



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“MODELOS DEPENDIENTES DE LA FRECUENCIA PARA ANÁLISIS DE
ENERGIZACIÓN Y DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN LÍNEAS DE
TRASMISIÓN DE 500 KV”**

INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACION POTENCIA

Presentada por:

José Enrique Vasconcellos Paredes

Ricardo Daniel Vera Merchancano

GUAYAQUIL - ECUADOR

2011

AGRADECIMIENTO

A nuestro director, el Ing. José Layana, así como a las demás personas que han formado parte del seminario, con quienes hemos compartido esta emocionante experiencia de aprendizaje e investigación.

También debemos agradecer a todos los que han aportado en ayudarnos a cumplir con nuestra meta: amigos, profesores y autoridades de este prestigioso establecimiento educativo.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo primero a mi Padre Celestial, quien me sostuvo con su fortaleza. A mi Padre Terrenal, José E. Vasconcellos V. por ser quien me enseñó lo bonito de la electricidad y a ser una buena persona, a mi Madre por ayudarme siempre con sus consejos y, a quienes siempre me animaron a seguir, amigos, personas queridas, en especial al Ing. José Layana. A todos, mi eterna gratitud.

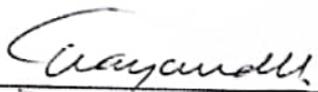
Vasconcellos Paredes José Enrique

DEDICATORIA

Dedico este trabajo primero a Dios quien me protege y cuida. A mis padres Lizandro Vera De La Cruz y Magni Merchancano Solis, por haberme brindado su apoyo, sus consejos y su amor incondicional, a mis hermanos quienes siempre me animaron a seguir adelante.

Vera Merchancano Ricardo Daniel

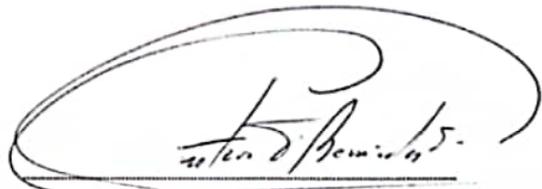
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. José Layana Chancay

PROFESOR DE LA MATERIA

DE GRADUACIÓN.



Ing. Gustavo Bermudez

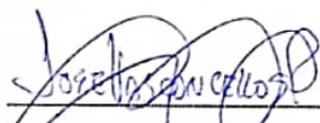
PROFESOR DELEGADO

DEL DECANO.

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de este informe de materia de graduación nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL"

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).



Vasconcellos Paredes José Enrique



Vera Merchancano Ricardo Daniel

RESUMEN

En el presente trabajo se encuentra de una forma directa la explicación de los modelos de líneas de transmisión con parámetros dependientes de la frecuencia y como se deben utilizar para determinar los equipos de protección que van a dar el cuidado a las líneas cuando se presenten fenómenos transitorios como maniobras y descargas atmosféricas en líneas de extra alta tensión.

El trabajo contiene cinco capítulos los cuales describen lo mencionado en el párrafo anterior.

El capítulo uno presenta una introducción al sistema nacional interconectado, su evolución y planificación, como ha ido progresando desde su inicio.

El capítulo dos detalla la información teórica de los transitorios, y los modelos de las líneas de transmisión, su análisis y su demostración para el mejor entendimiento.

El capítulo tres detalla la propuesta de trabajo y las aplicaciones a las que puede ser sometido cada uno de estos modelos y así saber cuál es el más conveniente de usar según la problemática que se quiera resolver.

El capítulo cuatro presenta la información necesaria para poder desarrollar la propuesta de trabajo.

INDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO	II
DEDICATORIA.....	III, IV
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	V
DECLARACIÓN EXPRESA	VI
RESUMEN	VII
INDICE GENERAL.....	VIII
INDICE DE FIGURAS	XII
INDICE DE TABLAS	XVI
INTRODUCCIÓN	XVIII

CAPITULO I. INFORMACION GENERAL

1.1 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO	1
1.1.1 EVOLUCIÓN Y SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE GENERACIÓN	2
1.1.2 SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	5
1.1.3 SITUACION ACTUAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	8
1.1.4 EVOLUCION Y SITUACION ACTUAL DE LA DEMANDA	9
1.2 EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO ECUATORIANO	11
1.2.1 PLAN DE EXPANSION DE GENERACION	11
1.2.2 PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN.....	14
1.2.2.1 Proyectos contemplados en el plan de expansión de transmisión.....	15
1.2.2.2 Sistema de transmisión a nivel de 500 kV	16
1.2.2.3 Características del sistema de transmisión a nivel de 500 KV	17
1.3 BENEFICIOS DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	19
1.4 OBJETIVO GENERAL	20
1.5 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	20

CAPITULO II. MARCO TEÓRICO

2.1 LOS TRANSITORIOS DE TENSIÓN Y LOS SOBREVOLTAJES	21
2.1.1 LOS TRANSITORIOS Y SU ORIGEN	21
2.1.2 LOS SOBREVOLTAJES TRANSITORIOS	22
2.1.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS SOBREVOLTAJES TRANSITORIOS	24
2.1.4 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	24
2.1.5 SOBREVOLTAJES PRODUCIDOS POR UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA ...	27
2.1.5.1 Mecanismos de sobrevoltajes por descargas atmosféricas	28
2.1.5.2 Mecanismo de tensión inducida	28
2.1.5.3 Mecanismo de falla del efecto Faraday	29
2.1.5.4 Mecanismo de interrupción inversa	31
2.1.6 SOBREVOLTAJE DE MANIOBRA	34
2.2 MODELOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	36
2.3 MODELOS ANALIZADOS	38
2.3.1 MODELO DE BERGERON [8]	38
2.3.1.1 Introducción	38
2.3.1.2 Desarrollo	38
2.3.1.3 Resultado	41
2.3.1.4 Conclusión	42
2.3.2 MODELO DE J. MARTÍ [9]	42
2.3.2.1 Introducción	42
2.3.2.2 Desarrollo	43
2.3.2.3 Resultado	50
2.3.2.4 Conclusión	51

CAPITULO III. PROPUESTA

3.1 INTRODUCCIÓN A LA PROPUESTA	52
3.2 TIPOS DE SOBRETENSIONES	53
3.3 APORTE DEL TRABAJO	58
3.4 CASOS PARA ANALIZAR	59
3.5 MODELOS A UTILIZAR	61

3.6 HERRAMIENTAS A UTILIZAR [10]	64
--	----

CAPITULO IV. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

4.1 DATOS DE CONDUCTOR Y TORRE	69
4.2 DATOS PARA LA SIMULACIÓN	72
4.2.1 FUENTE EQUIVALENTE.	72
4.2.2 TRANSFORMADOR SATURABLE TRIFÁSICO	75
4.2.3 INTERRUPTORES ESTADÍSTICOS.....	76
4.2.4 REACTORES.....	77
4.2.5 PARARRAYOS	78
4.2.6 DESCARGA ATMOSFÉRICA.....	78
4.3 PROCEDIMIENTO EN EL ATP	78
4.3.1 FUENTE EQUIVALENTE.	78
4.3.2 TRANSFORMADOR SATURABLE.	79
4.3.3 INTERRUPTORES ESTADÍSTICOS.....	80
4.3.4 LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	81
4.3.5 REACTORES.....	84
4.3.6 PARARRAYOS	84
4.3.7 DESCARGA ATMOSFÉRICA.....	86

CAPITULO V. ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 MANIOBRAS DE ENERGIZACIÓN	88
5.2 TRANSITORIOS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	88
5.3 ENERGIZACIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 500 KV	89
5.3.1. ENERGIZACIÓN EN VACÍO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN TADAY – LAS LOJAS DESDE TADAY	91
5.3.1.1. Modelo Bergeron.....	91
5.3.1.2 Modelo J. Martí.	97
5.3.2 ENERGIZACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN TADAY – LAS LOJAS DESDE LAS LOJAS	103
5.3.2.1 Modelo Bergeron.....	103
5.3.2.2 Modelo J. Martí.	108

5.4 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN TADAY – LAS LOJAS	113
5.4.1 DESCARGA ATMOSFÉRICA EN UNA DE LAS FASES DE UNA LÍNEA DE 500 KV CON UN EXTREMO EN VACÍO.....	114
5.4.2 DESCARGA ATMOSFÉRICA EN EL HILO DE GUARDA DE UNA LÍNEA DE 500 KV.....	121

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Composición del parque generador ecuatoriano 1997 y 2008 [1] y [2].	3
Figura 1.2 Comportamiento de la demanda a nivel de barras de subestación [3]	10
Figura 2.1 Esquema de los acoplamientos electrostáticos que permite el impacto del Rayo de polaridad negativa en una estructura.	26
Figura 2.10 Funciones de ponderación obtenidas con el circuito de la Figura 2.9	47
Figura 2.11 Circuito equivalente del modelo de J. Martí	47
Figura 2.12 Síntesis de la impedancia característica o equivalente.	48
Figura 2.2 Oscilograma de una corriente de rayo de polaridad negativa.	27
Figura 2.3 Onda de impulso de tensión normalizada IEC: 60-2, tipo Rayo 1.2/50 μ seg.	28
Figura 2.4 Falla de una cadena de aisladores y formación de sobretensiones debido a un impacto de Rayo sobre un conductor	31
Figura 2.5 Proceso de mecanismo de interrupción inversa.	33
Figura 2.6 Circuito representativo del modelo de Bergeron	41
Figura 2.7 Funciones de ponderación usadas por Snelson en función del tiempo.	44
Figura 2.8 Circuito equivalente del modelo realizado por Dommel y Meyer en el nodo K...	44
Figura 2.9 Circuito encontrado por Meyer y Dommel para simplificar las funciones de ponderación.	45
Figura. 3.1 Ondas normalizadas para sobretensiones, (a) onda de rayo, (b) onda por maniobras.	55
Figura 4.1 Torre para líneas de 500 KV.	70
Figura 4.2. Interpretación estadística para configurar los interruptores estadísticos.	77
Figura 4.3. Requerimientos del ATP para línea corta equivalente de secuencia y fuente tipo 14 trifásica respectivamente.	79
Figura 4.4. Datos del transformador	79
Figura 4.5. Datos de los tres interruptores estadísticos A (Master), B y C (Slave) respectivamente.	80
Figura 4.6 Datos generales de la línea de transmisión Taday – Las Lojas	81
Figura 4.7. Datos de configuración de conductores en la torre	82
Figura 4.8. Configuración de los modelos de líneas en el LCC del ATP.	82
Figura 4.9. Datos de reactor por fase	84
Figura 4.10. Datos del pararrayos	85
Figura 4.11. Característica del pararrayos	85

Figura 4.12. Datos de la descarga atmosférica con su resistencia en paralelo.	86
Figura 5.1 Circuito modelado para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Taday.	91
Figura 5.2 Comportamiento del voltaje medido desde Las Lojas (circuito abierto).	92
Figura 5.3 Circuito modelado con pararrayos y sin reactores para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Taday.	92
Figura 5.4 Comportamiento del voltaje al momento de la energización del circuito sin reactores, medido desde Las Lojas (circuito abierto).	93
Figura 5.5 Circuito modelado con reactores y sin pararrayos para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Taday.	93
Figura 5.6 Comportamiento del voltaje al momento de la energización del circuito sin pararrayos, medido desde Las Lojas (circuito abierto).	94
Figura 5.7 Circuito modelado sin reactores y sin pararrayos para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Taday.	94
Figura 5.8 Comportamiento del voltaje al momento de la energización del circuito sin pararrayos y sin reactores, medido desde Las Lojas (circuito abierto).	95
Figura 5.9 Circuito modelado para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Taday.	98
Figura 5.10 Comportamiento del voltaje medido desde Las Lojas (circuito abierto).	98
Figura 5.11 Circuito modelado con pararrayos y sin reactores para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Taday.	99
Figura 5.12 Comportamiento del voltaje al momento de la energización del circuito sin reactores, medido desde Las Lojas (circuito abierto).	99
Figura 5.13 Circuito modelado con reactores y sin pararrayos para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Taday.	100
Figura 5.14 Comportamiento del voltaje al momento de la energización del circuito sin pararrayos, medido desde Las Lojas (circuito abierto).	100
Figura 5.15 Circuito modelado sin reactores y sin pararrayos para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Taday.	101
Figura 5.16 Comportamiento del voltaje al momento de la energización del circuito sin pararrayos y sin reactores, medido desde Las Lojas (circuito abierto).	101
Figura 5.17 Circuito modelado para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Las Lojas.	103
Figura 5.18 Comportamiento del voltaje medido desde Taday (circuito abierto).	104

Figura 5.19 Circuito modelado con pararrayos y sin reactores para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Las Lojas.....	104
Figura 5.20 Comportamiento del voltaje al momento de la energización del circuito sin reactores, medido desde Taday (circuito abierto).....	105
Figura 5.21 Circuito modelado con reactores y sin pararrayos para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Las Lojas.....	105
Figura 5.22 Comportamiento del voltaje al momento de la energización del circuito sin pararrayos, medido desde Taday (circuito abierto).	106
Figura 5.23 Circuito modelado sin reactores y sin pararrayos para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Las Lojas.....	106
Figura 5.24 Comportamiento del voltaje al momento de la energización del circuito sin pararrayos y sin reactores, medido desde Taday (circuito abierto).....	107
Figura 5.25 Circuito modelado para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Las Lojas.	108
Figura 5.26 Comportamiento del voltaje medido desde Taday (circuito abierto).	109
Figura 5.27 Circuito modelado con pararrayos y sin reactores para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Las Lojas.....	109
Figura 5.28 Comportamiento del voltaje al momento de la energización del circuito sin reactores, medido desde Taday (circuito abierto).....	110
Figura 5.29 Circuito modelado con reactores y sin pararrayos para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Las Lojas.....	110
Figura 5.30 Comportamiento del voltaje al momento de la energización del circuito sin pararrayos, medido desde Taday (circuito abierto).	111
Figura 5.31 Circuito modelado sin reactores y sin pararrayos para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Las Lojas.....	111
Figura 5.32 Comportamiento del voltaje al momento de la energización del circuito sin pararrayos y sin reactores, medido desde Taday (circuito abierto).....	112
Figura 5.33 Circuito modelado para la descarga atmosférica en la fase A en la mitad de la línea Las Lojas – Taday.	115
Figura 5.34 Disturbio atmosférico al ingreso de la fase A de la línea de transmisión.....	115
Figura 5.35 Sobretensión en la fase A producida por la descarga atmosférica, Modelo Martí	116
Figura 5.36 Sobretensión inducida a las fases sanas B y C, Modelo Martí	116
Figura 5.37 Sobretensión en la fase A producida por la descarga atmosférica, Modelo Bergeron.....	117

Figura 5.38 Sobretensión inducida a las fases sanas B y C, Modelo Bergeron.....	117
Figura 5.39 Corriente medida en el extremo abierto de la línea de transmisión, modelo Bergeron.....	118
Figura 5.40 Corriente medida en el extremo abierto de la línea de transmisión, modelo J. Martí.	118
Figura 5.41 circuito de resistencias que ve la onda de impulso	120
Figura. 5.42 Corriente de rayo de 120 Ka.....	121
Figura. 5.43 Circuito de una torre con extremo abierto.	122
Figura. 5.44 Circuito de una torre con extremo continuo.....	122
Figura 5.45 Comportamiento del voltaje al producirse el flashover, con resistencia de pie de torre de $R= 10 \Omega$, Extremo Abierto.	124
Figura 5.46 Comportamiento del voltaje al producirse el flashover, con resistencia de pie de torre de $R= 400 \Omega$, Extremo Abierto.	124
Figura. 5.47 Comportamiento del voltaje al producirse el flashover, con resistencia de pie de torre de $R= 10 \Omega$, Extremo Continuo.	125
Figura 5.48 Comportamiento del voltaje al producirse el flashover, con resistencia de pie de torre de $R= 400 \Omega$, Extremo Continuo.	125

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Centrales de generación según la fuente de energía año 2008 [2].....	4
Tabla 1.2 Reactores en el SNT.....	7
Tabla 1.3 Plan de Expansión de la Generación 2009 – 2020 [3].	10
Tabla 2.1 Relación entre las tensiones V_n y V_m	23
Tabla 2.2 Valores típicos de sobretensiones de maniobra.....	35
Tabla 2.3 Número de circuitos en paralelo según el tamaño de la línea.....	50
Tabla 3.1 Maniobras que pueden ocasionar sobretensiones en el sistema.....	56
Tabla 3.2 Clasificación de maniobras de interruptores de potencia.....	58
Tabla 3.3 Parámetros de las líneas de transmisión de 500 KV.....	61
Tabla 3.4 Clasificación general de los modelos de línea [8].....	62
Tabla 3.5 Comparación cualitativa de los modelos de línea con respecto al modelo J.Marti [8]	63
Tabla 3.6 Características de los modelos de línea [8].	64
Tabla 4.1 Datos de las líneas según lo planificado por CELEC-Transelectric.	69
Tabla 4.2 Parámetros utilizados en la simulación para línea de transmisión de 500 KV.....	70
Tabla 4.3 Características del conductor ACAR 750 para líneas de 500 KV.	71
Tabla 4.4 Características del cable de guarda de acero galvanizado.....	71
Tabla 4.5 Características del cable de guarda tipo OPGW.....	72
Tabla 5.1 Escenarios, casos y modelos usados para la simulación de la energización de la Línea de transmisión Taday – Las Lojas.	90
Tabla 5.2 Valores de sobrevoltajes obtenidos con el modelo Bergeron.	96
Tabla 5.3 Valores de sobrevoltajes obtenidos con el modelo J. Martí	102
Tabla 5.4 Valores de sobrevoltajes obtenidos con el modelo Bergeron.	107
Tabla 5.5 Valores de sobrevoltajes obtenidos con el modelo J. Martí.	112
Tabla 5.6 Escenarios, casos y modelos usados para la simulación de una descarga atmosférica.....	114
Tabla 5.7 Valores de sobrevoltajes obtenidos con el modelo J. Martí y el modelo Bergeron. .	119
Tabla 5.8 Valores de sobrevoltajes obtenidos para diferentes resistencias de pie de torre.	126

INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos como son muy complicados y necesitan un buen diseño, una buena planificación, la construcción debe ser aislada con sus debidas protecciones y sobre todo su operación debe ser constante.

Para operar los sistemas se realizan diversas maniobras de conexión o desconexión para mantener la confiabilidad y evitar problemas o fallas de protecciones que pueden llevar al colapso del sistema.

Puede haber fallas temporales o permanentes y por descargas atmosféricas, estos producen conexión o desconexión de carga mediante interruptores en tiempos muy cortos de microsegundos a milisegundos.

La implementación de cada modelo cumple con la función de interpretar los parámetros dependientes de la frecuencia por medio de estimaciones y finalmente con un circuito equivalente obteniendo una serie de graficas como resultado del análisis y así saber si la línea puede o no soportar un disturbio.

El constante crecimiento de la demanda de energía eléctrica a nivel mundial ha impulsado a tomar nuevas perspectivas de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, para con ello, en el futuro no tener problemas de abastecimiento de demanda energética.

El Ecuador, está empeñado en satisfacer el crecimiento de demanda energética y prevenir en un futuro no muy lejano cortes de energía eléctrica,

para lo cual, ha impulsado varios proyectos de generación hidroeléctrica de considerable magnitud y con ello aprovechar al máximo el recurso hídrico tan valioso con el que cuenta nuestro país y de hecho con estos proyectos se conseguirá que el costo de la energía sea más barata y el consumo de derivados de petróleo sea menor.

La ubicación de los proyectos de generación hidroeléctrica, generalmente alejados de los centros de demanda, ha impulsado a adoptar nuevas técnicas de transporte de energía, desde los centros de generación hacia los centros de consumo.

Para satisfacer de forma eficiente estos requerimientos el sistema de transmisión debe ser capaz de transportar grandes cantidades de energía a través de largas distancias, lo cual, ha impulsado a elevar cada vez más los niveles de voltaje, llegando así a transmitir a niveles de extra alto voltaje (EHV), es decir, con voltajes superiores a 300 kV, e incluso a niveles de ultra alto voltaje (UHV), dentro del cual se considera voltajes superiores a los 750 kV, cabe mencionar que la mayoría de países de Latinoamérica ya tienen incorporados a sus sistemas niveles de transmisión de extra alto voltaje e incluso de ultra alto voltaje como es el caso de Brasil.

CAPITULO 1

INFORMACION GENERAL

1.1 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO

El sistema eléctrico ecuatoriano, en el año 2009, ha sufrido cambios en la normativa jurídica y operativa del sistema, provocando la integración de diez empresas distribuidoras que actualmente funcionan como Gerencias Regionales de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL), además, bajo el mismo criterio, seis empresas de generación y la transmisora de electricidad pasan a convertirse en Unidades de Negocio dentro de la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC), quedando constituido el sistema eléctrico ecuatoriano de la siguiente forma; calificadas 13 empresas eléctricas generadoras; de las cuales, Ecoluz y EMAAP-Q han obtenido su calificación como generadoras y como autogeneradores, sin embargo, Ecoluz operó únicamente como autogeneradora. Además cuenta con un transmisor de energía y administrador del Sistema Nacional de Transmisión (Unidad de Negocio CELEC – Transelectric), 24 autogeneradoras y 11 distribuidoras; 10 están incorporadas al Sistema Nacional Interconectado (SNI) el cual es un sistema aislado; finalmente se han calificado 121 grandes consumidores, de los cuales, 105 actúan como Clientes Regulados de las distribuidoras, 1 recibe energía de su distribuidora mediante contrato a plazo, 6 obtienen energía de generadoras y 8 son consumos propios de la empresa autogeneradora Hidroabanico [1];

En base al plan maestro de electrificación 2009-2020 [3], se describirán los aspectos más relevantes del actual y futuro sector eléctrico ecuatoriano

conformado por los sistemas de generación, transmisión y distribución, dando mayor prioridad a los 2 primeros sistemas, con la finalidad de justificar la incorporación de una red de transporte de energía eléctrica de 500 kV al sistema eléctrico ecuatoriano.

1.1.1 EVOLUCIÓN Y SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

La evolución del parque generador ha sido mínima y hemos venido evidenciando desde varias décadas atrás, el crecimiento paulatino de la demanda de energía eléctrica lo que ha llevado a un déficit de energía, el cual ha sido evidente en la disponibilidad de abastecimiento, puesto que no se ha tenido la suficiente reserva de energía para los periodos de estiaje, habiéndose recurrido a cortes programados de alumbrado público en los últimos trimestres, así como también, a medidas de carácter técnico – operativo a fin de evitar mayores inconvenientes en el abastecimiento.

El país cuenta con varios recursos naturales renovables y fundamentalmente un recurso valioso que se lo puede aprovechar para generación de energía eléctrica, el cual es el recurso hídrico, cuyo potencial técnico y económico no ha sido aprovechado, se estima en 22400 MW. Además, en el periodo 1997 – 2008, la proporción de potencia efectiva de las centrales de generación hidroeléctrica ha disminuido con respecto a la oferta total de generación variando del 54,81% de la potencia efectiva total del S.N.I. en 1997 a un 48,13 % a diciembre de 2008, resultado que se

considera desfavorable desde el punto de vista económico, energético y ambiental.

