra 115(2)/Tu...	Barra 115(3)/Temb	TRAMO 1 Tu	1	0.00	0.3126	0.5356	3.1015	56.000	1.000	1.00
			TRAMO 2 Tu	2	0.00	0.1898	0.5153	3.2234	42.000	1.000	1.00

Red: Unifilar cierre caso3		Escenario del Sistema: Unifilar cierre caso3				Caso de Estudio: caso 3 cierre banco2			
Equipo: Cargas						Anexo: / 3			
Nombre	Barra	Fuera de servicio	Tipo	S P Q	P Q cosphi	voltaje [p.u.]	Tipo de sistema	No. de Fases	con.
Carga 113.8	Barra 13.8/Barr	NO	Lod-1	8.73 MW	4.23 Mvar	1.00	AC	3	YN
Carga 113.8	Barra 13.8(1)/Tuc	NO	Lod-1	12.03 MW	5.82 Mvar	1.00	AC	3	YN
Carga 113.8	Barra 13.8(2)/Tuc	NO	Lod-1	12.03 MW	5.82 Mvar	1.00	AC	3	YN
Carga 134.5	Barra 34.5/Tuc	NO	Lod-1	16.01 MW	7.75 Mvar	1.00	AC	3	YN

Red: Unifilar cierre caso3 Equipo: Shunts		Escenario del Sistema: Unifilar cierre caso3					Caso de Estudio: caso 3 cierre banco2 Anexo: / 4			
Nombre	Barra	Fuera de Servicio	Tipo de Shunt	Un [kv]	Grupo Vectorial	Capacitor	Reactor	Reactor Resistencia	Res.Par. [Ohm]	
BANCO 1	Barra 115(2)/Tucup	No	R-L-C	115.00	Y	1134.22 us	29015.99 HZ	1.00 ohm		
BANCO 2(1)	Terminal	No	R-L-C	13.80	D	21003.99 us	60000.00 HZ	1.00 ohm		

Red: Unifilar cierre caso3 Equipo: Terminales		Escenario del Sistema: Unifilar cierre caso3					Caso de Estudio: caso 3 cierre banco2 Anexo: / 5			
Nombre	En la Línea	Tipo	Un [kv]	Tipo de sistema	No. de Fases	Ichim [kA]	Iplim [kA]			
Terminal			13.80	AC	3					

Red: Unifilar cierre caso3 Equipo: Transformadores Bidevanados		Escenario del Sistema: Unifilar cierre caso3					Caso de Estudio: caso 3 cierre banco2 Anexo: / 6				
Nombre	Desde Barra	a Barra	Tipo	No.	Sn [MVA]	Lado HV [kv]	Lado LV [kv]	uk [%]	pcu [kw]	io [%]	volaje/tap [deg]
TP1	Barra 115(2)/T..	Barra 13.8(2)/...	TP04	30/36	1	30.000	115.00	13.80	11.79	127.87	0.107 0.60 0.0
TP1B	Barra 115(1)/B..	Barra 13.8/Barr	TP04	30/36	1	30.000	115.00	13.80	11.79	127.87	0.107 0.60 0.0
TP2	Barra 115(2)/T..	Barra 13.8(1)/...	TP05	30/36	1	30.000	115.00	13.80	11.96	128.82	0.084 0.60 0.0
TP3	Barra 115(2)/T..	Barra 34.5/Tuc	TP06	30/36	1	30.000	115.00	34.50	11.79	127.87	0.107 0.60 0.0

Red: Unifilar cierre caso3 Equipo: Redes Externas		Escenario del Sistema: Unifilar cierre caso3					Caso de Estudio: caso 3 cierre banco2 Anexo: / 7			
Nombre	Barra	Sk <sup>n</sup> [MVA]	Tipo de Barra	R/x	Z2/Z1	Z0/Z1				
S/EXT PALIT	Barra 115/palit	5892.60	SL	0.03	1.00	1.00				
S/EXT TEMB	Barra 115(3)/Temb	1588.90	SL	0.03	1.00	1.00				

cálculo de las condiciones iniciales		barras/terminales	
Desbalanceada, Trifásica (ABC)			

Red: unifilar cierre casoario del sistema: unifilar cierre caso de estudio: caso 3 cierre banco2   Anexo: / 1									
Barra	volaje nominal [kv]	volaje de Barra [p.u.] [kv]	Pot. Activa [MW]	Pot. Reactiva [ ]	Factor Pot. [-]	Corriente [A]	Carga [%]	Datos Adicionales	
Barra 115(1)	115.00	1.04 97.75 0.39 -55.42 -0.44 -41.08							
Cub_0_4/Lne	Línea Barr-Tu	A	15.45					Pv: Clod: L: 47.34 km	
		B	4.61					Pv: Clod: L: 47.34 km	
		C	3.13					Pv: Clod: L: 47.34 km	
Cub_0_0/Lne	Línea Palit-B	A	-21.11					Pv: Clod: L: 93.22 km	
		B	-8.00					Pv: Clod: L: 93.22 km	
		C	-3.00					Pv: Clod: L: 93.22 km	
Cub_0_3/tr2	TP1B	A	5.66					Tap: 9.00 Min: 1 Máx: 33	
		B	3.39						
		C	-0.13						

DIGSILENT PowerFactory 13.1.257		Proyecto	
		Fecha 26/02/2009	

Red: Unifilar cierre casoario del sistema: unifilar cierre caso de estudio: caso 3 cierre banco2   Anexo: / 1									
Nombre	Tipo	Cargab. [%]	Barra	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [Mvar]	Factor Potencia [-]	Corriente [A]	Corriente [p.u.]	
BANCO 1	shnt		Barra 115(2)/Tucup	0.113	-16.242		78.014	1.036	

DIGSILENT PowerFactory 13.1.257		Proyecto	
		Fecha 26/02/2009	

Red: Unifilar cierre casoario del sistema: unifilar cierre Caso de Estudio: caso1 cierre banco1 solonexo: / 1									
Nombre	Tipo	Cargab. [%]	Barra	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [Mvar]	Factor Potencia [-]	Corriente [A]	Corriente [p.u.]	
S/EXT TEMB	xnet		Barra 115(3)/Temb	21.478	-5.194		105.229	0.073	
BANCO 2(1)	shnt		Terminal	0.174	-13.981		547.109	1.090	