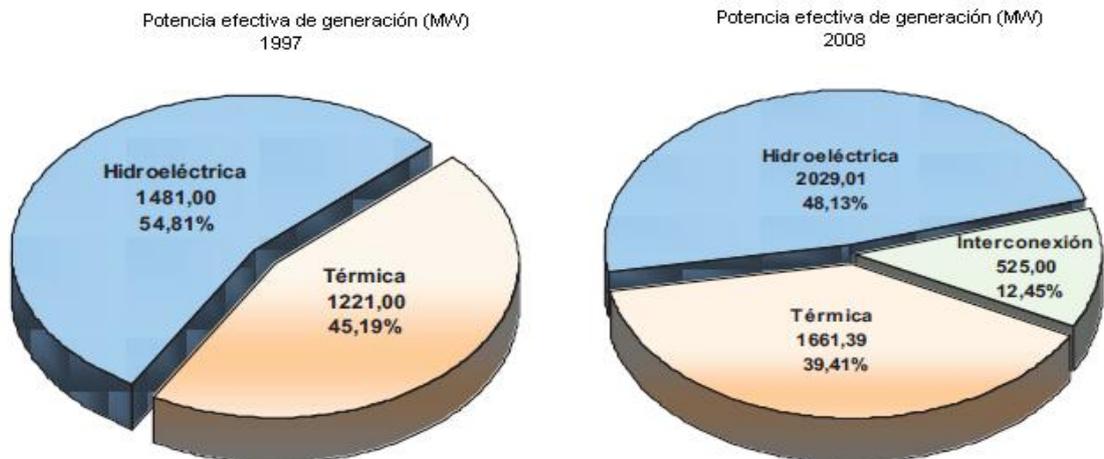


Figura 1.1. Composición del parque generador ecuatoriano 1997 y 2008 [2] y [3].

A diciembre de 2008, la potencia nominal instalada total de Ecuador, sin incluir las interconexiones fue de 4556,37 MW, mientras que la potencia efectiva, es decir, la potencia máxima que se puede obtener del total de unidades generadoras bajo condiciones normales de operación, fue de 4155,42 MW, lo cual significa un incremento del 6,49% y 7,45% respectivamente en relación a diciembre de 2007. Además el número total de centrales de generación fue de 215, de las cuales, 89 están incorporadas al Sistema Nacional Interconectado (SNI) y 126 se encuentran aisladas, en su mayoría como autogeneradoras.

El sistema cuenta con una interconexión de energía eléctrica con Colombia mediante las líneas de transmisión Tulcán- Ipiales a 138 kV y Pomasqui - Jamondino a 230 kV, cuya potencia nominal instalada total se situó en 540 MW y la potencia efectiva en 525 MW. Se dispone además, de la interconexión con Perú mediante la línea de

transmisión Machala- Zorritos, con una potencia nominal de 110 MW, que solo puede funcionar en forma radial y desde su puesta en disponibilidad en enero de 2005, solo ha operado pocos días, por emergencias.

Las fuentes de energía son detalladas a continuación, tomando en cuenta el tipo de central así como su potencia nominal de cada una de ellas.

Tabla 1.1 Centrales de generación según la fuente de energía año 2008 [2]

Fuente de Energía	Tipo de Central	Potencia Nominal (MW)
	Hidráulica Embalse	1361
	Hidráulica pasada	695,42
Renovables	Solar	0,02
	Eólica	2,4
	Térmica	106,8
Total Renovables		2165,64
	Térmica MCI	1137,59
No Renovables	Térmica Turbogas	807,14
	Térmica Turbovapor	446
Total No Renovables		2390,73
Interconexión	Interconexión	650
Total Interconexión		650
Total General		5206,37

Finalmente, en el año 2008 se obtuvo una generación bruta de energía eléctrica de 19108,69 GWh, producida de la siguiente manera, centrales Hidroeléctricas 11293,33 GWh, Térmicas MCI 3460,45 GWh, Térmicas Turbogas 1355,90 GWh, Térmicas Turbovapor 2496,13 GWh, Eólica 2,68 GWh, Solar 0,03 GWh y la energía producto de la importación desde Colombia es de 500,16 GWh.

1.1.2 SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El país cuenta con una única empresa transmisora, que es la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica, CELEC – Transelectric; que a febrero de 2009 se ha fusionado con las empresas generadoras Hidropaute S.A., Electro-Guayas S.A., Termo-Esmeraldas S.A., Termo-Pichincha S.A. e Hidroagoyán S.A., de la cual nace la Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC S.A., formalizada su constitución en la Superintendencia de Compañías el 13 de febrero de 2009 y fue inscrita en el Registro Mercantil el 26 de febrero de 2009, cuya misión y objetivo de integración es la de generar y transmitir energía eléctrica al menor costo, cuya energía sea continua bajo parámetros de confiabilidad y de calidad. Finalmente, bajo el amparo de la ley de Empresas Públicas, se emite el Decreto Ejecutivo N° 220 del 14 de enero de 2010, que crea la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP, como resultado de la fusión de las empresas Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC S.A. e Hidroeléctrica Nacional, Hidronación S.A.

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) ha transportado la energía desde los centros de generación hacia los centros de consumo, para cumplir con su objetivo, a la fecha cuenta con 34 subestaciones, que incluyen 2 de seccionamiento y 1 móvil, con una capacidad de transformación máxima de 7304,56 MVA, de los cuales, 6578,46 MVA han estado operando y 426,10 MVA se mantuvo como reserva para suplir cualquier contingencia, conformado por 9 transformadores y 94 autotransformadores dentro de sus subestaciones. Además cuenta con 3555,91 km de líneas de transmisión operando a 230 kV y 138 kV, distribuidos de la siguiente manera; 1669,92 km en líneas de transmisión, a nivel de 230 kV, del cual, 1207 km en doble circuito y

462,92 en simple circuito; finalmente, la diferencia de su total, es decir, 1885,99 km corresponden a líneas de transmisión a nivel de 138 kV, 770,09 km en doble circuito y 1115,90 km en simple circuito [1].

Las líneas de transmisión a nivel de 230 kV están dispuestas en un anillo troncal cuyo recorrido cierra el circuito Molino (Paute) – Milagro – Pascuales (Guayaquil) – Quevedo – Santo Domingo – Santa Rosa (Quito) – Totoras (Ambato) – Riobamba y finalmente cerrando el anillo en Molino (Paute). Con esta configuración se consigue vincular a la central hidroeléctrica más grande del país que es Paute con los principales centro de consumo: Guayaquil y Quito. Además, con este mismo nivel de voltaje se consideran los enlaces de interconexión con la República de Colombia mediante dos líneas de transmisión de doble circuito que parte desde la subestación Pomasqui hasta la frontera ecuatoriana – colombiana (Rumichaca) y a través de un circuito de 138 kV de tipo radial que arranca desde la subestación Tulcán hasta Rumichaca y a partir de la frontera se interconecta con el sistema eléctrico de Colombia con las subestaciones Jamondino e Ipiales.

Se cuenta con la interconexión con la República de Perú mediante una línea de transmisión a 230 kV de tipo radial, que recorre 53,20 km desde la subestación Machala hasta la frontera con Perú; desde la frontera se conecta con la subestación Zorritos

Casi en su totalidad, las líneas de 230 kV y las de 138 kV, han sido construidas en torres de acero galvanizado y conductores ACSR. La configuración predominante en las subestaciones de 230 kV es la de doble barra; en cambio, en 138 Kv predomina el esquema de barra

principal y de Transferencia, con algunas excepciones, donde existen esquemas de doble barra. El equipamiento de las subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), es de tipo convencional, excepto el de la subestación Policentro y los patios de maniobra de las centrales Paute, Agoyán y Trinitaria que son de tipo compactas aisladas en SF6.

Finalmente, el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), en los terciarios de los transformadores de las siguientes subestaciones dispone de banco de condensadores que en total suman 150 MVAR, cuya distribución es la siguiente: Milagro 18 MVAR, Machala 12 MVAR, Policentro 12 MVAR, Ibarra 12 MVAR, Tulcán 3 MVAR, Portoviejo 12 MVAR y Santa Rosa 81 MVAR.

En condiciones de mínima demanda para controlar los altos voltajes que se producen, el SNT cuenta con 100 MVAR en banco de reactores en derivación, conectados en el terciario de los transformadores de las subestaciones del anillo de transmisión de 230 kV, cuyo detalle se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 1.2 Reactores en el SNT

SUBESTACION	MVAR
Paute	20
Pacuales	20
Santo Domingo	10
Quevedo	10
Santa Rosa	20
Totoras	10
Riobamba	10
TOTAL	100

1.1.3 SITUACION ACTUAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Toda Empresa Eléctrica distribuidora tiene como objetivo principal suministrar energía eléctrica a los clientes dentro de su área de concesión, los cuales están clasificados por sectores de consumo según sus requerimientos de energía eléctrica, es así que el sector de consumo está dividido en: sector residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros; los cuales, en el caso del sector industrial y otros; pueden ser clientes regulados o ser clientes no regulados. El Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, establece las tarifas que las empresas eléctricas aplicarán a sus clientes Regulados y en el caso de los clientes No Regulados estos precios se establecen mediante un contrato a término.

En la actualidad, el país cuenta con 11 empresa eléctricas que se dedican a la distribución de energía eléctrica, 10 están incorporadas al Sistema Nacional Interconectado (SNI) y 1 es un sistema aislado, que es, la empresa de distribución Galápagos [1], cuya reestructuración de las 20 empresas distribuidoras hasta finales del año 2008 fue decidida por el Fondo de Solidaridad, accionista mayoritario de las Empresas de Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica del Ecuador, en uso de las atribuciones que le otorgó el Mandato Constituyente No. 15 a través de la Disposición Transitoria Tercera, resolvió crear la Corporación Nacional de Electricidad S.A. (CNEL), a través de la fusión de diez empresas distribuidoras, que son: El Oro, Guayas – Los Ríos, Esmeraldas, Los Ríos, Manabí, Milagro, Santa Elena, Santo Domingo, Sucumbíos y Bolívar, las cuales, de acuerdo con la estructura de la nueva corporación se constituyen en Gerencias Regionales cuyo funcionamiento fue aprobado por el CONELEC el 10 de marzo de 2009 [4].

La situación financiera del sector eléctrico, depende en sí de las empresas de distribución, ya que, son los encargados de recaudar los ingresos sectoriales de energía eléctrica y cuyos ingresos serán distribuidos hacia los sectores de transmisión y generación para su mantenimiento y constante evolución; pero la situación financiera de la mayoría de empresas distribuidoras refleja condiciones negativas y pone en peligro la estabilidad económica del sector eléctrico en su conjunto. Entre sus principales problemas están [2]:

- Altas pérdidas de energía eléctrica;
- Deficiencias en la facturación y en la recaudación;
- Baja eficiencia y elevado gasto en administración, operación y mantenimiento;
- Alta injerencia política en la gestión gerencial;
- Falta de información confiable y actualizada;
- Falta de planificación en la gestión;
- Falta de inversión en infraestructura;
- Equipos y redes en condiciones de saturación y/o obsolescencia;
- e,
- Inadecuada calidad del servicio.

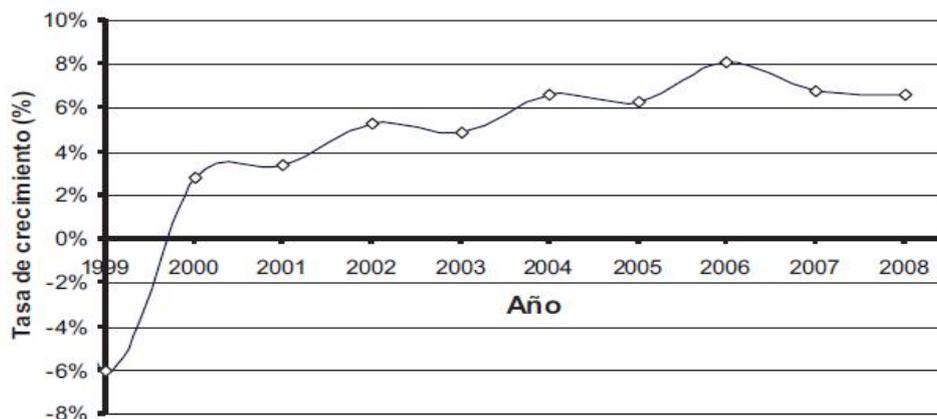
Para la superación de dichas dificultades se deberá mejorar la parte administrativa, financiera y técnica dentro de los parámetros accesibles sin dificultar el objetivo de toda empresa distribuidora.

1.1.4 EVOLUCION Y SITUACION ACTUAL DE LA DEMANDA

El comportamiento de la demanda de energía y potencia en el mercado eléctrico ecuatoriano ha mantenido una situación de

crecimiento sostenido durante el período 2000 – 2008, es así que en el año 2000 presenta una tasa de crecimiento del 2,8% y al año 2008 alcanza una tasa de crecimiento del 6,6%. La Figura 1.2 muestra el comportamiento de la tasa de crecimiento de la demanda a nivel de barras de subestación [2] y [3]:

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA



(CONSUMO TOTAL DEL SNI)

Figura 1.2 Comportamiento de la demanda a nivel de barras de subestación [3]

1.2 EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELECTRICO ECUATORIANO

El crecimiento progresivo de la demanda de energía eléctrica, bajo la consideración del sector energético como un sector estratégico de la economía del país ha impulsado a incrementar la oferta de generación eléctrica; esta expansión surge como resultado de los estudios eléctricos, energéticos y económicos que el CONELEC ha venido realizando, todos los proyectos aprobados se describen en el Plan Maestro de Electrificación 2009 – 2020, dentro de los cuales el Estado tendrá una participación mucho más activa, pero, sin olvidar áreas igualmente sensibles, como son, la transmisión y la distribución, cuya finalidad será abastecer la demanda y reducir el precio de la energía.

El hecho de incrementar la oferta de generación también implica reforzar el sistema de transmisión, para lo cual, se pretende implementar un nuevo nivel de voltaje en el sistema de transmisión del país, que es, 500 kV; a continuación, se describe el plan de expansión de generación y con mayor prioridad el plan de expansión de transmisión.

1.2.1 PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACION

El objetivo central del Plan Maestro de Electrificación en materia de generación, consiste en garantizar el abastecimiento de la demanda durante el período de análisis, en las mejores condiciones de seguridad y economía, procurando el autoabastecimiento interno, con la menor afectación ambiental y social.

El plan de expansión de generación está enfocado en el desarrollo de un sistema eléctrico sostenible, en el aprovechamiento de los recursos naturales renovables de energía disponibles, sobre todo, el

recurso hídrico que es abundante en el territorio ecuatoriano, el cual, se distribuye en dos vertientes; la una, Amazónica, al este; y la otra, del Pacífico, al oeste; con una capacidad de caudales del 71% y 29% respectivamente. Cabe mencionar que la temporada lluviosa en la vertiente del Pacífico está comprendida entre los meses de Enero a Junio y en la vertiente Amazónica entre los meses de Marzo a Octubre; con todo lo mencionado anteriormente es claro ver que el sistema se encuentra vulnerable en los meses correspondientes de Octubre a Marzo, mismos que corresponden al periodo de estiaje en la vertiente Amazónica y en vista de que el mayor número de proyectos a ser desarrollados se encuentran en la vertiente Amazónica se requiere que se desarrollen proyectos térmicos de corto plazo que cubran ese porcentaje de la demanda de electricidad en aquellos meses sensibles o que se desarrollen proyectos importantes en la vertiente del Pacífico, tales como: Minas – La Unión, Toachi – Pilatón, Chespi, Ocaña, entre otros.

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica es constante y para su abastecimiento el Gobierno Nacional está empeñado en aumentar la infraestructura en materia de generación, para lo cual, se contempla la construcción de grandes, medianos y pequeños proyectos hidroeléctricos, así como también la implementación de generación termoeléctrica eficiente, que permita garantizar el abastecimiento de la demanda y con ello lograr el desplazamiento de la generación termoeléctrica que está próximo a terminar con su vida útil, las cuales, utilizan combustibles de alto costo.

Los proyectos contemplados dentro del Plan Maestro de Electrificación 2009 – 2020 [3] en el ámbito de generación se detallan en la tabla 1.3.

Tabla 1.3. Plan de Expansión de la Generación 2009 – 2020 [3].

PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION 2009 - 2020				
PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION				
PROYECTO	ESTADO DE AVANCE	TIPO	POTENCIA EN BORNES DE GENERADOR [MW]	AÑO ESTIMADO DE ENTRADA EN OPERACIÓN
Mazar	En Construcción	Hidroeléctrica	160,00	2010
MCI-Cuba-Manta Miraflores	En Trámite	Termoeléctrica	20,40	2010
Termoeléctricas corto plazo	Incluidos en el PME	Termoeléctrica	337,00	2010-2012
Baba	En Construcción	Hidroeléctrica	42,00	2011
San José de Minas	En Construcción	Hidroeléctrica	6,00	2011
Ocaña	En Construcción	Hidroeléctrica	26,00	2011
Villonaco	Futura Construcción	Eólica	15,00	2011
Esmeraldas II	Bajo Concesión	Termoeléctrica	144,00	2012
Chorrillos	En Construcción	Hidroeléctrica	4,00	2012
Ducal WindFarm	Bajo Concesión	Eólica	5,20	2012
San José de Tambo	En Construcción	Hidroeléctrica	8,00	2012
Shushufindi	En Trámite	Hidroeléctrica	135,00	2012
Topo	Futura Construcción	Hidroeléctrica	22,80	2012
Mazar-Dudas	En Trámite	Hidroeléctrica	20,90	2012
Sigchos	En Construcción	Hidroeléctrica	17,40	2012
Apaquí	En Construcción	Hidroeléctrica	36,00	2012
Victoria	Futura Construcción	Hidroeléctrica	10,00	2013
Pilaló 3	En Construcción	Hidroeléctrica	9,30	2013
Chontal	En Trámite	Hidroeléctrica	72,00	2013
Angamarca	En Construcción	Hidroeléctrica	66,00	2014
Toachi - Pilatón	En Construcción	Hidroeléctrica	228,00	2014
Sopladora	En Construcción	Hidroeléctrica	487,00	2014
La Unión	Bajo Concesión	Hidroeléctrica	80,50	2014
Quijos	Bajo Concesión	Hidroeléctrica	50,00	2014
Baeza	Bajo Concesión	Hidroeléctrica	50,00	2014
Chespi	En Trámite	Hidroeléctrica	167,00	2015
Coca Sinclair	En Construcción	Hidroeléctrica	1500,00	2015

Minas	Bajo Concesión	Hidroeléctrica	273,00	2015
Villadora	En Trámite	Hidroeléctrica	270,00	2015
Cardenillo	En Trámite	Hidroeléctrica	400,00	2017
POTENCIA TOTAL EN BORNES DE GENERADOR [MW]:			4662,50	

1.2.2 PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

El plan de expansión de Transmisión está a cargo de la Compañía Nacional de Transmisión, CELEC EP – Transelectric; la expansión del sistema de transmisión tiene como objetivo atender la demanda en el SNI con calidad, seguridad y confiabilidad conforme a la normativa vigente.

El Transmisor tiene la obligación de expandir el sistema basándose en un plan de expansión anualmente preparado con un horizonte de evaluación de diez años. Dicho plan es anualmente aprobado por el CONELEC [4].

En el presente proyecto se considerará la última versión del Plan de Expansión de Transmisión 2009 – 2020, el cual, fue aprobado por el Directorio del CONELEC en sesión del 2 de julio de 2009, el Plan de Expansión permitirá que el Sistema Nacional de Transmisión tenga la infraestructura necesaria para transportar la producción de la generación actual y sobre todo la futura, hacia los centros de consumo, además permitirá mejorar las condiciones operativas del sistema y mantener niveles adecuados de voltaje en todas las barras del sistema.

El Transmisor elabora el Plan de Expansión de Transmisión, según el siguiente procedimiento:

- Estudios eléctricos del SNI, para cada uno de los años considerados en el Plan de Expansión.
- Sobre esta base, establece las alternativas de expansión que permitirán la operación del SNI, con parámetros aceptables de calidad según la normativa vigente.
- Las alternativas son evaluadas económicamente, considerando los costos de inversión, operación, mantenimiento, restricciones operativas y pérdidas en el sistema de transmisión.
- Finalmente se selecciona la alternativa de expansión, que cumpla con las regulaciones vigentes y que representa el mínimo costo.

Este plan es remitido al CONELEC para su revisión y aprobación, en donde, después de la realización de estudios eléctricos con las herramientas computacionales de flujos de potencia y cortocircuitos se emite sus observaciones al Transmisor, quien las acoge, para finalmente presentar un plan que será de aplicación obligatoria.

1.2.2.1 Proyectos contemplados en el plan de expansión de transmisión

Tomando como punto de partida el plan de expansión de generación y la proyección de la demanda se ha elaborado el plan de expansión de transmisión 2009 – 2020, en el cuál, según la entrada en operación de la nueva generación se ha previsto reforzar el SNT en las dos primeras etapas y en la tercera etapa contar con el nuevo sistema de transmisión a

nivel de 500 kV, cuya finalidad será evacuar toda la energía generada hacia los centros de consumo.

Los proyectos contemplados en el Plan de Expansión de Transmisión 2009 – 2020, son los siguientes [4]:

- Ampliación de subestaciones existentes.
- Incrementar el equipamiento de reserva en subestaciones
- Modernización de subestaciones y medición de calidad de servicio.
- Sistema de registro de eventos.
- Nueva compensación reactiva / capacitiva.
- Construcción de nuevas subestaciones.
- Implementación del nuevo sistema de transmisión de 500 kV.

Con todo esto se tendrá un sistema de transmisión sólido y de gran capacidad de transmisión que permitirá enlazar los centros de generación antes mencionados con los principales centros de carga, ubicados en la ciudad de Quito y Guayaquil.

1.2.2.2 Sistema de transmisión a nivel de 500 kV

De acuerdo a la entrada de operación de la nueva generación, el país requiere contar con un sistema de transmisión de gran capacidad, un sistema a nivel de 500 kV, el cual fue aprobado por el CONELEC en el Plan Maestro de Electrificación 2007 – 2016.

Estudios realizados hace pocos años atrás por la empresa Consultora Nippon Koei Co. Ltda. de Japón planteó que para evacuar la posible generación del proyecto Sopladora se deberá contar con un sistema de transmisión de 500 kV, desde la subestación que se ubicaría junto a dicha central de generación hacia una subestación ubicada en la ciudad de Guayaquil, tal recomendación fue luego ratificada por los estudios realizados por la empresa transmisora [5].

El sistema expuesto por CELEC EP – Transelectric en mayo de 2009 contempla un sistema de transmisión a nivel de 500 kV para evacuar la energía generada de Coca Codo Sinclair hasta una subestación en El Inga, de manera similar se evacuará la energía producida por la central Taday hasta otra subestación ubicada en las inmediaciones de Guayaquil, en Las Lojas, para finalmente unir estos dos centros de carga y formar el sistema de transmisión Quito – Guayaquil a 500 kV.

1.2.2.3 Características del sistema de transmisión a nivel de 500 KV

Las líneas de transmisión de 500 kV tendrán 4 conductores por fase cuyo calibre es de 750 kcmil ACAR, lo cual, permitirá reducir el efecto corona y la radio interferencia, además, se dispondrá de banco de reactores en los extremos de las líneas, cuya finalidad será disminuir los sobrevoltajes por efecto Ferranti derivados de las maniobras operativas de la red. El sistema en sí, estará conformado por cuatro líneas de

transmisión a nivel de 500 kV y cuatro subestaciones, que son: S/E El Inga, S/E Las Lojas, S/E Coca Codo Sinclair y la S/E Taday, todas estas subestaciones cuentan con banco de transformadores monofásicos de 450 MVA; a todo esto se suman tramos de líneas de 230 kV, las cuales permitirán interconectar las subestaciones Molino y Taday brindando mayor confiabilidad en la operación de las centrales hidroeléctricas de Mazar, Paute y Taday.

Las líneas de transmisión contempladas en el Plan de Expansión, son las siguientes [4]:

- L/T El Inga (Quito) – Las Lojas (Guayaquil), nivel de voltaje 500kV, longitud de la L/T 300 km, sistema de un solo circuito, conductor 4x75 ACAR.
- L/T El Inga (Quito) – Coca Codo Sinclair, nivel de voltaje 500 kV, longitud de la L/T 125 km, sistema de doble circuito, conductor 4x750 ACAR.
- L/T Las Lojas – Taday, nivel de voltaje 500 kV, longitud de la L/T 180 km, sistema de un solo circuito, conductor 4x750 ACAR.
- L/T Molino – Taday, nivel de voltaje 230 kV, longitud de la L/T 12 km, sistema de doble circuito, conductor ACAR 1200.
- L/T Taday – enlace Riobamba y Totoras, nivel de voltaje 230 kV, longitud de la L/T 12 km, sistema de doble circuito, conductor ACAR 1200.

Al término de la ejecución del Plan de Expansión de Transmisión se contará con un sistema más robusto, lo cual, permitirá mejorar las condiciones operativas del sistema, así

como, mantener mejores niveles de voltaje en todas las barras, adaptándose así de forma paulatina a las nuevas condiciones que impone la oferta y la demanda.

1.3 BENEFICIOS DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Entre los beneficios más destacados que se obtendrá con la expansión de generación y transmisión, se menciona las siguientes:

- Abastecimiento de la demanda de energía eléctrica en condiciones de autonomía.
- Se dispondrá de niveles de reserva adecuados, con lo cual, estaremos reduciendo la dependencia de la importación de energía.
- Aprovechamiento de los recursos hidro-energéticos del país.
- Se tendrá una mayor incidencia de generación hidroeléctrica, con un mayor balance entre proyectos de la vertiente del Pacífico y Amazónica, reduciendo con ello los efectos del estiaje.
- Disminución de la generación termoeléctrica, con lo cual, se reducirá el consumo de combustibles fósiles y por ende la reducción de emisiones de gases contaminantes (CO₂), causantes del efecto invernadero.
- Posibilidades de exportación de energía a los países vecinos.

El hecho de mejorar el sector eléctrico del país constituye una herramienta que impulsa el desarrollo social y económico del país, haciéndolo más competitivo frente a otros países y sobre todo mejorando con ello la calidad de vida de todos sus habitantes.

1.4 OBJETIVO GENERAL

Efectuar el análisis del comportamiento de una línea de transmisión de 500 KV ante maniobras de energización y descargas atmosféricas usando modelos dependientes de la frecuencia.

1.5 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Comprender el uso de los diferentes modelos de líneas de transmisión dependientes de la frecuencia.
- Simulación de la línea de transmisión Taday – Las Lojas a nivel de 500 kV usando los modelos de J. Martí y Bergeron.
- Análisis del comportamiento de la línea de transmisión Taday – Las Lojas ante maniobras de energización y descargas atmosféricas.

CAPITULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1 LOS TRANSITORIOS DE TENSIÓN Y LOS SOBREVOLTAJES

Las descargas atmosféricas que producen sobrevoltajes siempre han representado un gran problema para los sistemas de transmisión de energía eléctrica, puesto que la mayoría de fallas en ausencia de contaminación, son originados por este tipo de fenómeno en donde la probabilidad de ocurrencia está asociada a los niveles isocerámicos (número de días con tormenta al año).

Cada descarga atmosférica que cae sobre un conductor de fase, o en una torre o simplemente a proximidad de la línea, origina directamente en ella o por inducción, la circulación de una corriente muy elevada que puede variar entre 1.0 kA y 200 kA, con un valor medio de 25 kA de la distribución global.

2.1.1 LOS TRANSITORIOS Y SU ORIGEN

Los Transitorios son manifestaciones de leyes físicas, independientes del control humano y se originan debido a cambios repentinos en la configuración de un circuito energizado, ya sea la apertura y cierre de interruptores de potencia, fallas que ocurren en el sistema, descarga de rayos y otros disturbios inesperados; los cuales generalmente ocasionan sobrevoltajes transitorios de magnitudes impredecibles;

que, a pesar de lo breve de su duración, pueden ser peligrosas por las amplitudes que se producen y que pueden originar la ruptura o el deterioro del aislamiento del equipo.

Al originarse un transitorio se genera tensiones y corrientes que están compuestas por señales de diversas frecuencias, las cuales se atenúan o aparecen conformes se desarrolla el transitorio, lo que significa que la composición de armónicos de las tensiones y corrientes varía con el tiempo [6].

Esto se debe a que la corriente en una inductancia no puede cambiar repentinamente y la tensión a través de un capacitor no varía instantáneamente puesto que la energía almacenada toma un tiempo determinado en redistribuirse en un circuito eléctrico.

Los fenómenos transitorios que ocurren en un sistema de potencia debido a razones expuestas anteriormente son de análisis muy complejo, ya que se requiere conocer su forma, magnitud y tiempo de duración.

2.1.2 LOS SOBREVOLTAJES TRANSITORIOS

Es todo alteraciones de voltaje en función del tiempo entre un conductor de fase y tierra o entre 2 conductores de fase, su magnitud es elevada y de naturaleza transitoria cuyo valor de cresta sobrepasa el valor de la tensión máxima de servicio (V_n) o la tensión máxima para el aislamiento a frecuencia industrial (V_m) en un sistema eléctrico.

La relación entre las tensiones nominales V_n y V_m se muestran en la tabla 2.1 según publicación Nro. 137 de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC).

Tabla 2.1 Relación entre las tensiones V_n y V_m

Tensión nominal V_n (KV)	Tensión máxima para aislamiento V_m (KV)
110 - 115	123
132 - 138	145
220 - 230	245
275 - 287	300
330 - 345	362
380 - 400	420
500	525
700 - 750	765

Los sobrevoltajes transitorios aparecen después de ocurrir el impacto de un rayo o una maniobra en la red (energización), duran un tiempo del orden de los microsegundos (μseg), para luego atenuarse, se caracterizan por su forma unidireccional, y se clasifican según:

1. Sobrevoltajes producidos por una descarga atmosférica (rayo).
2. Sobrevoltajes de Maniobra (energización, recierre).

2.1.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS SOBREVOLTAJES TRANSITORIOS

Son fenómenos electromagnéticos cuyas consecuencias inmediatas pueden ser apreciados a simple vista por la presencia de arcos eléctricos.

Toda onda de sobrevoltaje está acompañada de una onda de sobrecorriente que tiene la misma forma con amplitud distinta en un mismo instante.

Pueden ser observados mediante un osciloscopio o impresos con un oscilógrafo; se trata de una onda aperiódica, inicialmente con un pico elevado y después decreciente hasta anularse.

Los sobrevoltajes transitorios se trasladan a lo largo de una línea de transmisión en forma de ondas cuya amplitud se va amortiguando al alejarse del punto de partida, hasta que recuperan la normalidad después de múltiples reflexiones [6].

2.1.4 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.

La formación de las nubes o masas de agua en forma de vapor, se acompaña de fenómenos electrostáticos de separación de cargas: las partículas ligeras, cargadas positivamente, son arrastradas por las corrientes de aire ascendentes y las partículas pesadas, cargadas negativamente caen por la acción de su propio peso.

Las nubes de tormenta se caracterizan por la formación de centros cargados en su interior, la parte superior de su desarrollo está constituida por cristales de hielo cargados positivamente, mientras que la parte inferior donde predominan pequeñas gotas de agua tiende a cargarse negativamente dando lugar a la presencia del campo eléctrico en la superficie del suelo.

El proceso de descarga de las nubes, se inicia con un efluvio piloto, el cual al desplazarse hacia tierra crea un canal ionizado negativo con fuerte concentración en su punta alrededor de él.

Cuando el efluvio piloto se aproxima al suelo y a las prominencias, el campo eléctrico aumenta a 4 ó 5 kV / cm y al alcanzar el gradiente crítico disruptivo del aire (30 kV / cm) se suscita la aparición de descargas ascendentes (tierra-nube) visibles de corriente muy intensa y de corta duración, que se propagan a velocidad próxima a la luz y una de las cuales perfora el aire alcanzando al piloto y produciéndose una descarga atmosférica completa, con la neutralización de los centros de carga de la nube y del suelo, acompañada de una fuerte luminosidad ascendente denominada "neutralización". Después de 40-80 ms, se puede producir otra descarga (nube-tierra) desde otro centro cargado de la nube, o una descarga hacia la nube a través del mismo canal ionizado, este tipo de fenómeno puede repetirse varias veces como descargas de retorno que caen en lugares indeterminados sobre el suelo.

Según la carga de la nube, los rayos pueden ser de polaridad negativa o positiva, en climas templados los rayos negativos representan un 80% a 90% del total. Este proceso disruptivo se

desarrolla más fácilmente en lugares donde la resistividad del suelo es baja (zonas freáticas, mineras, terrenos pantanosos).

Lo explicado anteriormente se muestra en la figura 2.1.

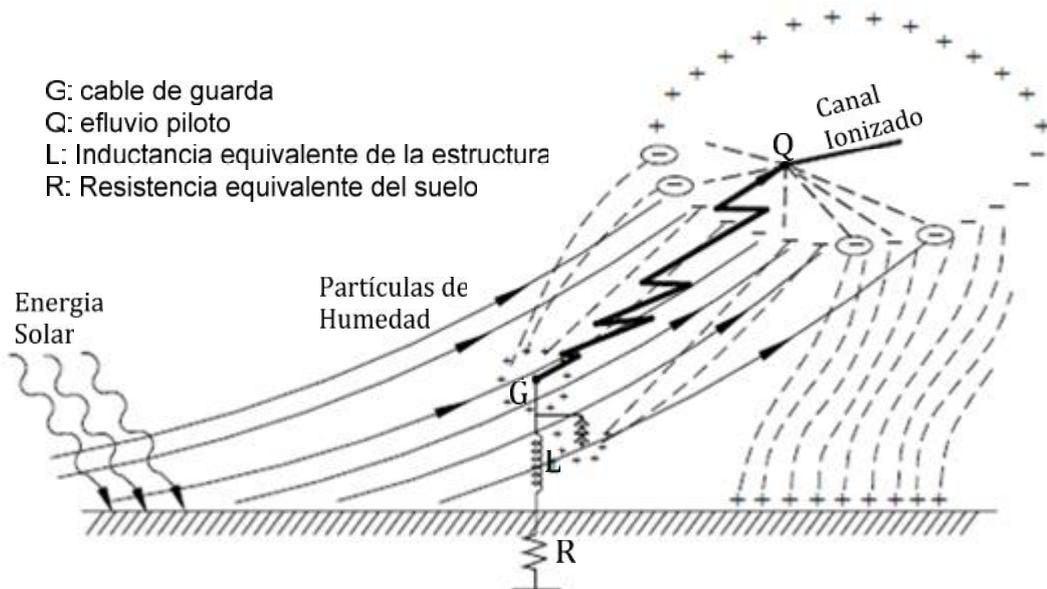


Figura 2.1 Esquema de los acoplamientos electrostáticos que permite el impacto del Rayo de polaridad negativa en una estructura.

La forma real de la onda observada del rayo es muy variable, consiste de una frente de elevada pendiente hasta la amplitud máxima (de algunos microsegundos hasta unos $20\mu\text{s}$), seguido de una cola de valores decrecientes con una duración de algunas decenas de μs .

La figura 2.2 muestra una de las típicas descargas atmosféricas de polaridad negativa desde un osciloscopio tomada en un laboratorio.

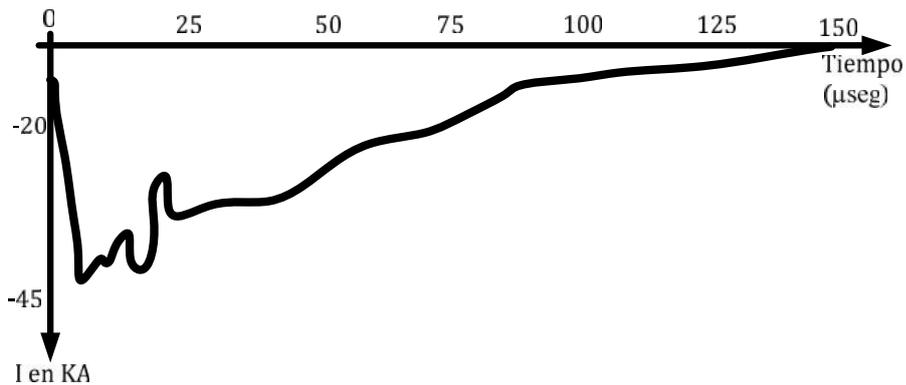


Figura 2.2 Oscilograma de una corriente de rayo de polaridad negativa.

2.1.5 SOBREVOLTAJES PRODUCIDOS POR UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA

Se producen luego de la descarga de una nube, dichos sobrevoltajes tienen una forma de onda con frente de elevado gradiente y característica unipolar, que se desplazan a lo largo de los conductores en ambos sentidos a partir del punto de origen, y después de alcanzar su valor máximo desciende progresivamente con una pendiente suave; durante su desplazamiento la onda sufre una atenuación debido a la propagación, y a los efectos corona y joule.

La característica de los sobrevoltajes transitorio ocasionados por una descarga atmosférica puede ser simulado, mediante una onda de impulso de tensión normalizada con parámetros 1.2 / 50 μ s, que viene a ser el impulso tipo rayo cuyo tiempo de frente (t_f) es de 1.2 μ s y el tiempo de valor medio o cola (t_c) es de 50 μ s, como en la figura 2.3.

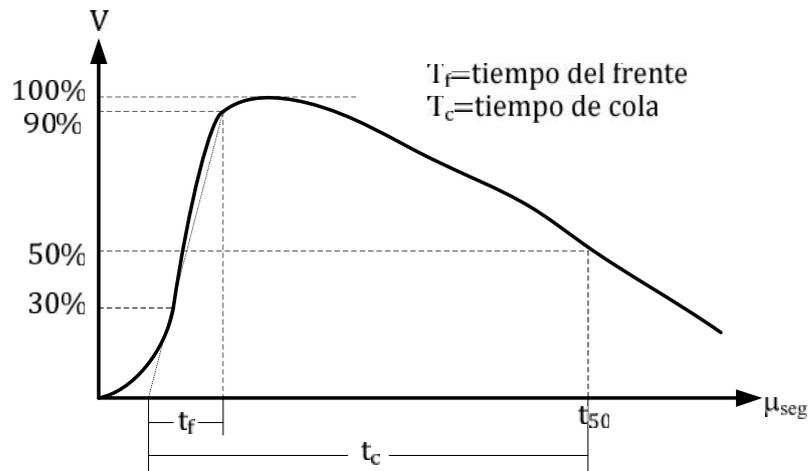


Figura 2.3 Onda de impulso de tensión normalizada IEC: 60-2, tipo Rayo 1.2/50 μseg .

2.1.5.1 Mecanismos de sobrevoltajes por descargas atmosféricas

Los sobrevoltajes producidos por una descarga atmosférica se presentan según el mecanismo de impacto en las líneas de transmisión y en las estaciones de transformación que es la infraestructura más expuesta, dependiendo de la forma como varía el campo eléctrico formado, se conocen tres mecanismos que están en relación con el trayecto final de las descargas:

2.1.5.2 Mecanismo de tensión inducida

Se presenta cuando las nubes descargan rayos que caen a tierra en puntos cercanos a las Líneas o Subestaciones y por efecto de inducción electrostática y electromagnética introducen transitorios de sobretensión en todos los conductores; esto se debe a la carga inicial de la línea que se

libera bruscamente como consecuencia de la desaparición del campo eléctrico entre la nube y la Línea de Transmisión.

Esta carga inducida se desplaza en forma de ondas de tensión de configuración bipolar con amplitudes significativas en el instante inicial.

2.1.5.3 Mecanismo de falla del efecto Faraday

Se produce cuando la descarga cae sobre un conductor de fase, en este caso el cable de guarda que ejerce la protección Faraday sobre la línea no lo protege adecuadamente ante corrientes de rayo de amplitudes inferiores a los valores previstos en el diseño de la disposición de los conductores en la torre de transmisión.

La corriente del rayo inyectada en la Línea de Transmisión origina un drástico cambio de estado de las cargas preexistentes provocando la propagación de dos ondas planas de tensión en direcciones opuestas y a la velocidad de la luz con el consiguiente cambio del campo eléctrico cuya amplitud máxima en la cresta de la onda (V_{STR}) está dada por la siguiente relación:

$$V_{STR} = \frac{1}{2} Z_0 I_R \quad (2.1)$$

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (2.2)$$

Dónde:

V_{STR} = Sobrevoltaje máximo producido

Z_0 = Impedancia característica del conductor

I_R = Valor pico de la corriente de rayo que impacta al conductor

El acoplamiento electrostático y electromagnético entre conductores, permite la inducción de sobretensiones en los demás conductores, cuya forma es idéntica pero de menor amplitud.

El contorneo de la cadena de aisladores puede o no producirse dependiendo si el sobrevoltaje sobrepasa o no a la Tensión de Sostenimiento a impulsos de rayo (V_{SI}) o el nivel de sostenimiento del aislamiento, de manera que:

Si $V_{STR} < V_{SI} \rightarrow$ la onda plena de la sobretensión continuará su viaje.

Si $V_{STR} \geq U_{SI} \rightarrow$ Existirá una falla por contorneo, originándose una onda cortada que sigue viajando a través de la Línea de Transmisión.

La figura 2.4 muestra la falla en el aislamiento dado por una cadena de aisladores producto de la falla por contorneo.

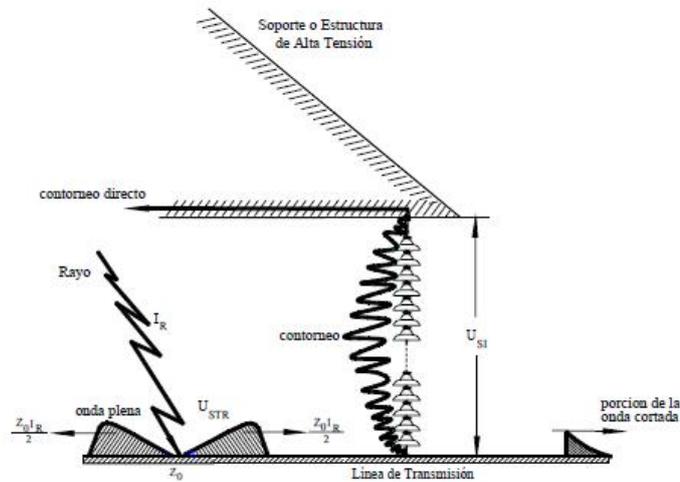


Figura 2.4 Falla de una cadena de aisladores.

2.1.5.4 Mecanismo de interrupción inversa

Frecuentemente las descargas que caen sobre la estructura o sobre el cable de guarda, permiten que la corriente de rayo $I_R(t)$ se derive hacia tierra a través del cable de guarda (Z_G), a través de la impedancia de la estructura (Z_T) y a través de la resistencia de puesta a tierra (R) de la estructura, produciendo una modificación súbita del campo eléctrico entre el cable de guarda y los conductores de la línea.

La interrupción se produce debido a que la onda de sobrevoltaje de rayo al propagarse por la estructura, encuentra un valor elevado de la resistencia de puesta a tierra y al no poder dispersarse se refleja, superponiéndose sobre sí misma y formando un sobrevoltaje $U(t)$ entre la torre y los conductores de fase, superior a la magnitud de la onda incidente que ocasiona el contorneo inverso de la cadena de aisladores

La ecuación que expresa este sobrevoltaje es:

$$U(t) = k \left[R I_R(t) + L \frac{dI_R(t)}{dt} \right] \quad (2.3)$$

Dónde:

$U(t)$ = Sobrevoltaje resultante

k = Factor de aproximación

$I_R(t)$ = Corriente de Rayo

L = Coeficiente de autoinducción de la estructura

La diferencia de potencial entre los conductores de fase y el cable de guarda tiende a incrementarse en función inversa al acoplamiento entre ellos. La auto-inductancia propia de la estructura, representa un acoplamiento electromagnético y electrostático entre el circuito de la corriente de rayo y los conductores suspendidos de las cadenas de aisladores.

En consecuencia la diferencia de potencial entre el conductor de fase más distante y el cable de guarda, puede ser tal que provoque la pérdida de aislamiento de la cadena y ocasione disrupciones inversas.

Los elementos básicos de la teoría de ondas viajeras están ilustrados en la figura 2.5 la cual muestra una descarga de rayo con una corriente $I_R(t)$ que impacta en la cima de la torre.

En este diagrama, Z_G representa la impedancia del cable de guarda en cada dirección, mientras que Z_T representa la impedancia de la torre. La corriente de rayo es dividida en forma inversamente proporcional según la impedancia sobre el

cual se propaga la corriente es decir sobre el cable de guarda y la estructura de la torre.

La tensión en la cima de la torre V_T es calculada multiplicando la corriente total $I_R(t)$ por la impedancia resultante Z_R que se obtiene considerando que las impedancias de los tres recorridos de corrientes son conectadas en paralelo.

Esta tensión $I_R Z_R$ originará así tres ondas de tensión de igual amplitud que se propaga alejándose desde la cima de la torre hacia tierra y hacia ambos lados del cable de guarda tal como se muestra en la figura 2.5.

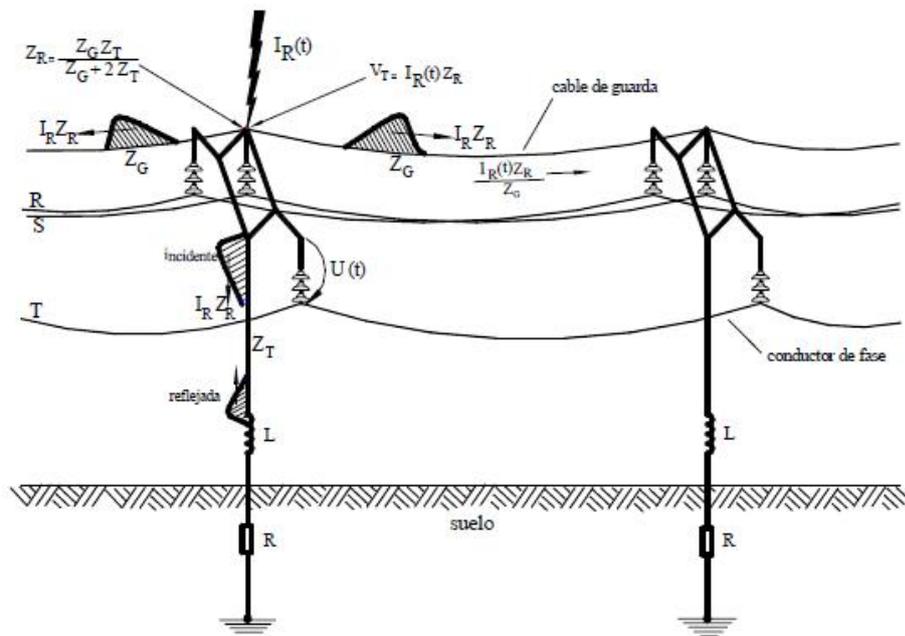


Figura 2.5 Proceso del mecanismo de interrupción inversa.

2.1.6 SOBREVOLTAJE DE MANIOBRA

Se originan por una operación de interrupción o por la falla que ocurre en el sistema durante una operación de recierre del interruptor, la interrupción de una falla y la conexión o desconexión de circuitos capacitivos o inductivos.

Dichas maniobras producen oscilaciones de tensión altamente amortiguadas, generalmente de corta duración y tienen amplitudes de magnitud impredecible.

Dichos esfuerzos eléctricos son sustancialmente de mayor duración que las producidas por descargas atmosféricas, sus valores de cresta pueden alcanzar dependiendo del sistema de alta tensión hasta cuatro veces la tensión nominal y desde el punto de vista del sostenimiento del aislamiento, son más peligrosos por su mayor duración y forma de onda [6].

El máximo sobrevoltaje de maniobra (V_{SM}), está dada por la ecuación 2.4:

$$V_{SM} = \left(\frac{V_N}{\sqrt{3}} \sqrt{2} \right) F_{SV} F_{SM} \quad (2.4)$$

Dónde:

V_{SM} = máximo sobrevoltaje de maniobra en kv

V_N = voltaje nominal entre fases en kv

F_{SV} = Factor de sobrevoltaje en operación normal entre 1.0 y 1.1

F_{SM} = Factor de sobrevoltaje por maniobra en por unidad

Para una sobretensión de maniobra, el tiempo de frente (t_f) está entre 100 a 500 μ s y el tiempo de cola (t_c) está en el orden de 1000 a 4000 μ s, la frecuencia de estas oscilaciones se extiende entre 100 a 500

Hz, y la elevación de la tensión (frente de onda) durante los 200 a 300 μ s, es la más peligrosa para el aislamiento.

En sistemas eléctricos con voltajes de servicio menores a 300 kV, la probabilidad de una falla debida a un sobrevoltaje de maniobra es mínima ya que el aislamiento es suficiente para sostener dicho transitorio, por tanto el diseño del aislamiento externo se orienta a las sollicitaciones eléctricas provocadas por impactos de rayo.

Por encima de 300 kV, gracias a mejoras en la tecnología de puesta a tierra, diseño de torres y métodos de protección de hilo de guarda, los niveles de sobrevoltaje de maniobra son los que determinan las distancias de los aislamientos; las cuales se incrementan en forma proporcional con la tensión del sistema, en tanto que las debidas a rayos permanecen constantes.

La Tabla 2.2 lista los valores típicos de sobretensiones de maniobra tomado del Libro de Referencia para Líneas de Transmisión [7]

Tabla 2.02 Valores típicos de sobretensiones de maniobra

Causas de la sobretensión de maniobra	Máxima sobretensión por unidad (p.u)
Energización de línea de 200 millas (322km), sin resistencia de cierre	3.5
Iniciación de falla en fase sin falla previa.	2.1
Interrupción de falla	1.7 - 1.9
Energización de línea y transformador	1.2 - 1.8
Primer re cierre en banco de capacitores	3

2.2 MODELOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Los primeros modelos transitorios electromagnéticos de líneas de transmisión se basaron en el caso sin pérdidas, por lo que las ecuaciones de las líneas son solo un caso particular de la ecuación de ondas. La solución para estas ecuaciones en términos de ondas viajeras fue dada por D' Alembert, que fueron la base para el modelo de Bergeron el cual fue desarrollado originalmente para el análisis de los sistemas hidráulicos en 1949 y fue posteriormente adaptada a las líneas de transmisión [8]. Desde finales de la década de 1960 y seguido por la creación de programas de simulación importantes como el Electro-Magnetic Transient Program (EMTP) muchos modelos de líneas de transmisión fueron propuestos para el EMTP sin embargo algunos de ellos encontraron su uso en programas como el ATP (Alternative Transients Program).

Los modelos dependientes de la frecuencia han evolucionado y mejorado con el tiempo, para las líneas de transmisión, los modelos tienen varias características dependiendo del tipo de problema que se quiera solucionar, para nuestro caso particular, los problemas de maniobras y de descargas atmosféricas han sido la base para la investigación y el proceso de los mismos, los primeros modelos fueron de parámetros concentrados y se ilustra con un circuito PI nominal y PI en cascada.

Bergeron diseñó un modelo con parámetros constantes usando las ecuaciones de ondas viajeras, después J. Martí diseñó un modelo usando una transformación del dominio del tiempo al dominio modal el cual consistió en usar todas las conexiones de capacitancias que se dan en las ecuaciones de líneas sin omitir ninguna y así se usó un análisis de bode para obtener curvas con respecto a la frecuencia.

Estos son los modelos más antiguos de los cuales se realizan en programas de niveles de aislamiento y de programación.

Hay muchos modelos actuales que se diseñan y usan en distintos países según su clima y costumbres para resolver problemas específicos de cada región.

Los sistemas de potencia a menudo presentan fenómenos transitorios que pueden ser un problema potencial para el aislamiento de los equipos, estos fenómenos transitorios tienen directa influencia con el voltaje como lo son los fenómenos ocasionados por rayos, por maniobras o incluso pueden ser a frecuencia fundamental [6].

A medida que pasan los años se trata de realizar modelos matemáticos que nos ayuden a visualizar el problema desde otra perspectiva y poder tener una noción o un previo aviso de lo que va a ocurrir.

Las sobretensiones transitorias en los sistemas eléctricos están relacionadas principalmente con interrupciones de maniobras, la ocurrencia de fallas y fenómenos de remoción y relámpagos. Para los niveles de tensiones superiores a 230 KV, el cambio y las perturbaciones de falla, comúnmente llamados disturbios internos, pueden ser más importantes que las descargas atmosféricas. Esto se debe simplemente al hecho de que las sobretensiones internas están directamente relacionadas con la tensión nominal del sistema [7].

2.3 MODELOS ANALIZADOS

Los fenómenos transitorios ocasionados por descargas atmosféricas o por maniobras, son analizados a través de los diferentes modelos dependientes de la frecuencia. Se detallan los modelos de Bergeron y J. Martí.

2.3.1 MODELO DE BERGERON [8]

2.3.1.1 Introducción

Hermann W. Dommel presento un modelo con parámetros distribuidos constantes en el cual calcula la propagación de diferentes tipos de ondas, siendo estos como modelos desacoplados.

Para las líneas transpuestas, forma una matriz de ondas a frecuencia constante, pero para líneas no transpuestas, varía con la frecuencia, y en mayor medida para los cables que para las líneas, ésto hace necesario tomar precauciones al adoptar la frecuencia a la cual se determinarán los parámetros.

2.3.1.2 Desarrollo

El método se basa en la propagación de las ondas en una línea de transmisión sin pérdidas y con parámetros L y C constantes distribuidos a través de la línea de transmisión.

Las ecuaciones 2.5 y 2.6 muestran las ecuaciones de ondas electromagnéticas dadas por D' Alembert en su forma general de ecuaciones diferenciales donde "L" y "C" son la inductancia y la capacitancia de la línea respectivamente, "x" y "t" indican que se desplazan en el espacio y en el tiempo respectivamente.

$$-\partial e/\partial x = L'(\partial i/\partial t) \quad (2.5)$$

$$-\partial i/\partial x = C'(\partial e/\partial t) \quad (2.6)$$

Las ecuaciones de movimiento y dirección se muestran a continuación:

$$i(x, t) = f_1(x - vt) + f_2(x + vt) \quad (2.7)$$

$$e(x, t) = Z \cdot f_1(x - vt) + Z \cdot f_2(x + vt) \quad (2.8)$$

Las ecuaciones 2.9 y 2.10 muestran la impedancia característica de una línea sin pérdidas y la velocidad de propagación.

$$Z = \sqrt{L'/C'} \quad (2.9)$$

$$v = 1/\sqrt{L'C'} \quad (2.10)$$

Las funciones dadas por D' Alembert son dos ondas de las cuales $(x - vt)$ va hacia la derecha y $(x + vt)$ va hacia la izquierda, y la velocidad de propagación de la onda como "v".

Multiplicando la ecuación 2.7 por "Z" y sumando o restando con la ecuación 2.8 se tienen las ecuaciones 2.11 y 2.12 las cuales muestran dos ondas de voltaje desplazándose una a la derecha y la otra a la izquierda.

$$e(x, t) + Zi(x, t) = 2Zf_1(x - vt) \quad (2.11)$$

$$e(x, t) - Zi(x, t) = -2Zf_1(x + vt) \quad (2.12)$$

Ahora asumiendo un tiempo de viaje de la onda que recorre toda la longitud de la línea (T) en una onda que viaja desde un terminal hacia el otro recorriendo toda la línea se muestra en la ecuación 2.13:

$$T = l/v = l\sqrt{L'C'} \quad (2.13)$$

Si la onda arranca en un tiempo (t - T) cuando llegue al otro extremo el tiempo será de (t) y reemplazando de las ecuaciones 2.11 y 2.12 con la ecuación 2.13 tenemos:

$$e_n(t - T) + Zi_{n,k}(t - T) = e_k(t) + Z(-i_{k,n}(t)) \quad (2.14)$$

$$e_k(t - T) + Zi_{k,n}(t - T) = e_n(t) + Z(-i_{n,k}(t)) \quad (2.15)$$

Así las ondas de corriente en ambos extremos vista cada una por separado son:

$$i_{k,n}(t) = (1/Z)e_k(t) + I_k(t - T) \quad (2.16)$$

$$i_{n,k}(t) = (1/Z)e_n(t) + I_n(t - T) \quad (2.17)$$

2.3.1.3 Resultado

Con las ecuaciones (2.16) y (2.17) se forma un circuito equivalente para la línea de transmisión el cual se muestra en la figura 2.6.

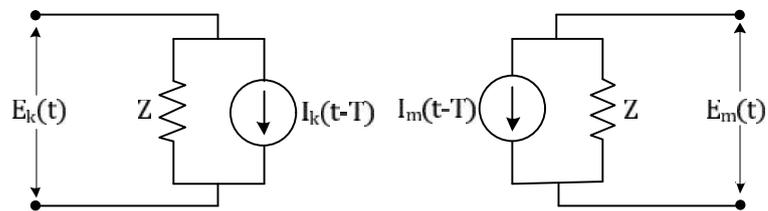


Figura 2.6 Circuito representativo del modelo de Bergeron

La principal causa de error se produce al suponer constantes los parámetros con la frecuencia. La mayor variación se produce para el modo de tierra, es decir, para transitorios en los que aparecen componentes homopolares de tensión y de corriente.

Con sus limitaciones, este modelo mejora substancialmente los resultados con respecto a los modelos formados por elementos π .

2.3.1.4 Conclusión

Para sistemas M-fásicos, las líneas se desacoplan por medio del Método de Descomposición Modal para estudiar cada modo como una línea monofásica.

Esta descomposición se realiza por medio de matrices de transformación constantes con componentes reales, dando resultados exactos para líneas balanceadas.

Para líneas desbalanceadas el modelo no es útil, ya que la suposición de que la matriz de transformación sea constante no es válida, porque las matrices son dependientes de la frecuencia.

2.3.2 MODELO DE J. MARTÍ [9]

2.3.2.1 Introducción

La metodología usada por J. Martí evita problemas numéricos de estabilidad, y dan un ancho rango de frecuencias de 0 Hz (condición DC) a 106 Hz sin la intervención del usuario, para las respuestas en computadora solo aumenta del 10% al 30% del tiempo al que se realizaban los análisis con parámetros fijos.

Las formulaciones en el dominio del tiempo son más complejas que en el dominio de la frecuencia pero para un estudio completo con operaciones de maniobras o elementos no

lineales y algunos otros fenómenos son más flexibles y generales.

2.3.2.2 Desarrollo

Basado en el método de Dommel el cual usó una representación en dominio del tiempo, D' Alembert simplificó las ecuaciones de onda y Bergeron relacionó el voltaje con la corriente.

Al incluir la frecuencia en los parámetros también influyen las pérdidas, Budner introdujo el primer modelo dependiente de la frecuencia usando funciones de ponderación o de peso como una admitancia; Snelson hizo un cambio de variable e introdujo ondas viajeras como Bergeron pero con voltajes y corrientes definidas como:

Funciones viajando a la derecha

$$v_K(t) = v_K(t) + R_1 i_K(t) \quad (2.18)$$

$$v_M(t) = v_M(t) + R_1 i_M(t) \quad (2.19)$$

Funciones viajando a la izquierda

$$b_K(t) = v_K(t) - R_1 i_K(t) \quad (2.20)$$

$$b_M(t) = v_M(t) - R_1 i_M(t) \quad (2.21)$$

Donde

$$R_1 = \lim_{\omega \rightarrow \infty} Z_C(\omega) \quad (2.22)$$

Estas funciones de ponderación viajeras se muestran en la figura 2.7 estan en el dominio del tiempo como lo demostró Snelson y J. Martí las transformó al dominio de la frecuencia.

La figura 2.8 muestra el circuito equivalente que encontraron Dommel y Meyer al unir las ecuaciones de Snelson usando una representación en forma de circuito en uno de los extremos de una línea.

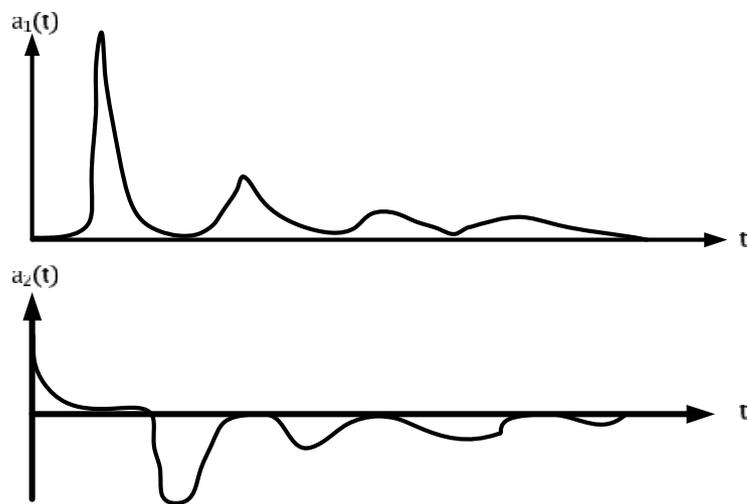


Figura 2.7 Funciones de ponderación usadas por Snelson en función del tiempo.

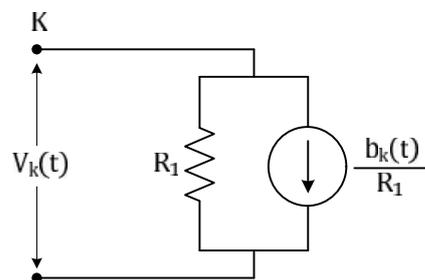


Figura 2.8 Circuito equivalente del modelo realizado por Dommel y Meyer en el nodo K

La función viajera a la izquierda es obtenida por valores de corrientes y voltajes de datos pasados los cuales se obtienen por medio de la integral mostrada en la figura 2.13:

$$b_K(t) = \int_0^{\infty} \{f_M(t-u)a_1(u) + f_K(t-u)a_2(u)\} \partial u \quad (2.23)$$

Se pueden aplicar muchas ondas de ponderación pero siempre habrá desventajas al realizar la integral, Meyer y Dommel encontraron un circuito equivalente que simplifica las funciones de ponderación con los voltajes en los nodos m y k.

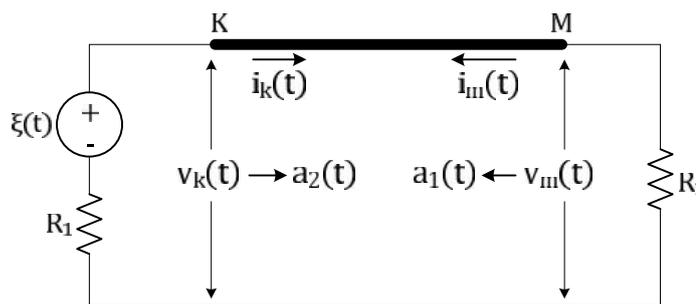


Figura 2.9 Circuito encontrado por Meyer y Dommel para simplificar las funciones de ponderación.

Así con este circuito se consigue que las funciones de ponderación para $a_1(t)$ y $a_2(t)$ sean un pulso y cero respectivamente.

Se realiza el cambio de formulación al dominio de la frecuencia de las mismas ecuaciones presentadas anteriormente y tenemos las ecuaciones de funciones viajeras mostradas a continuación:

Funciones viajando a la derecha:

$$Y_K(\omega) = V_K(\omega) + Z_{eq}(\omega)I_K(\omega) \quad (2.24)$$

$$Y_M(\omega) = V_M(\omega) + Z_{eq}(\omega)I_M(\omega) \quad (2.25)$$

Funciones viajando a la izquierda:

$$B_K(\omega) = V_K(\omega) - Z_{eq}(\omega)I_K(\omega) \quad (2.26)$$

$$B_M(\omega) = V_M(\omega) - Z_{eq}(\omega)I_M(\omega) \quad (2.27)$$

La impedancia equivalente se aproxima a la impedancia característica que en la figura 2.8 es la resistencia R_1 , relacionando las funciones viajeras y resolviendo el circuito se obtiene la expresión:

$$B_K(\omega) = A_1(\omega) \cdot F_K(\omega) \quad (2.28)$$

$$B_M(\omega) = A_1(\omega) \cdot F_M(\omega) \quad (2.29)$$

Dónde:

$$A_1(\omega) = e^{-\gamma(\omega)l} = \frac{1}{\cosh[\gamma(\omega)l] + \sinh[\gamma(\omega)l]} \quad (2.30)$$

Esta función $A_1(\omega)$ es la función de ponderación con el circuito de la figura 2.9 y la función $A_2(\omega)$ es cero como muestra el gráfico a continuación.

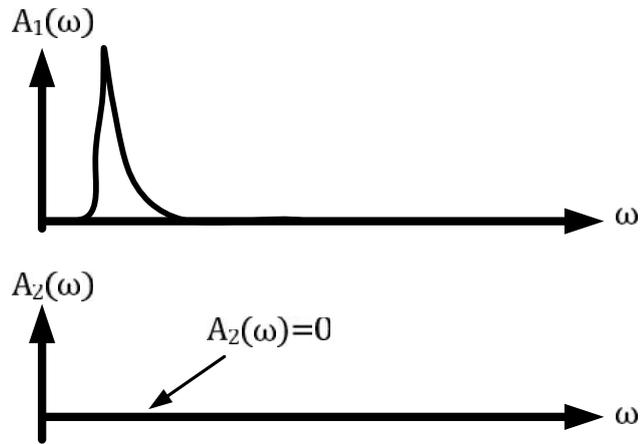


Figura 2.10 Funciones de ponderación obtenidas del circuito de la Figura 2.9.

Las funciones viajeras en reversa traen consigo el pasado histórico de datos de la línea, esto se refiere a los valores de corriente y voltaje en sentido contrario a la onda que se transmite en ese momento y así se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$v_k(t) = e_k(t) + E_{kh} \quad (2.31)$$

$$v_{ir}(t) = e_{ir}(t) + E_{ir,h} \quad (2.32)$$

Con estas ecuaciones 2.31 y 2.32 se obtiene el circuito equivalente de este modelo el cual se muestra en la figura 2.11.

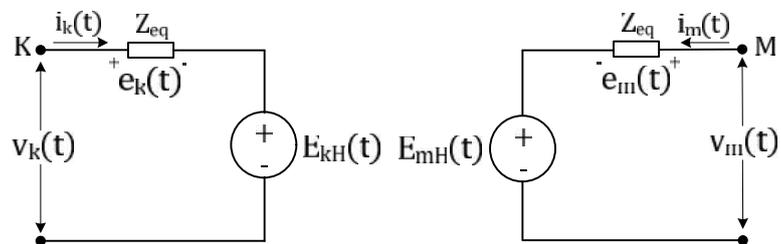


Figura 2.11 Circuito equivalente del modelo de J. Martí.

La impedancia equivalente “ Z_{eq} ” es simulada por bloques y estos dependen de la línea en particular, según los números de polos y ceros que resultan de secuencia positiva y secuencia cero.

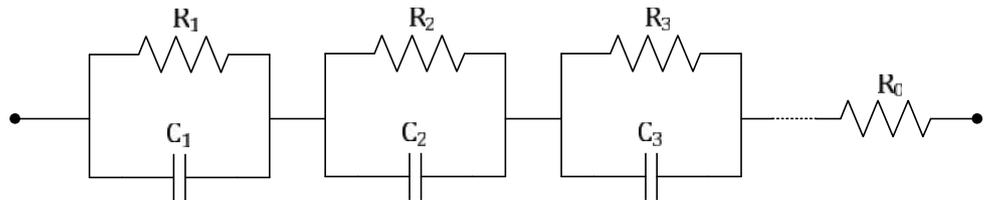


Figura 2.12 Síntesis de la impedancia característica o equivalente.

De la figura 2.12 se obtiene una expresión algebraica para su solución como muestra la ecuación 2.33.

$$Z_{eq}(s) = \frac{num(s)}{den(s)} = H \frac{(s + z_1)(s + z_2) \cdots (s + z_n)}{(s + p_1)(s + p_2) \cdots (s + p_n)} \quad (2.33)$$

Realizando fracciones parciales se obtiene:

$$Z_{eq}(s) = k_0 + \frac{k_1}{s + p_1} + \frac{k_2}{s + p_2} + \cdots + \frac{k_n}{s + p_n} \quad (2.34)$$

Para la figura 2.12 se obtiene:

$$R_0 = k_0$$

$$R_i = \frac{k_i}{p_i}$$

$$C_i = \frac{1}{k_i}$$

Esta característica o simulación de la impedancia no es esencial para líneas abiertas-cerradas sino más significativa para cortocircuitos.

Para el cálculo de la fuente de voltaje E_{kh} lo que significa el pasado histórico de la línea se realizan convoluciones para anti-transformar, algunos métodos fueron desarrolladas por Semlyen; para la función de ponderación tenemos la función $a_1(t)$ la cual se hace racional, y al realizar fracciones parciales se obtiene.

$$p(t - \tau) = A_1(t) \quad (2.35)$$

El pulso de voltaje de la figura 2.11 es desplazado al origen y se genera la función $p(t)$ que es transformada al dominio de la frecuencia.

$$A_1(\omega) = P(\omega)e^{-j\omega\tau} \quad (2.36)$$

$$P_a(s) = \frac{num(s)}{den(s)} = H \frac{(s + z_1)(s + z_2) \cdots (s + z_n)}{(s + p_1)(s + p_2) \cdots (s + p_n)} \quad (2.37)$$

$A_1(\omega)$ es la respuesta del circuito y tiende a cero cuando la frecuencia tiende al infinito, o sea que en frecuencias muy altas la función de ponderación se hace cero. Anti-transformando la función de ponderación en el dominio del tiempo.

$$a_{1a}(t) = [k_1 e^{-p_1(t-\tau)} + k_2 e^{-p_2(t-\tau)} + \cdots + k_n e^{-p_n(t-\tau)}] \cdot u(t - \tau) \quad (2.38)$$

El número de ceros y polos depende de la línea en particular y en este modelo se tabulan según las distancias de las líneas en millas.

En la tabla 2.3 se muestran el número de exponenciales para la simulación de la función de ponderación de pulso $a_1(t)$.

Tabla 2.3 Número de circuitos en paralelo según el tamaño de la línea

5 millas		30 millas		100 millas		500 millas	
Zeros	Polos	Zeros	Polos	Zeros	Polos	Zeros	Polos
14	12	15	14	13	15	12	13

El proceso que realizó Martí se basa en la aplicación básica de BODE el cual adapta la función libremente dependiendo como se vayan necesitando polos y ceros para la curva.

2.3.2.3 Resultado

J Martí probó con un test de comparación analítica, en dominio de la frecuencia con una fuente de una frecuencia singular y el otro terminal en circuito abierto o cortocircuitado, para la $Z_c(\omega)$ y $A_1(\omega)$ se puede usar la formula analítica pero también se puede comparar con una relación aproximada y esta puede ser hecha según el rango de frecuencia.

Al estar cortocircuitado el terminal de envío, la corriente de la línea está dado por:

$$I_k = \frac{E_s}{Z_c} \cdot \frac{1 + A_1^2}{1 - A_1^2} \quad (2.39)$$

Donde (E_s) es el voltaje de la fuente que usó Martí en la prueba. Y así mismo para circuito abierto, esta relación está dada por:

$$V_{r.} = E_s \cdot \frac{2A_1}{1 + A_1^2} \quad (2.40)$$

Esta última expresión es independiente de la impedancia característica, he aquí el porqué, algunos modelos dependientes de la frecuencia dan resultados aceptables si solo se prueban para condiciones de circuito abierto.

2.3.2.4 Conclusión

Este modelo fue desarrollado para la modelación de líneas de transmisión en un rango completo de frecuencias, las rutinas de obtención de datos es sencilla de conseguir, y ayudan a obtener una representación en transformaciones modales de líneas desbalanceadas y no transpuestas.

CAPITULO 3

PROPUESTA

3.1 INTRODUCCIÓN A LA PROPUESTA

La planificación propuesta por la compañía CELEC-Transelectric en mayo del 2009 hasta el 2020 propone una primera parte del nuevo sistema de 500 KV el cual consiste en conectar las subestaciones de Coca-Codo Sinclair hasta El Inga (Quito), después unir ésta subestación El Inga (Quito) hasta la subestación Las Lojas (Guayaquil) y finaliza con la conexión entre Las Lojas (Guayaquil) hasta la subestación Taday (Sopladora).

Las líneas de transmisión a 500 KV tendrán cuatro conductores por fase para ayudar a disminuir el efecto corona, la separación entre conductores es de 45.7 cm, además cada subestación tendrá banco de reactores para controlar el reactivo y los niveles de tensión.

La propuesta consiste en desarrollar un análisis de transitorios debido a maniobras de energización y de descargas atmosféricas a través de la simulación de la línea de transmisión Las Lojas – Taday en el Alternative Transients Program (ATP).

Las características de la línea de transmisión son:

L/T Las Lojas (Guayaquil) – Taday (Sopladora)

De Circuitos: Uno

Nivel de tensión:	500 KV
Longitud:	180 Km
Tipo de Conductor:	4x750 ACAR
MVAR totales:	112 MVAR

Las características de las subestaciones son:

Subestación Las Lojas (Guayaquil)

Relación de transformación 500/230 KV

Dos Transformadores de 450 MVA. [3]

Subestación Taday (Sopladora)

Relación de transformación 500/230 KV

Un Transformador de 450 MVA. [3]

3.2 TIPOS DE SOBRETENSIONES

En los sistemas eléctricos, por distintas causas se presentan sobretensiones, que pueden producir daño en aislamientos y en consecuencia pérdida del servicio de energía eléctrica generando; pérdidas económicas a industrias y al centro de despacho una serie de conflictos o problemas para restablecer el sistema. Las sobretensiones transitorias que ocurren en un SEP pueden ser de origen externo o bien, se generan internamente, ya sea por las operaciones de maniobra o por perturbaciones en la red, en general los transitorios en sistemas de transmisión se originan debido a cualquier cambio repentino en las condiciones de operación de los

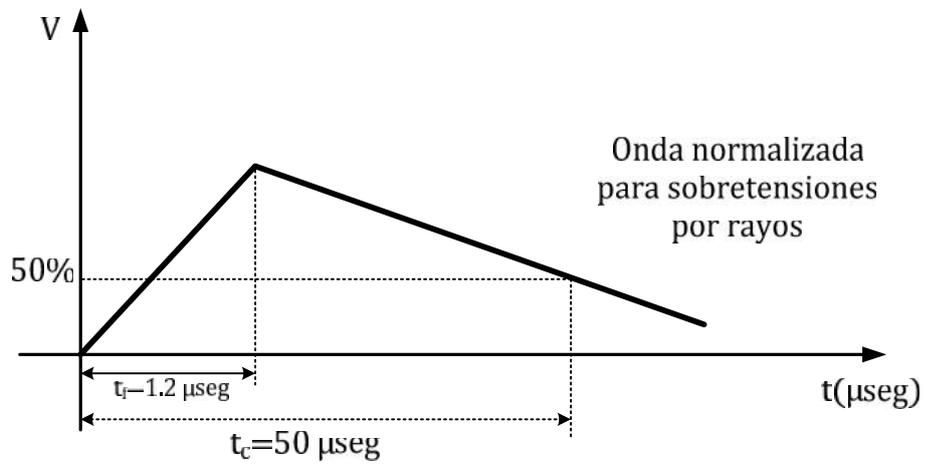
sistemas. Los tres tipos de sobretensiones que se pueden presentar en un SEP son:

- a) Sobretensiones de frecuencia fundamental o temporales
- b) Descargas atmosféricas
- c) Sobretensiones por maniobra

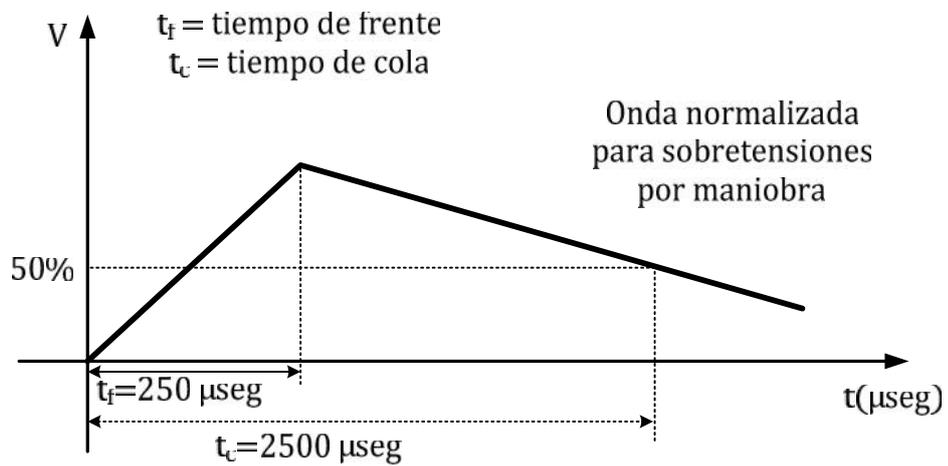
El carácter variado y aleatorio de las sobretensiones las hace difícil de caracterizar.

Las sobretensiones por maniobra son de tipo interno al sistema, es decir directamente proporcional al voltaje del sistema, al contrario de las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas que permanecen más o menos constantes. Las sobretensiones por maniobra por lo general tienen un alto amortiguamiento y corta duración, la onda normalizada para este tipo de sobretensión es de 250/2500 μ seg como se muestra en la figura 3.1(a), según la IEC en su publicación 60-2 del año 1973.

Para niveles arriba de 300 kV, es decir niveles de EHV y UHV las sobretensiones por rayos son menos importantes, al contrario de las sobretensiones por maniobras que pueden tener frente de onda del orden de varios microsegundos y durar varios ciclos de la frecuencia industrial y esto las convierte en el factor limitante para la coordinación de aislamiento.



(a)



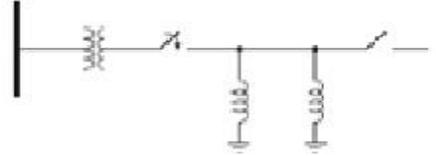
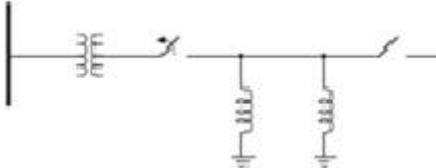
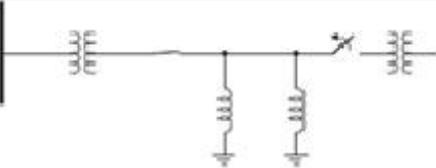
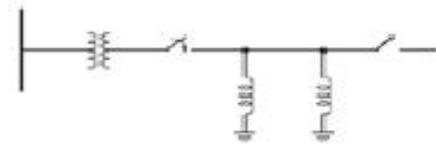
(b)

Figura. 3.1 Ondas normalizadas para sobretensiones, (a) onda de rayo, (b) onda por maniobras.

Las ondas normalizadas son contempladas para realizar pruebas con sobretensiones a tiempos diferentes.

La tabla 3.1 muestra algunas operaciones de maniobra que pueden ocasionar un nivel de sobretensión elevado.

Tabla 3.1 Maniobras que pueden ocasionar sobretensiones en el sistema

MANIOBRA	DIAGRAMA BÁSICO
1. Energización de líneas	
2. Interrupción de una línea en vacío	
3. Desconexión de un transformador en vacío	
4. Energización de una línea por el lado de la fuente	

Características para el análisis de sobretensiones por maniobras

Las características de los problemas de análisis de sobretensiones transitorias en sistemas eléctricos son:

- Gran complejidad, ecuaciones, modelos integro diferenciales muy diversos para los diferentes componentes
- Variabilidad en el tiempo, tanto de ciertos parámetros de los modelos de componentes como de las ecuaciones de vínculo.
- Numerosas variantes a analizar, para cada caso de estudio, modificando tanto los parámetros de los componentes, como las ecuaciones de vínculo o las condiciones iniciales.

- Difícil comprensión de los modelos, se hace complicado comprender los diferentes modelos.
- Aunque muchos modelos son muy precisos, por la dificultad de conocer muchos de los parámetros físicos su precisión puede ser limitada.

La evaluación y análisis de sobretensiones en los sistemas eléctricos se puede hacer en distintas formas.

- Métodos empíricos, que pueden presentar muchas dificultades de realización por los complejos modelos y la variación de parámetros.
- Mediciones de campo, particularmente interesante por los resultados que puede brindar, los cuales pueden ser:
 - Registros especiales de largo plazo, que con continuidad suficiente pueden considerarse experiencia de operación.
 - Pruebas puntuales, que se desarrollan sobre un fenómeno en particular.
- Métodos de simulación
- Modelos matemáticos
- Analizador de transitorios (ATP), modelo físico especial con el que se construye el sistema simulado. El más aplicado ya que se puede modelar cada elemento del sistema, puede ser muy complejo dependiendo del sistema, posee una buena precisión y rapidez

3.3 APORTE DEL TRABAJO

El análisis de energización y descargas atmosféricas en la línea de transmisión Las Lojas – Taday usando los modelos de Bergeron y J. Martí se realiza con el objetivo de conocer el comportamiento o reacción de cada uno de ellos al exponerse a sobrevoltajes ocasionados por maniobras de energización y descargas atmosféricas, la tabla 3.2 presenta algunas clasificaciones de maniobras para el caso de energización.

Tabla 3.2 Clasificación de maniobras de interruptores de potencia

CASO	TIPO DE MANIOBRA
Energización (cierre)	<ul style="list-style-type: none">• Línea de transmisión en vacío• Líneas con transformador en vacío• Banco de capacitores• Banco de reactores• Arranque de motores

El estudio de sobretensiones por maniobra generalmente es realizado mediante simulaciones con el ATP, el cual requiere información de la capacidad de cortocircuito del sistema, característica de la línea de transmisión, el tipo de interruptores (por lo general el ATP usa interruptores estadísticos para conseguir representar la operación real del interruptor, debido a que estos consideran tiempos de actuación aleatorios), entre otros. El ATP permite obtener la tabulación estadística de las sobretensiones resultantes a través de la utilización de distintos interruptores (estadísticos y sistemáticos). Además es posible trabajar simultáneamente en varios circuitos, ya sean monofásicos o trifásicos, con el cambio de información entre ellos a través del uso de ventanas múltiples. La mayoría de los recursos (copiar, pegar, editar, cortar, girar, importar, exportar, etc.) está disponible en el ATPDraw.

A la hora de realizar un modelo de línea de transmisión en vacío, hay que tomar en cuenta la mayoría de fenómenos que se presentan en una línea de transmisión para obtener un resultado real o muy próximo en la simulación.

Los modelos a utilizar para la L/T son los de J. Martí y de Bergeron. Además son los indicados para la línea de parámetros distribuidos y dependiente de frecuencia.

3.4 CASOS PARA ANALIZAR

Consiste en realizar una simulación (energización y descargas atmosféricas) de la línea de transmisión Las Lojas - Taday mediante los modelos J. Martí y Bergeron y efectuar un análisis comparativo de cada modelo.

El análisis consiste en maniobras de energización y descargas atmosféricas. Las maniobras que analizaremos son:

a) Maniobra de energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas.

1. Energización desde Taday
 - Usando Modelo Martí
 - Caso 1: Energización utilizando pararrayos y reactores.
 - Caso 2: Energización con pararrayos y sin reactores.
 - Caso 3: Energización con reactores y sin pararrayos
 - Caso 4: Energización sin pararrayos y sin reactores
 - Usando modelo Bergeron

- Caso 1: Energización utilizando pararrayos y reactores.
- Caso 2: Energización con pararrayos y sin reactores.
- Caso 3: Energización con reactores y sin pararrayos.
- Caso 4: Energización sin pararrayos y sin reactores.

2) Energización desde Las Lojas

○ Usando Modelo Martí

- Caso 1: Energización utilizando pararrayos y reactores.
- Caso 2: Energización con pararrayos y sin reactores.
- Caso 3: Energización con reactores y sin pararrayos
- Caso 4: Energización sin pararrayos y sin reactores

○ Usando modelo Bergeron

- Caso 1: Energización utilizando pararrayos y reactores.
- Caso 2: Energización con pararrayos y sin reactores.
- Caso 3: Energización con reactores y sin pararrayos
- Caso 4: Energización sin pararrayos y sin reactores

b) Descargas atmosféricas

1. Descarga atmosférica en la mitad de la línea de transmisión Las Lojas – Taday.

○ Modelo J.Martí

- Descarga en la mitad de la línea con un extremo en vacío.

○ Modelo Bergeron.

- Descarga en la mitad de la línea con un extremo en vacío.
- 2. Descarga atmosférica en el hilo de guarda de una línea de 500 KV con ambos extremos en vacío.
 - Modelo J. Martí
 - Descarga atmosférica en el hilo de guarda de una línea con un extremo abierto y resistencia de pie de torre de 10 Ω y 400 Ω .
 - Descarga atmosférica en el hilo de guarda de una línea con un extremo continuo y resistencia de pie de torre de 10 Ω y 400 Ω .

La tabla 3.3 presenta la resistencia, reactancia y susceptancia paralelo de secuencia positiva, negativa y cero para una línea de transmisión de 500 kV.

Tabla 3.3 Parámetros de las líneas de transmisión de 500 kV.

Secuencias	Resistencia Serie	Reactancia Serie	Susceptancia Paralelo
(+) y (-)	0.0229 Ω /Km	0.3234 Ω /Km	5.1011 μ S/Km
(0)	0.2956 Ω /Km	1.1025 Ω /Km	3.3581 μ S/Km

3.5 MODELOS A UTILIZAR

Para el cálculo de sobretensiones en general se pueden usar diferentes métodos, pero para fenómenos transitorios ocasionados por maniobras los modelos usados son los modelos basados en ondas viajeras (Bergeron, J. Martí, T. Noda, Z- Line), debido a que cuando la frecuencia del transitorio es

alta (ocurre en sobretensiones por maniobra) la longitud de onda λ es menor comparada con la longitud de la línea de transmisión, produciéndose un retardo de tiempo de la onda, en estos casos, los modelos basados en ondas viajeras son mucho más exactos [8].

Para la simulación de la Línea Las Lojas– Taday se lo realizará usando los modelos Bergeron y J. Martí, debido a que el modelo Bergeron está basado en la propagación de ondas de una línea sin pérdidas y con parámetros L y C constantes distribuidos a través de la línea de transmisión, al contrario el modelo J. Martí se basa en propagación de ondas de una línea sin pérdidas pero con parámetros dependientes de la frecuencia (en las líneas se presentan fenómenos como el efecto piel, y el efecto de retorno a tierra a medida que aumenta la frecuencia), por eso se considera la dependencia de la frecuencia para tener resultados más exactos [8]. La tabla 3.4 muestra un rango de frecuencia para los distintos modelos.

.Tabla 3.4 Clasificación general de los modelos de línea[8].

GRUPO	RANGO DE FRECUENCIA	MODELO	FENOMENO
I	0,1 Hz – 3KHz	Modelos basados en circuitos PI	Sobrevoltajes temporales
II	50 Hz – 20KHz	Modelos de ondas viajeras	Sobrevoltajes por maniobras
III	10 KHz – 3MHz	Modelos de ondas viajeras	Sobrevoltajes por descargas atmosféricas

La comparación de los dos modelos, se basa en cuatro índices muy significativos:

- la exactitud del modelo,
- el tiempo de respuesta computacional,
- la capacidad del modelo de simular líneas con alta asimetría y

➤ su complejidad.

El modelo J. Martí, comparado con el modelo de Bergeron desarrollado por Dommel, ofrece una mayor exactitud; aunque resulta ser computacionalmente más lento [8].

La tabla 3.5 y 3.6 establece una comparación cualitativa de los diferentes modelos y sus características con respecto al modelo de J. Martí, teniendo en cuenta: la exactitud, el tiempo de respuesta computacional, la capacidad de simular líneas con alta asimetría y la complejidad del modelo.

Tabla 3.5 Comparación cualitativa de los modelos de línea con respecto al modelo Martí [8].

Modelo	Índices de evaluación			
	Exactitud del modelo		Tiempo de respuesta computacional	
	SM	SD	SM	SD
Modelo 1	-E	-E	Lento	Lento
Modelo 2	-E	-E	10 al 30% más rápido	10 al 30% más rápido
Modelo 3	+E	+E	Lento	Lento
Modelo 4	+E	+E	N segundos más lento	N segundos más lento
Modelo 5	+E	+E	N segundos más lento	N segundos más lento
Modelo 6	+E	+E	Lento	Lento

SM= Sobrevoltajes por Maniobras.

SD= Sobrevoltajes por Descargas Atmosféricas.

E= Exactitud.

N= Numero de fases.

Modelo 1 = Modelo de circuitos PI nominales en cascada.

Modelo 2 = Modelo de Bergeron.

Modelo 3 = Modelo de TakuNoda.

Modelo 4 = Modelo Z-line.

Modelo 5 = Modelo de línea Idempotente.

Modelo 6 = Modelo Directo de Nguye.

Tabla 3.6. Características de los modelos de línea[8].

Modelo	Simulación de líneas con alta simetría	Complejidad del modelo
Modelo 1	No recomendado, se presentan oscilaciones entre los nodos de conexión de cada circuito PI	Simple
Modelo 2	No recomendado, utiliza matrices de transformación constantes en la descomposición fase modo	Simple
Modelo 3	Recomendado, aunque para las simulaciones, el modelo depende de Δt	Alto orden – transformada Z
Modelo 4	Recomendado, aunque para efectos de simulación de la naturaleza distribuida de las pérdidas, la línea debe subdividirse en un número de secciones.	Alto orden – cálculo de secuencia coordinado de n bloques de 1 ^{er} orden
Modelo 5	Recomendado, es más exacto aun cuando el número de fases es mayor.	Alto orden-juego de polos comunes, método de aproximación de Bode.
Modelo 6	Recomendado, incluso para analizar voltajes inducidos en rieles de tren cercanos a líneas de transmisión, aunque pueden ocurrir un gran número de oscilaciones para líneas con resistividad de tierra muy alta.	Alto orden-polos y ceros reales, método de aproximación de Bode

3.6 HERRAMIENTAS A UTILIZAR [10].

La herramienta principal utilizada es el Programa para Análisis de Transitorios, ATP.

El AlternativeTransientProgram (ATP) es una potente herramienta de simulación, fue originalmente diseñado para el cálculo de procesos transitorios en sistemas eléctricos de potencia. Durante los últimos años se han desarrollado varios programas de apoyo con los que se puede diseñar un paquete de simulación muy flexible y rápida, cuyas prestaciones son actualizadas regularmente.

Una simulación en el ATP se realiza generalmente en tres pasos, para cada uno de los cuales existen en la actualidad varios programas, o distintas versiones de un mismo programa, así se tiene:

ATPDraw, para creación y edición de archivos de entrada, es un preprocesador interactivo en entorno Windows que actúa como núcleo central del paquete completo, ya que los usuarios pueden controlar la ejecución de cualquier programa integrado en el paquete desde ATPDraw. Este preprocesador dispone de modelos para los principales componentes de una red de potencia, y permite que un usuario pueda añadir sus propios modelos desarrollados a partir de varias opciones disponibles en el paquete, como Data Base Module o el lenguaje de programación MODELS.

TPBIG, para simular redes eléctricas en el dominio del tiempo y de la frecuencia.

PCPLOT, TPLOT, GTPLOT o PLOTXY, para procesar los resultados de una simulación de forma gráfica permitiendo de esa forma al usuario observar el fenómeno que se encuentre analizando y facilitando su comprensión y manejo de resultados.

El AlternativeTransientProgram (ATP) brinda la opción de modelar las líneas de transmisión de diferentes maneras dependiendo del estudio que se quiera realizar, mediante la componente LCC se puede escoger un modelo de línea y automáticamente calcula sus parámetros a partir de la geometría de la línea y de las propiedades de los conductores que la conforman, los modelos con los que cuenta son:

Circuito π , el cual es una aproximación discreta a los parámetros distribuidos constantes, razón por la cual, no es generalmente el mejor modelo para estudios de transitorios ya que la solución por parámetros distribuidos es más rápida y usualmente más precisa.

Parámetros distribuidos constantes, o de Bergerón procede calculando la propagación de diferentes componentes de modo, siendo estos modos desacoplados, en cada extremo de la línea se convierten los valores de modo a valores de fase mediante la matriz de transformación, la principal causa de error de este modelo es al suponer constantes los parámetros con la frecuencia.

Modelo de Semlyen, aproxima la impedancia característica y la constante de propagación de cada modo mediante dos exponenciales. La sencillez de las ecuaciones hace que aun cuando los parámetros de la línea no presenten discontinuidades, la aproximación sea insuficiente, por lo que este modelo este cayendo en desuso.

Modelo de José Martí, este modelo J. MARTI SETUP, aproxima la impedancia característica y la constante de propagación por funciones racionales. Es el modelo de parámetros variables que más se utiliza.

Modelo TakuNoda, difiere de los anteriores ya que el cálculo se hace directamente en componentes de fase obviándose el inconveniente de la matriz de transformación, generalmente es más dificultoso obtener un modelo adecuado para una línea determinada, el tiempo de paso de la simulación debe ser el mismo con el que se calculó el modelo, de ser necesario utilizar otro paso deberá recalcularse el modelo.

Los elementos del ATP más comunes para la simulación de un sistema de transmisión son:

Fuentes Equivalentes:

Las fuentes equivalentes están compuestas por una fuente sinusoidal tipo ACSOURCE tipo 14 en serie con una línea de parámetros R – L.

Líneas de Transmisión:

El componente LCC del ATP nos brinda la opción de escoger el modelo de las líneas que queremos utilizar.

Transformador:

El transformador debe ser de la rutina saturada debido a que los transformadores de 500 KV son de este tipo.

Interruptores:

El ATP posee dos tipos de interruptores, el primero es de tiempo fijo y realiza la maniobra en un tiempo dado por el usuario una sola vez.

El segundo es un interruptor estadístico, puede ser maestro o esclavo, el interruptor maestro es independiente y los demás son dependientes de la acción del primero.

Reactores:

Se usa un elemento lineal, un inductor el cual no considera curva de saturación.

Pararrayos:

El elemento no lineal MOV tipo 93trifásico es el más común.

CAPITULO 4

RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

4.1 DATOS DE CONDUCTOR Y TORRE

Para realizar la simulación se requiere una serie de información sobre las características de la línea a ser usada en el programa Alternative Transient Program (ATP). La línea de transmisión y sus características principales están dadas por el tipo de torres a utilizar. Para la línea de 500 KV se usa la torre de la figura 4.1 y de acuerdo al tipo de torre, se ingresa las características al ATP el cual calcula los valores de impedancia de la línea. En la tabla 4.1 se presentan los datos de la línea Taday - Las Lojas según lo planificado por CELEC – Transelectric.

Tabla 4.1 Datos de la línea según lo planificado por CELEC-Transelectric.

Línea de transmisión	# de	Voltaje	Longitud	Tipo de
	circuitos	(kV)	(km)	conductor
Taday – Las Lojas	1	500	180	4x750ACAR

La tabla 4.2 presenta los parámetros de secuencia positiva, negativa y cero de la línea de transmisión Taday – Las Lojas.

Tabla 4.2 Parámetros utilizados en la simulación para línea de transmisión de 500 KV.

Secuencia	R(Ω /km)	X(Ω /km)	Bc (μ S/km)
Positiva (+) y Negativa (-)	0,0229	0,3234	5,1011
Cero (0)	0,2956	1,1025	3,3581

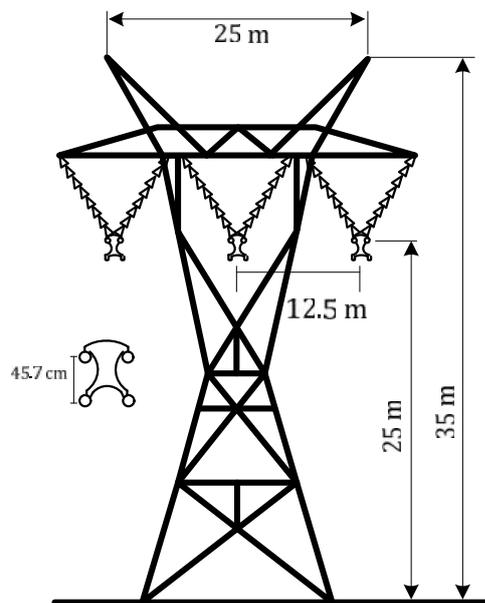


Figura 4.1 Torre para líneas de 500 KV.

El conductor de fase a utilizar en todas las líneas de transmisión de 500 kV es el 750 kcmil ACAR, además se contará con 2 hilos de guarda, uno de acero galvanizado de 7 hilos y 3/8" de diámetro global y otro de fibra óptica llamado OPGW, el cual contiene hilos de fibra óptica en su interior y recubiertos por cable de acero galvanizado, cuyas características técnicas se presentan en las siguientes tablas.

La tabla 4.3 presenta las principales características del conductor ACAR 750 para las líneas de transmisión de 500 kV.

Tabla 4.3 Características del conductor ACAR 750 para líneas de 500 KV.

Tipo	Unidad	Valor
Calibre	kCM	750
Sección transversal	mm ²	380
Número de alambres	c/u	30/7
Diámetro Aluminio	mm	3,617
Diámetro Aleación de aluminio	mm	3,617
Diámetro interior del conductor	mm	10,851
Diámetro exterior del conductor	mm	25,31
Peso aproximado del conductor	kg/km	1047
Carga a la rotura	kg	7056
Resistencia eléctrica máxima DC a 20°C	ohm/km	0,0777

En la tabla 4.4 y 4.5 se presentan las características del cable de guarda de acero galvanizado y del cable de guarda tipo OPGW respectivamente.

Tabla 4.4 Características del cable de guarda de acero galvanizado

Tipo	Unidad	Valor
Calibre	kCM	3/8"
Sección transversal	mm ²	51,14
Número de alambres de acero galvanizado de alta resistencia	c/u	7
Diámetro nominal	mm	9,52
Peso unitario del conductor	kg/m	0,497
Resistencia mínima a la rotura	kgf	4900
Resistencia eléctrica máxima CC a 20°C	ohm/km	0,05

Tabla 4.5 Características del cable de guarda tipo OPGW

Tipo	Unidad	Valor
Nº de fibras ópticas	kCM	24
Diámetro exterior del conductor	mm	17
Sección total	mm ²	140
Sección aluminio	mm ²	105
Sección acero	mm ²	35
Resistencia eléctrica máxima DC a 20°C	ohm/km	0,29
Atenuación máx. 1310 nm, 20°C	dB/km	0,4
Atenuación máx. 1550 nm, 20°C	dB/km	0,25

Cada fase del sistema de 500 kV está formada por un haz de 4 conductores con lo cual se disminuye el efecto corona, la separación entre cada conductor del haz es de 45,7 cm, en cambio cada fase del sistema de 230 kV se encuentra conformado por un conductor.

4.2 DATOS PARA LA SIMULACIÓN

El Alternative Transient Program (ATP) requiere la configuración de la línea (dado por la torre de la figura 4.1) en estudio y su longitud.

A continuación se muestra los detalles de cada elemento usado en el ATP.

4.2.1 FUENTE EQUIVALENTE.

La fuente está representada por un generador trifásico ideal con voltaje de línea a línea de 230 KV, seguido por una impedancia equivalente de secuencia la cual requiere los valores de reactancia y

resistencia de secuencia cero y positiva. Los circuitos equivalentes se obtienen con el análisis de cortocircuito.

Para el cálculo de las reactancias de secuencia positiva y secuencia cero se lo realiza con los datos obtenidos del programa Digsilent Power Factory.

Barra de Taday (Guayaquil)

Falla monofásica en la fase A	9.53 KA
Falla trifásica	10.06 KA

Barra de Las Lojas (Sopladora)

Falla monofásica en la fase A	9.68 KA
Falla trifásica	9.37 KA

La relación X/R = 10 (SNT)

Bases: 100MVA y 230 KV

$$I_{Base} = \frac{100000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \cdot 230 \text{ KV}} = 251.02 \text{ A}$$

$$Z_{Base} = \frac{230^2}{100} = 529 \Omega$$

Taday 230 KV

- Trifásico

$$I_{f-3\phi} = \frac{V_{pf}}{Z_1} ; \quad I_{pu} = \frac{10.06 \times 1000}{251.02} = 40.07$$

$$Z_1 = Z_2 = \frac{1.0}{40.076192} = 0.024952 \text{ pu}$$

- Monofásica

$$I_{F_{1\phi-t}} = 3 \cdot \frac{V_{pf}}{Z_1 + Z_2 + Z_0}; \quad I_{pu} = \frac{9.53 \times 1000}{251.02} = 37.96$$

$$Z_1 + Z_2 + Z_0 = \frac{3 \times 1.0}{37.96} = 0.049904 + Z_0$$

$$Z_0 = 0.029117 \text{ pu}$$

Las Lojas 230 KV

- Trifásico

$$I_{f-3\phi} = \frac{V_{pf}}{Z_1}; \quad I_{pu} = \frac{9.68 \times 1000}{251.02} = 38.56$$

$$Z_1 = Z_2 = \frac{1.0}{38.56} = 0.025932 \text{ pu}$$

- Monofásico

$$I_{F_{1\phi-t}} = 3 \cdot \frac{V_{pf}}{Z_1 + Z_2 + Z_0}; \quad I_{pu} = \frac{9.37 \times 1000}{251.02} = 37.33$$

$$Z_1 + Z_2 + Z_0 = \frac{3 \times 1.0}{37.327427} = 0.051864 + Z_0$$

$$Z_0 = 0.028506 \text{ pu}$$

Relación X-R

$$\text{Relación } \frac{X^{(1)}}{R} = \frac{0.3234}{0.0229} = 14.122271$$

$$\text{Relación } \frac{X^{(0)}}{R} = \frac{1.1025}{0.2956} = 3.729702$$

Datos ingresados al ATP

Barra Taday 230 KV

$$R_0 = (15.402893 \text{ pu}) / 3.729702 = 4.129792\Omega$$

$$X_0 = (0.029117 \text{ pu}) \cdot 529 = 15.402893 \Omega \equiv 40.857443 \text{ [mH]}$$

$$R_1 = (13.199608 \text{ pu})/14.122271 = 0.934666\Omega$$

$$X_1 = (0.024952 \text{ pu}) \cdot 529 = 13.199608 \Omega \equiv 35.013048 \text{ [mH]}$$

Barra Las Lojas 230 KV

$$R_0 = (15.079674 \text{ pu})/3.729702 = 4.043131 \Omega$$

$$X_0 = (0.028506 \text{ pu}) \cdot 529 = 15.079674 \Omega \equiv 40.000078 \text{ [mH]}$$

$$R_1 = (13.199608 \text{ pu})/14.122271 = 0.971375 \Omega$$

$$X_1 = (0.025932 \text{ pu}) \cdot 529 = 13.718028 \Omega \equiv 36.388199 \text{ [mH]}$$

4.2.2 TRANSFORMADOR SATURABLE TRIFÁSICO

El modelo consiste en un transformador trifásico de tres devanados dos en estrella el primario y secundario, el terciario en delta.

Los datos típicos para las inductancias de los devanados son: 7.48267 mH, 98.01291 mH y 2.37379 mH para el devanado primario, secundario y terciario respectivamente.

Las tensiones en los devanados son: 230 KV, 500 KV y 34.5KV para el primario, secundario y terciario respectivamente, la corriente y flujo de estado estable que pasan a través del devanado de magnetización son de 50 A y 1100 WB respectivamente.

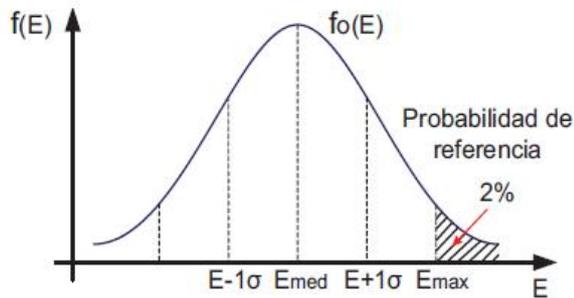
4.2.3 INTERRUPTORES ESTADÍSTICOS.

Para los estudios se utilizaron interruptores estadísticos los cuales tienen dos tipos de configuraciones, puede ser como esclavo o como maestro, a este tipo de interruptor se ingresa su tiempo medio y la desviación estándar, además se escoge el tipo de distribución probabilística, la distribución utilizada para maniobras de energización es la gaussiana.

Los valores del tiempo medio y la desviación estándar en las maniobras simuladas son: (ver anexo C)

- Interruptor de la fase A (maestro): tiempo medio = 0.035 segundos y desviación estándar = 0.002 segundos.
- Interruptor de la fase B (esclavo del interruptor A): tiempo medio = 0.00666 segundos y desviación estándar = 0.002 segundos.
- Interruptor de la fase C (esclavo del interruptor A): tiempo medio = 0.00333 segundos y desviación estándar = 0.002 segundos.

La distribución gaussiana o también conocida como distribución normal, es caracterizada por su valor medio, indicando su tendencia central y su desviación estándar, que nos indica la dispersión de los resultados como muestra la figura 4.2.



$E-1\sigma = E_{med}*(1-\sigma) \dots \dots \dots f(E-1\sigma) = 84\%$
 $E+1\sigma = E_{med}*(1+\sigma) \dots \dots \dots f(E+1\sigma) = 16\%$
 $E_{max} = E_{med}*(1+2,05\sigma) \dots \dots \dots f(E_{max}) = 2\%$
 en donde:
 σ = desviación estandar
 E_{med} = valor medio

Figura 4.2. Interpretación estadística para configurar los interruptores estadísticos.

4.2.4 REACTORES

El modelo usa inductancias lineales para formar un banco de reactores trifásico en estrella conectado en los extremos de la línea de 500 KV los cuales tienen una capacidad reactiva de 60 MVAR por cada banco. El valor de la inductancia por fase es de 11.052,43 [mH] cuyo cálculo se muestra a continuación:

$$X = \frac{KV^2}{MVAR} = \frac{500^2}{60} = 4166.67 [\Omega] \equiv 2\pi fL$$

$$L = \frac{X}{2\pi f} = \frac{4166.67}{2\pi(60)} = 11.052,43 [\text{mH}]$$

4.2.5 PARARRAYOS

El pararrayos es utilizado para proteger un equipo de grandes sobrevoltajes, desviando esas corrientes transitorias a tierra y también ayuda a acortar el tiempo de duración de transitorio y la amplitud de la cola.

Los pararrayos han sido representados con el modelo no lineal MOV tipo 93 trifásico. (Ver anexo B, sección B2.6).

4.2.6 DESCARGA ATMOSFÉRICA

La descarga atmosférica es representada por una fuente real de corriente de 120.000 amperios con una resistencia en paralelo de 400 ohmios.

4.3 PROCEDIMIENTO EN EL ATP

4.3.1 FUENTE EQUIVALENTE.

Para las fuentes equivalentes se utiliza una fuente trifásica tipo 14 en serie con una línea equivalente con resistencia e inductancia de secuencia positiva y cero, los requerimientos se muestran en la figura 4.3.

DATA	UNIT	VALUE	DATA	UNIT	VALUE
Ro	Ohm/m	4.129792	AmplitudeA	Volt	230000
Lo	Ohm/m	15.402893	Frequency	Hz	60
R+	Ohm/m	0.934666	PhaseAngleA	degrees	0
L+	Ohm/m	13.199608	StartA	sec	-1
			StopA	sec	100

Figura 4.3. Requerimientos del ATP para línea corta equivalente de secuencia y fuente tipo 14 trifásica respectivamente.

El valor de la amplitud base del voltaje se muestra a continuación.

$$\text{Amplitud o Valor Pico} = 500000 V_{\text{RMS}} \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 408.2483 \text{ KV}$$

4.3.2 TRANSFORMADOR SATURABLE.

En la figura 4.4 se muestra el cuadro de diálogo del transformador en el ATP.

	Prim.	Sec.	Tert.
U [V]	230000	500000	34500
R [ohm]	0	0	0
L [mH,ohm]	7.48267	98.01291	2.37379

Coupling: Y Y D

Phase shift: 0 30

I(0)= 50 Rm= 0

F(0)= 1100

3-leg core
 RMS
 3-winding

Figura 4.4. Datos del transformador.

Donde:

U: Voltaje nominal del bobinado en [V].

R: Resistencia del bobinado

L: Inductancia del bobinado

I(0), F(0): Corriente y flujo usado para definir la inductancia lineal.

R_m: Resistencia constante y lineal (toma en cuenta las pérdidas de excitación).

4.3.3 INTERRUPTORES ESTADÍSTICOS.

En la figura 4.6 se muestran los datos de los tres interruptores estadísticos.

Switch type	Open/Close	T	Dev.	Distribution
Master	Closing	0.035	0.002	Gaussian
Slave	Closing	0.00666	0.002	Gaussian
Slave	Closing	0.00333	0.002	Gaussian

Figura 4.5 Datos de los tres interruptores estadísticos A (Master), B y C (Slave) respectivamente.

Donde:

Switchtype: Tipo de interruptor que a utilizar (master o slave).

Open/Close: Tipo de maniobra a realizarse.

T: Tiempo promedio en el que el interruptor abre o cierra.

Dev: Desviación estándar, para los interruptores esclavo tiene un retardo que depende del tiempo del interruptor maestro.

Distribution: Tipo de distribución.

4.3.4 LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

Los modelos de línea de transmisión que se utilizan son; el modelo J. Martí y el modelo Bergeron. Con ayuda de la rutina LCC del ATP se ingresan los datos de los conductores y su disposición geométrica, como indican las figuras 4.7, 4.8 y 4.9.

System type	
Overhead Line	#Ph: 3
<input type="checkbox"/> Transposed	
<input checked="" type="checkbox"/> Auto bundling	
<input checked="" type="checkbox"/> Skin effect	
<input checked="" type="checkbox"/> Segmented ground	
<input checked="" type="checkbox"/> Real transf. matrix	
Units	
<input checked="" type="radio"/> Metric	
<input type="radio"/> English	

Standard data	
Rho [ohm*m]	100
Freq. init [Hz]	0.001
Length [km]	180
<input type="checkbox"/> Set length in icon	

Figura 4.6 Datos generales de la línea de transmisión Taday – Las Lojas

	Ph.no.	Rin	Rout	Resis	Horiz	Vtower	Vmid	Separ	Alpha	NB
#		[cm]	[cm]	[ohm/km DC]	[m]	[m]	[m]	[cm]	[deg]	
1	1	0.54255	1.2655	0.0777	-12.5	25	18	45.7	45	4
2	2	0.54255	1.2655	0.0777	0	25	18	45.7	45	4
3	3	0.54255	1.2655	0.0777	12.5	25	18	45.7	45	4
4	0	0	0.476	0.05	-12.5	35	29.5	0	0	0
5	0	0.5781	0.85	0.29	12.5	35	29.5	0	0	0

Figura 4.7 Datos de configuración de conductores en la torre

Figura 4.8 Configuración de los modelos de líneas en el LCC del ATP.

Para el modelo Bergeron:

Transposed: Indica si la línea es transpuesta.

Auto bunding: Indica si es por conductor o por fase.

Skineffect: Efecto piel.

Segmented ground: Cables de guarda continuos.

Real transf. Matrix: Indica si los elementos de la matriz de transformación se modifican

Rho: Resistividad del suelo.

Freq. init [Hz]: Frecuencia a la que se calculan los parámetros constantes

Lenght: Longitud de la línea.

Para el modelo J. Martí.

Decades: Número de décadas de la escala logarítmica.

Points/Dec: Número de puntos de frecuencia por década.

Freq. Matrix: Frecuencia a la cual se calcula la matriz de transformación.

Freq. SS: Frecuencia en estado estable.

Configuración de los conductores de torre:

Ph.no: Número de fases del conductor, la numeración debe ser 1, 2, 3...etc., para las fases y 0 para los hilos de guarda.

Rin: Radio interno del conductor.

Rout: Radio externo del conductor.

Resis: Cuando no se incluye el efecto piel se debe colocar el valor de la resistencia AC, caso contrario se pondrá la resistencia DC del conductor.

Horiz: Distancia horizontal entre los centros de conductor o del conjunto de conductores en haz, en una referencia especificada por el usuario, la misma referencia debe ser usada para todos los conductores del mismo caso.

Vtower: Altura vertical del centro del conductor o del conjunto de conductores en haz medido desde la torre hasta el suelo.

Vmid: Altura vertical del centro del conductor o del conjunto de conductores en haz medida desde el medio vano hasta el suelo.

Separ: Distancia de separación entre los centros de dos conductores adyacentes de un conjunto de conductores en haz.

Alpha: Posición angular del centro a uno de los conductores del conjunto de conductores en haz.

NB: Número de conductores que forman parte del conjunto de cables en haz.

4.3.5 REACTORES

La figura 4.9 muestra el valor de la reactancia en Ohm.

DATA	UNIT	VALUE
L	Ohm	4166.666667
Kp	Damp. 5-10	7.5

Figura 4.9 Datos de reactor por fase

L: Es la reactancia en Ohm.

Kp: Es el factor de la resistencia en paralelo

4.3.6 PARARRAYOS

El pararrayos protege de las sobretensiones, para la modelación del pararrayos se utilizo la rama no lineal Mov type 92 3-ph la cual nos permite ingresar la característica no lineal del pararrayos. La figura 4.10 muestra los datos del pararrayos y la figura 4.11 muestra la característica del pararrayos ingresada en el ATP.

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

Figura 4.10 Datos del pararrayos

Donde:

Vref: Voltaje de referencia.

Vflash: Voltaje de descarga en por unidad, utilizando como voltaje base Vref.

Vzero: Voltaje inicial en voltios, en casi todos los casos se pone cero.

#COL, Número de columnas del pararrayos, para una simple rama de bloques COL= 0, 1 o blanco, para dos ramas en paralelo COL= 2.

#SER: Número de bloques en serie de cada rama.

ERRLIM: Tolerancia adecuada en p.u.

I [A]	U [V]
0.003	330000
0.01	350000
0.5	425000
5	480000
50	550000
500	620000
2500	680000
5000	721000
10000	773000

Figura 4.11 Característica del pararrayos

4.3.7 DESCARGA ATMOSFÉRICA

Para la modelación de una descarga atmosférica se usa una fuente (HEIDLER TYPE 15) en paralelo con una resistencia de 400 ohmios. En la figura 4.12 se muestran los valores de la descarga atmosférica con una resistencia en paralelo.

DATA	UNIT	VALUE
Amplitude	Volts/Amps	120000
T _f	s	4E-6
tau	s	5E-5
n		5
T _{sta}	s	0.04
T _{sto}	s	1

DATA	UNIT	VALUE
RES	Ohms	400

Figura 4.12 Datos de la descarga atmosférica con una resistencia en paralelo.

Donde:

Amplitude: Pico de la función del rayo.

T_f: Tiempo que la onda llega a su valor pico desde que inicia.

Tau: Tiempo desde cero hasta el punto donde la cola tiene el 37% del valor pico.

n: Factor influyente en la pendiente de crecimiento de la onda, si este es mayor, mayor es la pendiente.

T_{sta}: Tiempo en que empieza el disturbio.

T_{sto}: Tiempo en q se detiene la simulación de la fuente.

CAPITULO 5

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Las sobretensiones causadas por la energización de una línea son conocidas también como sobretensiones de corta duración o de frente lento.

El análisis o estudio de sobretensiones ocasionados por la energización de una línea, o por una descarga atmosférica es realizado mediante circuitos simulados en el programa Alternative Transient Program (ATP).

Todos los elementos usados en la simulación del circuito se detallan en el capítulo 4, para la energización se utilizan interruptores estadísticos debido a que estos simulan la operación real de un interruptor, es decir los tiempos de actuación y discordancia entre polos.

Para realizar el análisis de sobrevoltaje debido a la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas bajo la utilización de interruptores estadísticos se debe efectuar una cantidad apreciable de simulaciones, para el proyecto que se presenta se ha simulado un total de 100 maniobras de energización, cabe recalcar que en el ATP es posible considerar varios interruptores estadísticos, independientes o con tiempos dependientes de un interruptor como maestro y los restantes como esclavos.

5.1 MANIOBRAS DE ENERGIZACIÓN

La magnitud de los sobrevoltajes y su influencia originados por la energización de una línea de transmisión aumenta según se incremente el nivel de voltaje del circuito. El análisis de sobrevoltaje debido a la energización de una línea de transmisión se lo realiza en régimen transitorio (debido a que son disturbios de corta duración) con la ayuda del Alternative Transient Program (ATP), hay que tomar en cuenta que los sobrevoltajes debidos a energización de líneas de transmisión son de naturaleza probabilística, debido a que para un mismo tipo de maniobra (energización) realizada con las mismas características se pueden tener diferentes valores de sobrevoltajes.

El siguiente capítulo presenta diferentes casos de energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas de la red de transmisión de 500 KV.

5.2 TRANSITORIOS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Las descargas atmosféricas son producidas por rayos que caen desde una nube cargada hacia tierra o entre nubes las cuales rompen el aislamiento del aire produciendo el arco eléctrico, una descarga inyecta corrientes en promedio de 27 KA hasta 200 KA y el tiempo que tarda la onda al llegar tanto al valor pico como al de la cola son del 90% y 50% del valor pico respectivamente, las descargas que caen en la línea de transmisión pueden impactar en un conductor de fase o en el hilo de guarda.

Los picos de voltaje son más altos a medida que aumenta el pico de la descarga atmosférica y el nivel de tensión del sistema. La onda incidente de la descarga recorre la línea hasta llegar a un extremo donde puede ser reflejada o transmitida, si la descarga cae en el hilo de guarda se traslada

hacia las torres adyacentes y encuentra difracciones ya que las torres tienen una baja impedancia hacia tierra lo cual la consume rápido, al contrario si una descarga cae en una de las fases se traslada por toda la longitud de la misma consumiéndose en la resistencia propia de la línea, hasta llegar a los equipos en las subestaciones tales como transformadores, disyuntores y pararrayos donde recién encuentra discontinuidades y ser llevada a tierra.

5.3 ENERGIZACIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 500 KV

Cuando se energiza una línea de transmisión con el extremo (receptor) en vacío se produce una propagación de ondas viajeras a lo largo de toda la línea, donde la onda de voltaje reflejada es igual a la onda de voltaje incidente. A continuación se presenta las simulaciones obtenidas mediante el ATP para los diferentes casos de energización en vacío de la línea de transmisión Taday – Las Lojas.

La energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas es realizada desde los siguientes escenarios y casos bajo los modelos de línea Bergeron y J. Martí como se muestra en la tabla 5.1.

Tabla 5.1 Escenarios, casos y modelos usados para la simulación de la energización de la Línea de transmisión Taday – Las Lojas.

CASO	MODELO	ESCENARIO
1.- Energización del circuito de la L/T Taday – Las Lojas con la utilización de pararrayos y reactores	BERGERON, J. MARTÍ	Energización desde Taday
2.- Energización del circuito de la L/T Taday – Las Lojas con la utilización de pararrayos y sin reactores		
3.- Energización del circuito de la L/T Taday – Las Lojas con la utilización de reactores y sin pararrayos		
4.- Energización del circuito de la L/T Taday – Las Lojas sin la utilización de reactores y pararrayos		
1.- Energización del circuito de la L/T Taday – Las Lojas con la utilización de pararrayos y reactores	BERGERON, J. MARTÍ	Energización desde Las Lojas
2.- Energización del circuito de la L/T Taday – Las Lojas con la utilización de pararrayos y sin reactores		
3.- Energización del circuito de la L/T Taday – Las Lojas con la utilización de reactores y sin pararrayos		
4.- Energización del circuito de la L/T Taday – Las Lojas sin la utilización de reactores y pararrayos		

5.3.1 ENERGIZACIÓN EN VACÍO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN TADAY – LAS LOJAS DESDE TADAY.

5.3.1.1 Modelo Bergeron.

Se estudian cuatro casos, a continuación se presenta la figura del diagrama unifilar utilizado y el oscilograma del voltaje que se obtiene en el extremo en vacío.

Caso 1.- Energización del circuito de la línea de transmisión Taday – Las Lojas con la utilización de pararrayos y reactores.

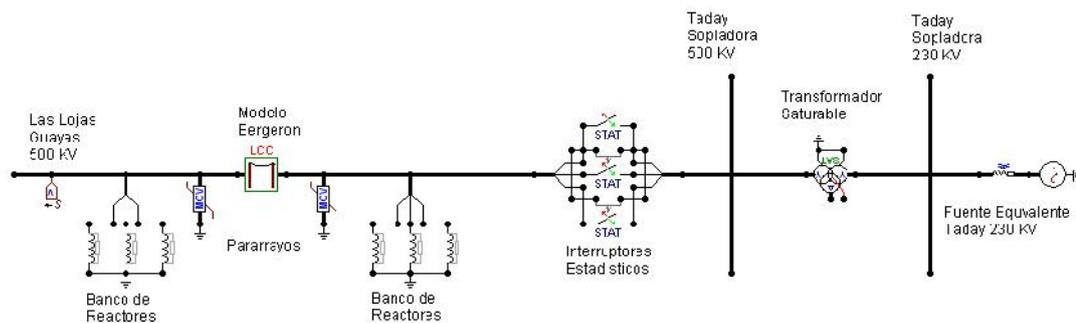


Figura 5.1 Circuito modelado para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Taday.

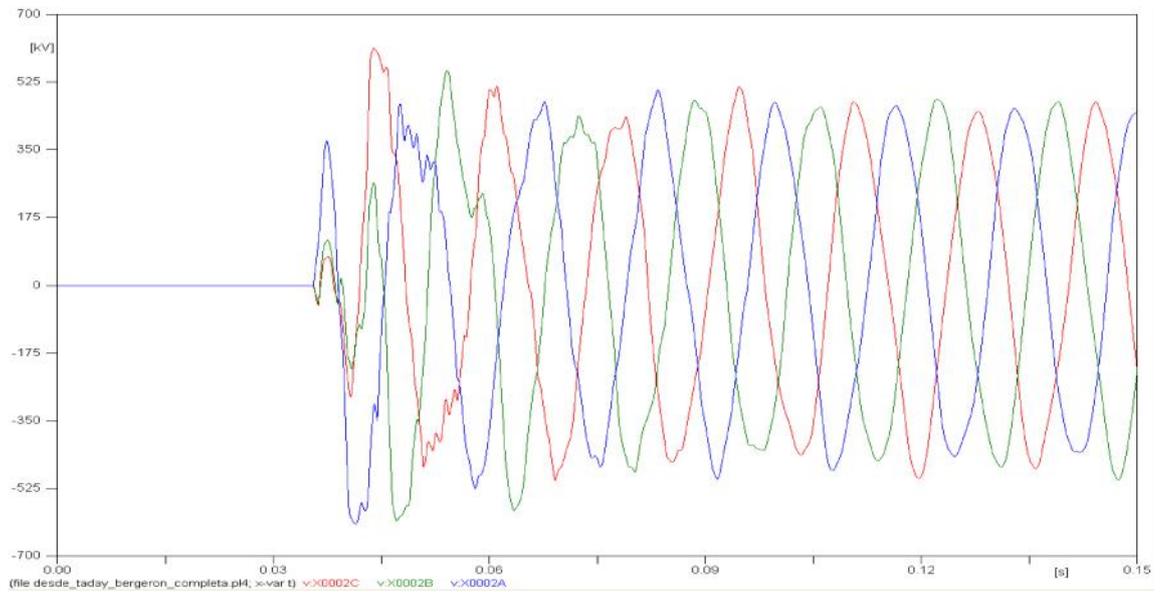


Figura 5.2 Comportamiento del voltaje medido desde Las Lojas (circuito abierto).

Caso 2.- Energización del circuito de la línea de transmisión Taday – Las Lojas con la utilización de pararrayos y sin reactores.

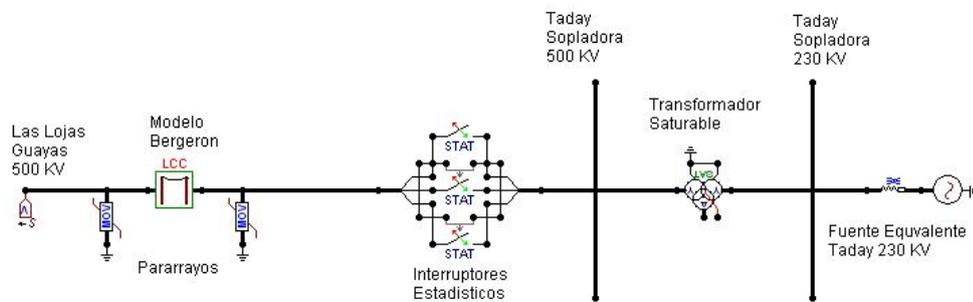


Figura 5.3 Circuito modelado con pararrayos y sin reactores para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Taday.

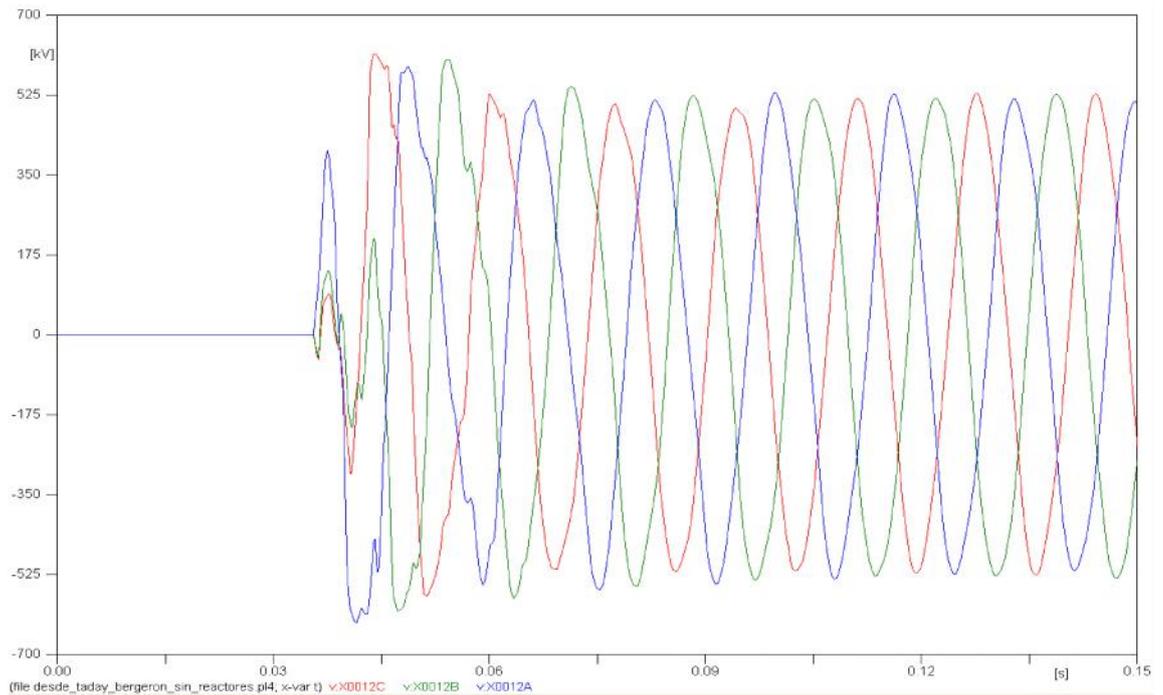


Figura 5.4 Comportamiento del voltaje al momento de la energización del circuito sin reactores, medido desde Las Lojas (circuito abierto).

Caso 3.- Energización del circuito de la línea de transmisión Taday – Las Lojas con la utilización de reactores y sin pararrayos.

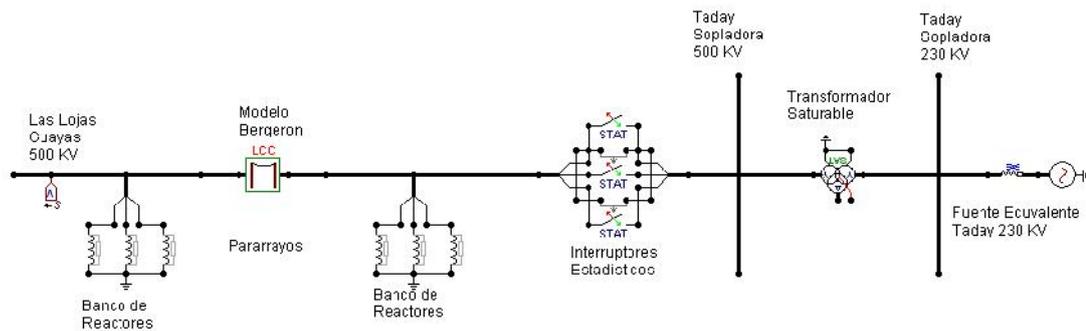


Figura 5.5 Circuito modelado con reactores y sin pararrayos para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Taday.

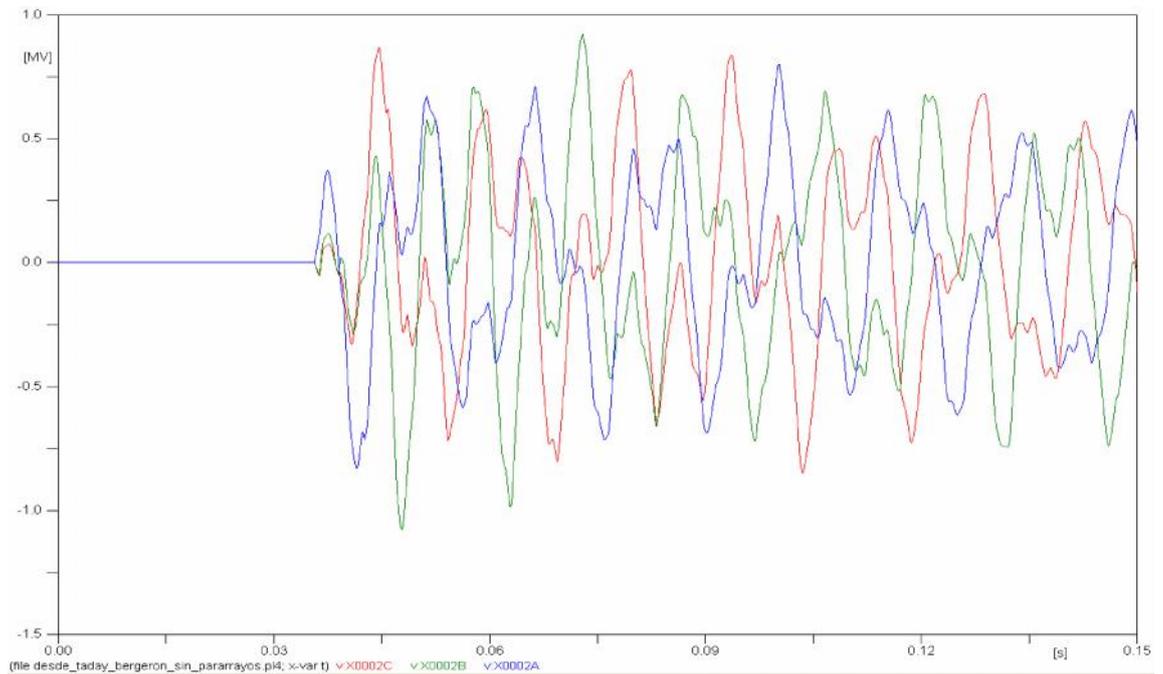


Figura 5.6 Comportamiento del voltaje al momento de la energización del circuito sin pararrayos, medido desde Las Lojas (circuito abierto).

Caso 4.- Energización del circuito de la línea de transmisión Taday – Las Lojas sin la utilización de reactores y pararrayos.

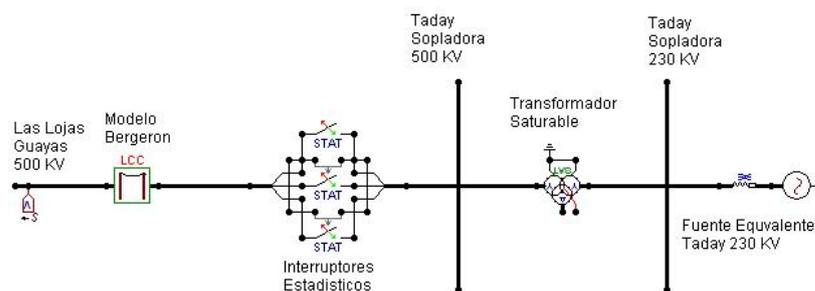


Figura 5.7 Circuito modelado sin reactores y sin pararrayos para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Taday.

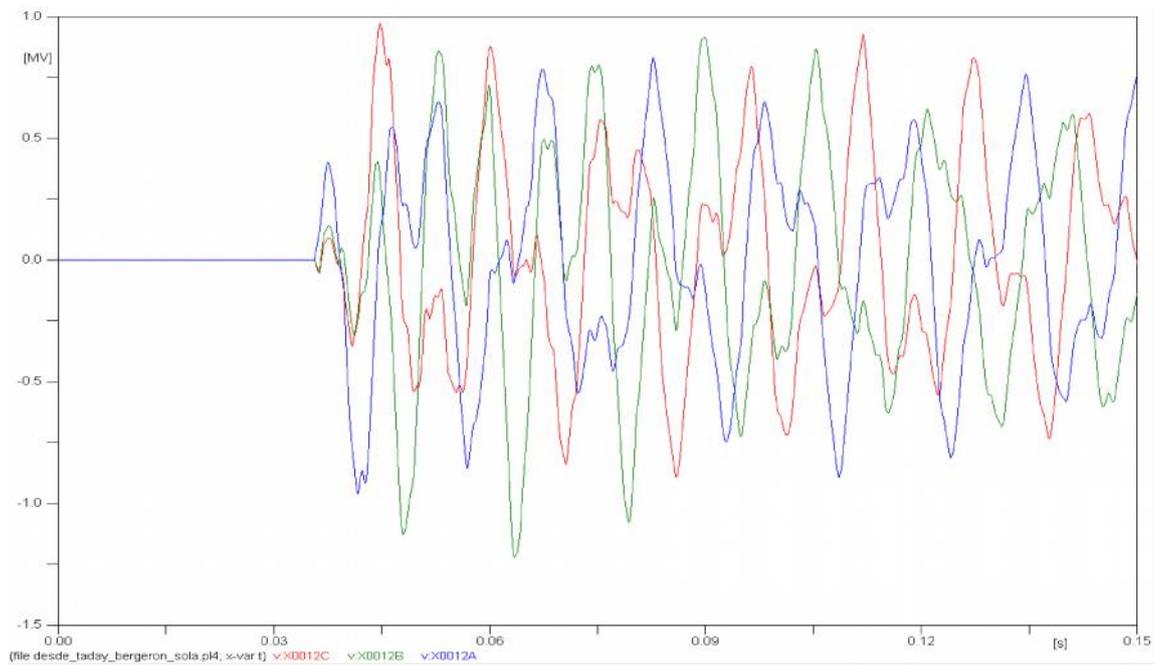


Figura 5.8 Comportamiento del voltaje al momento de la energización del circuito sin pararrayos y sin reactores, medido desde Las Lojas (circuito abierto).

Tabla 5.2 Valores de sobrevoltajes obtenidos con el modelo Bergeron.

	MODELO	VOLTAJE [KV]			VOLTAJE [pu]		
		FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C
CASO 1	BERGERON	622,31	603,5	607,37	1,52	1,48	1,49
CASO 2		633,89	599,34	609,86	1,55	1,47	1,49
CASO 3		863,07	1017,02	831,45	2,11	2,49	2,04
CASO 4		992,85	1141,9	926,79	2,43	2,80	2,27

Para los valores de sobrevoltajes obtenidos mediante la simulación en el ATP se considera un voltaje base pico de:

$$V_{\text{base}}(\text{kV}) = 500 \text{ kV}_{\text{línea-línea}} * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 408,25 \text{ kV}$$

En la tabla 5.2 se presentan los valores de sobrevoltajes obtenidos para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Taday con el modelo Bergeron para los diferentes casos.

Cabe mencionar que el modelo Bergeron está basado en la propagación de las ondas en una línea de transmisión sin pérdidas y con los parámetros “L” (inductancia) y “C” (capacitancia) constantes distribuidos a través de la línea de transmisión [8].

Para sobrevoltajes ocasionados por la energización de una línea la frecuencia de los transitorios es alta, es decir la longitud de la onda es menor comparada con la longitud de la línea de transmisión produciéndose un retardo de tiempo en la onda.

Cuando se energiza en vacío la línea de transmisión Taday – Las Lojas desde Taday, se originan valores de sobrevoltajes para los diferentes casos analizados tal como se muestra en la tabla 5.2, se observa que los valores más críticos de sobrevoltajes son para los casos 3 (energización sin

pararrayos) y 4 (energización sin pararrayos y sin reactores), para los dos casos los sobrevoltajes tienen un valor por encima del 2 p.u, además en las figuras 5.6 y 5.8 se observa que la forma de la onda es muy inestable con picos de voltajes muy elevados.

Para el caso 1 (energización utilizando reactores y pararrayos), en la figura 5.2 se observa que la estabilidad de la onda se alcanza partir de $t=0,08$ segundos, y al momento de la energización se presentan picos de voltajes que llegan hasta 1,5 p.u.

5.3.1.2 Modelo J. Martí.

Se estudian cuatro casos, a continuación se presenta la figura del diagrama unifilar utilizado y el oscilograma del voltaje que se obtiene en el extremo en vacío.

Caso 1: Energización del circuito de la línea de transmisión Taday – Las Lojas con la utilización de pararrayos y reactores.

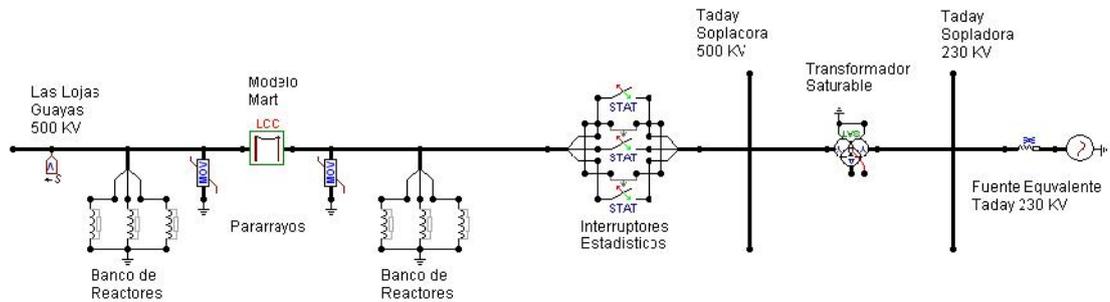


Figura 5.9 Circuito modelado para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Taday.

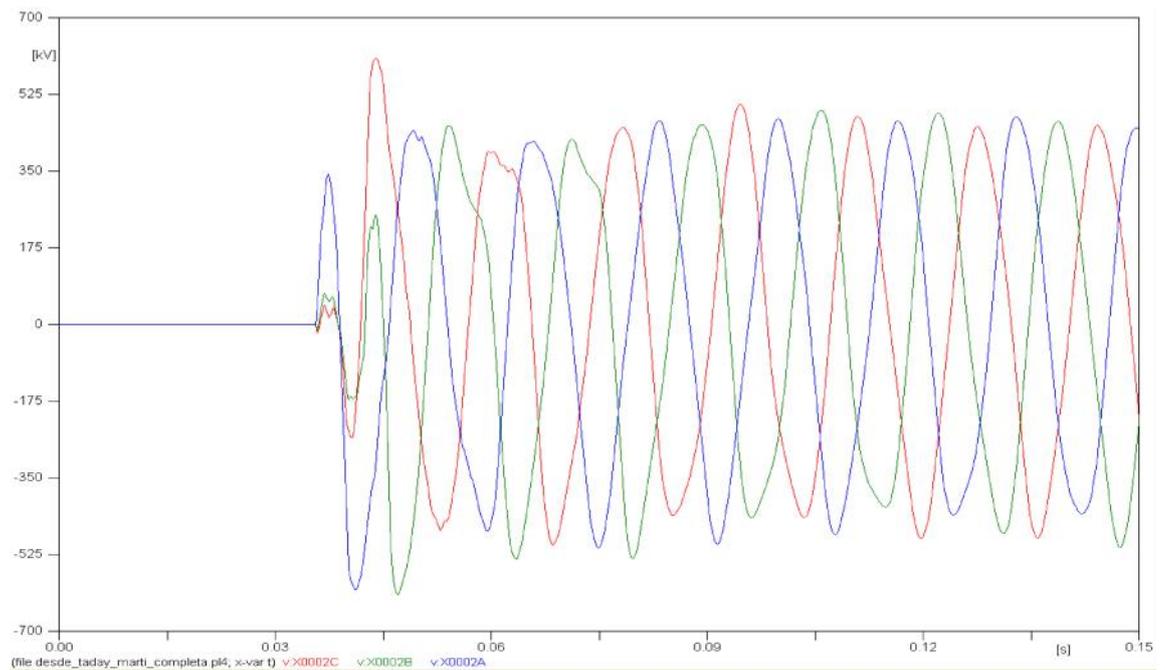


Figura 5.10 Comportamiento del voltaje medido desde Las Lojas (circuito abierto).

Caso 2.- Energización del circuito de la línea de transmisión Taday – Las Lojas con la utilización de pararrayos y sin reactores.

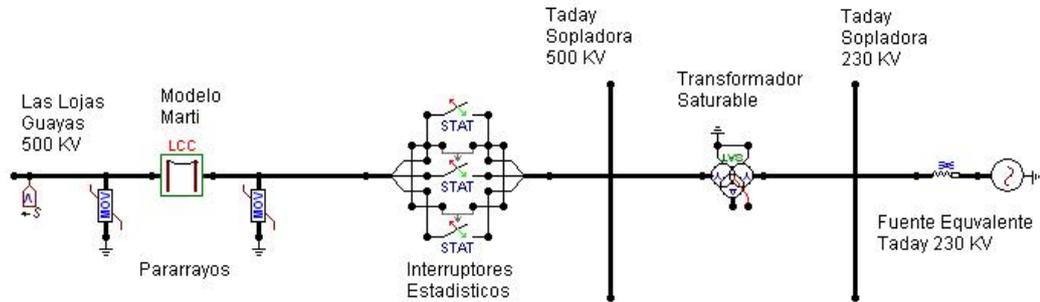


Figura 5.11 Circuito modelado con pararrayos y sin reactores para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Taday.

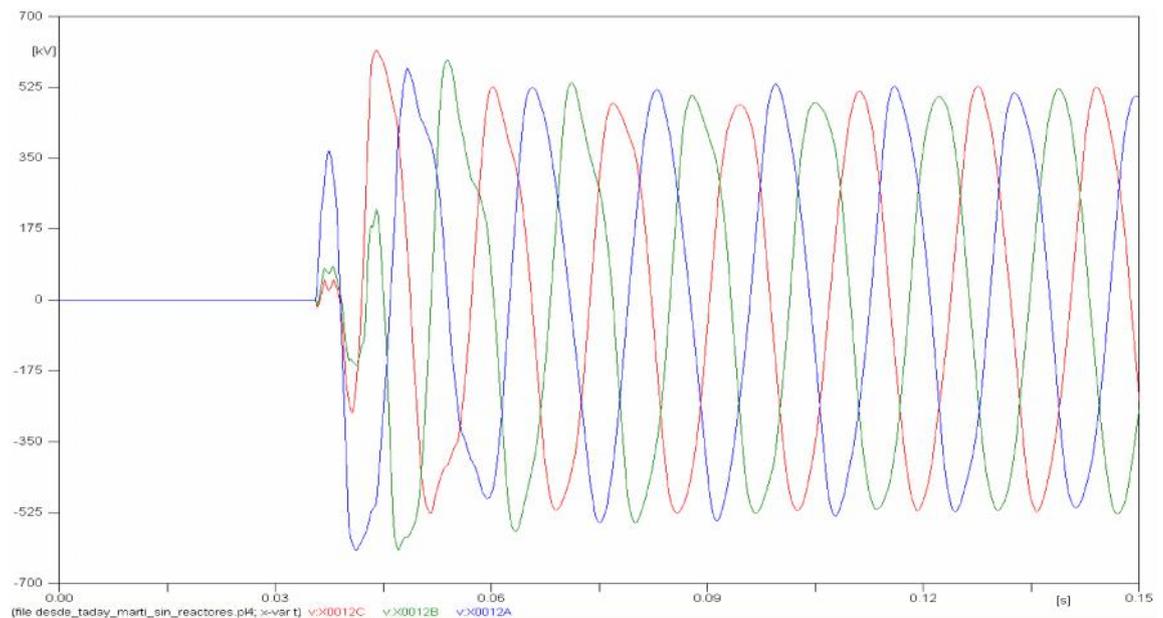


Figura 5.12 Comportamiento del voltaje al momento de la energización del circuito sin reactores, medido desde Las Lojas (circuito abierto).

Caso 3.- Energización del circuito de la línea de transmisión Taday – Las Lojas con la utilización de reactores y sin pararrayos.

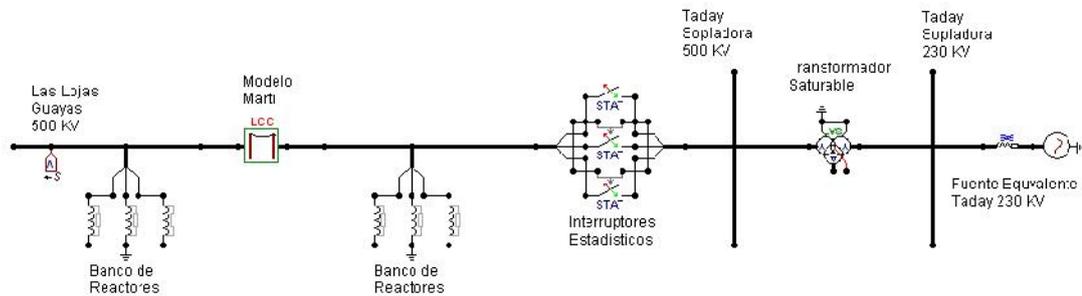


Figura 5.13 Circuito modelado con reactores y sin pararrayos para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Taday.

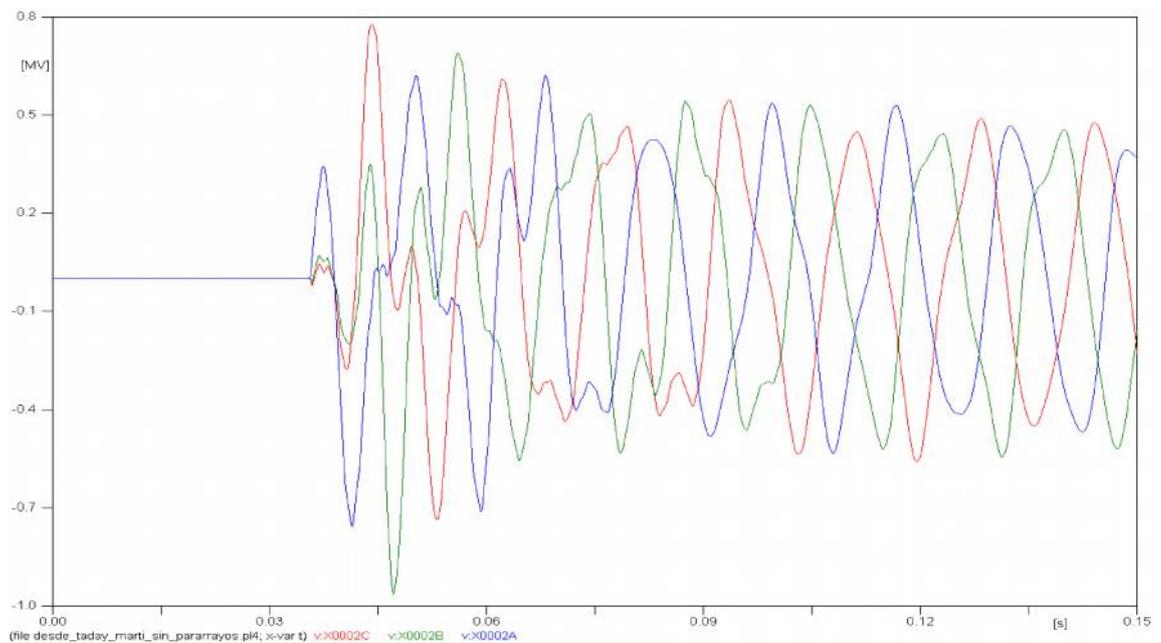


Figura 5.14 Comportamiento del voltaje al momento de la energización del circuito sin pararrayos, medido desde Las Lojas (circuito abierto).

Caso 4.- Energización del circuito de la línea de transmisión Taday – Las Lojas sin la utilización de reactores y pararrayos.

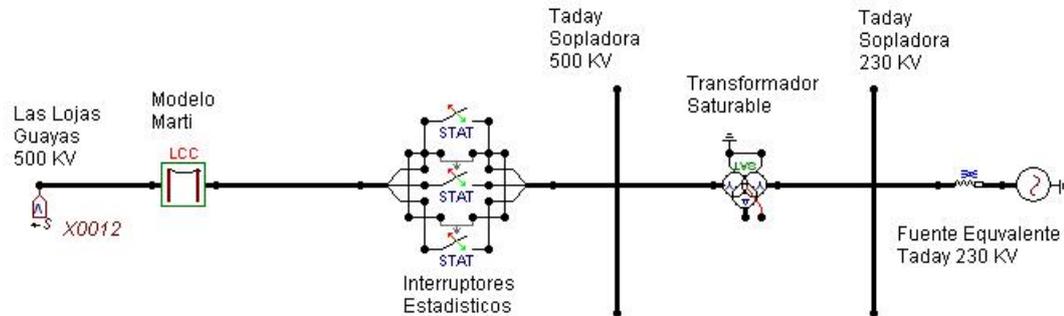


Figura 5.15 Circuito modelado sin reactores y sin pararrayos para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Taday.

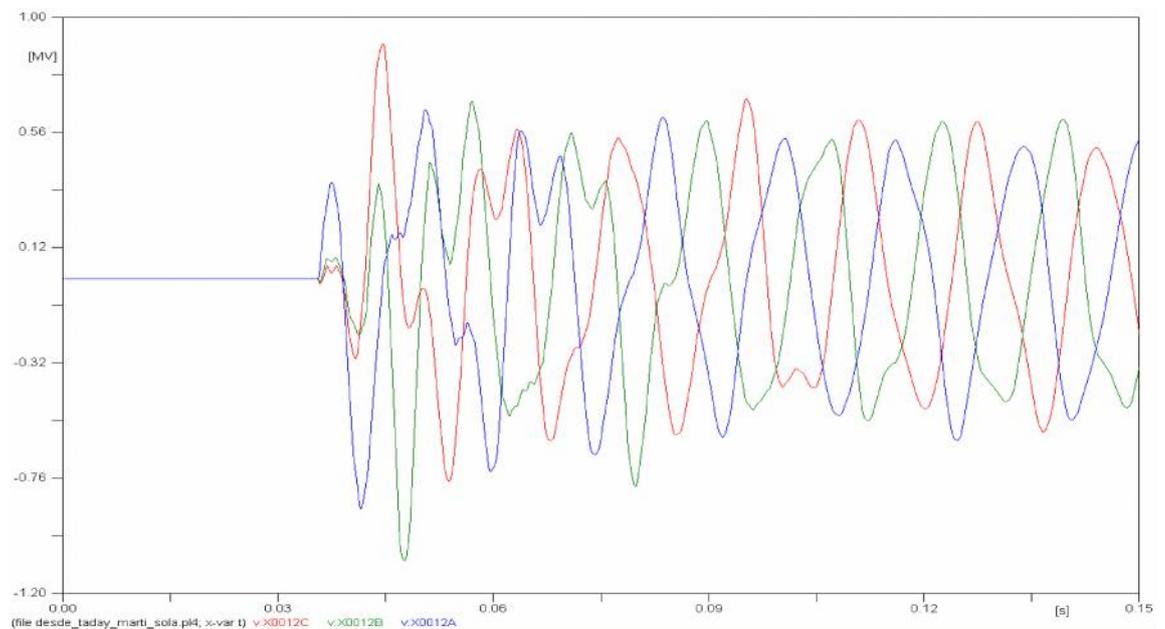


Figura 5.16 Comportamiento del voltaje al momento de la energización del circuito sin pararrayos y sin reactores, medido desde Las Lojas (circuito abierto).

Tabla 5.3 Valores de sobrevoltajes obtenidos con el modelo J. Martí.

	MODELO	VOLTAJE [KV]			VOLTAJE [pu]		
		FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C
CASO 1	J. MARTÍ	611,51	610,24	601,3	1,50	1,49	1,47
CASO 2		623,18	610,23	612,41	1,53	1,49	1,50
CASO 3		802,64	895,11	748,74	1,97	2,19	1,83
CASO 4		923,87	1009,1	868,03	2,26	2,47	2,13

En la tabla 5.3 se presentan los valores de sobrevoltajes obtenidos para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Taday con el modelo J. Martí para los diferentes casos.

Al analizar la energización en vacío de la línea de transmisión Taday – Las Lojas para los diferentes casos por el modelo J. Martí se aprecia que el nivel de sobrevoltaje varía para los diferentes casos.

Con la inclusión de los pararrayos y los reactores en la línea de transmisión al momento de la energización los picos de sobrevoltajes llegan a 1,5 p.u en promedio, además se observa en las figuras 5.10 y 5.12 que la onda del voltaje alcanza la estabilidad en $t=0,05$ segundos, es decir que en el modelo J. Martí la estabilidad del voltaje ocurre con mayor rapidez.

Cuando se quitan los pararrayos (caso 3 y caso 4) de la línea de transmisión se observa que los picos de voltajes en las figuras 5.14 y 5.16 llegan aproximadamente a 2.0 p.u, debido a que no cuenta con la protección brindada por el pararrayo, el pararrayo ayuda a mantener valores de sobrevoltajes manejables para el nivel de voltaje de la línea de transmisión, tal como se observa en las tablas 5.2 y 5.3 en el caso 1 y caso 2.

5.3.2 ENERGIZACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN TADAY – LAS LOJAS DESDE LAS LOJAS

5.3.2.1 Modelo Bergeron.

Se estudian cuatro casos, a continuación se presenta la figura del diagrama unifilar utilizado y el oscilograma del voltaje que se obtiene en el extremo en vacío.

Caso 1.- Energización del circuito de la línea de transmisión Taday – Las Lojas con la utilización de pararrayos y reactores

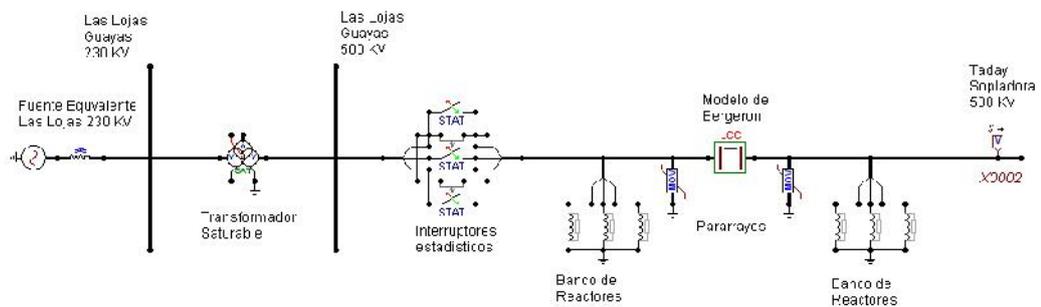


Figura 5.17 Circuito modelado para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Las Lojas.

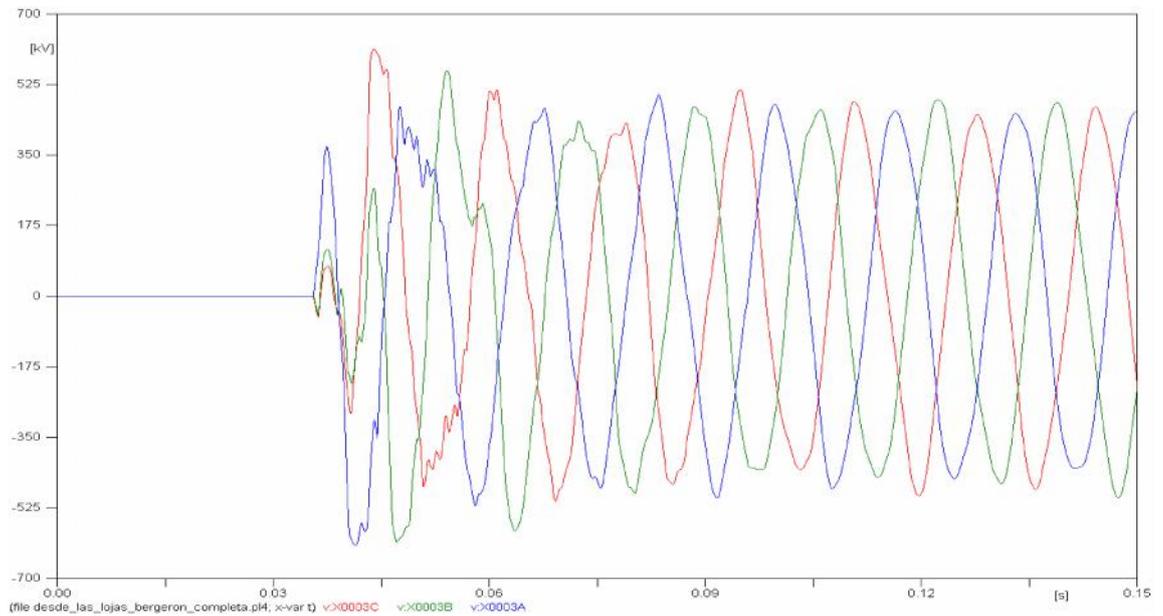


Figura 5.18 Comportamiento del voltaje medido desde Taday (circuito abierto).

Caso 2.- Energización del circuito de la línea de transmisión Taday – Las Lojas con la utilización de pararrayos y sin reactores

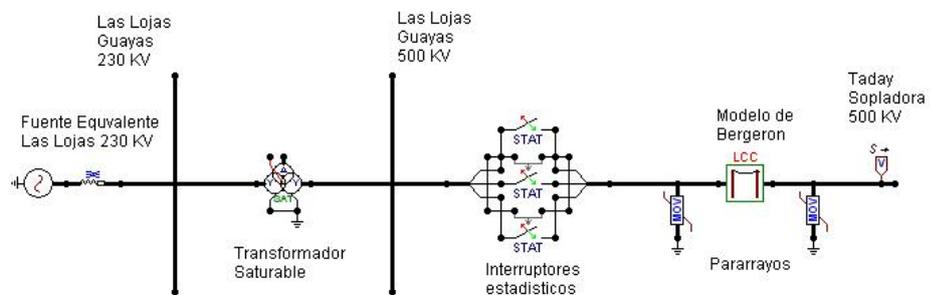


Figura 5.19 Circuito modelado con pararrayos y sin reactores para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Las Lojas.

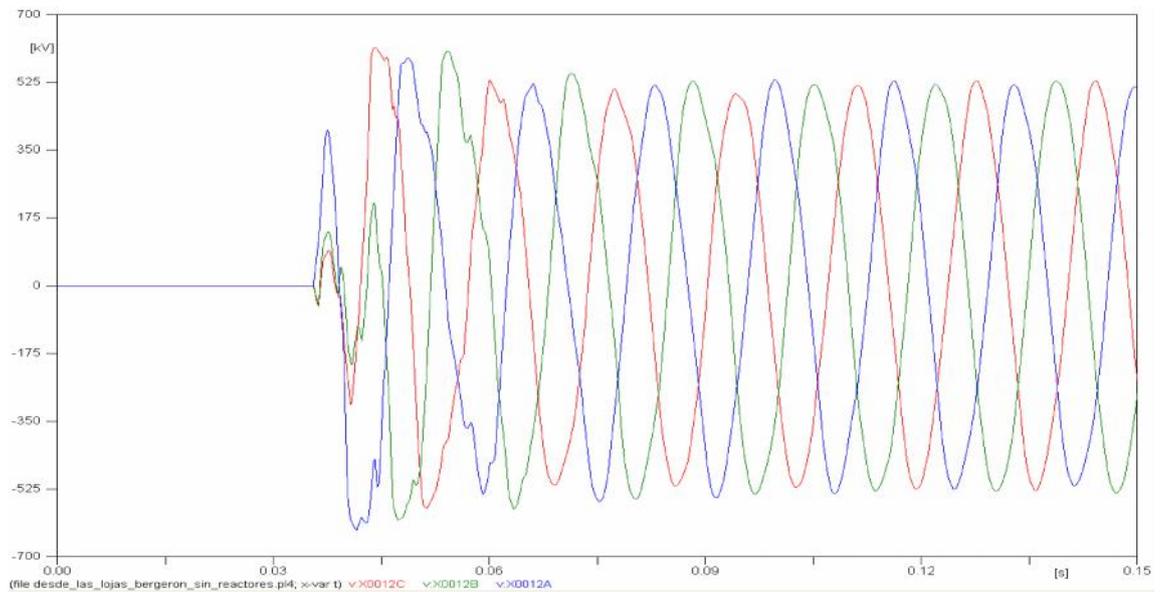


Figura 5.20 Comportamiento del voltaje al momento de la energización del circuito sin reactores, medido desde Taday (circuito abierto).

Caso 3.- Energización del circuito de la línea de transmisión Taday – Las Lojas con la utilización de reactores y sin pararrayos.

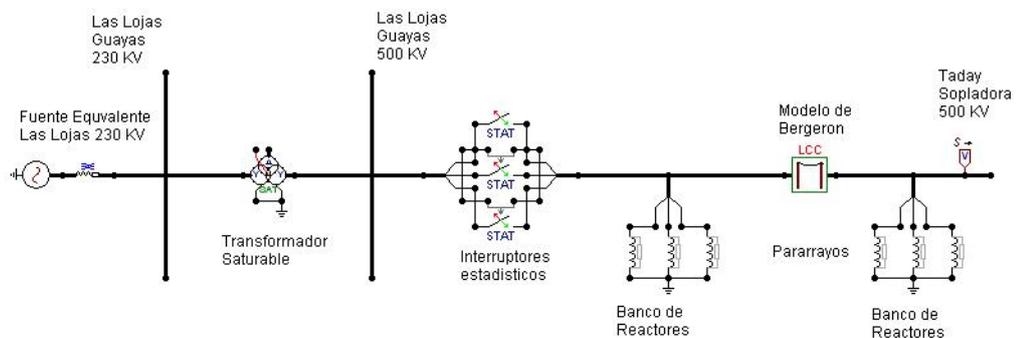


Figura 5.21 Circuito modelado con reactores y sin pararrayos para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Las Lojas.

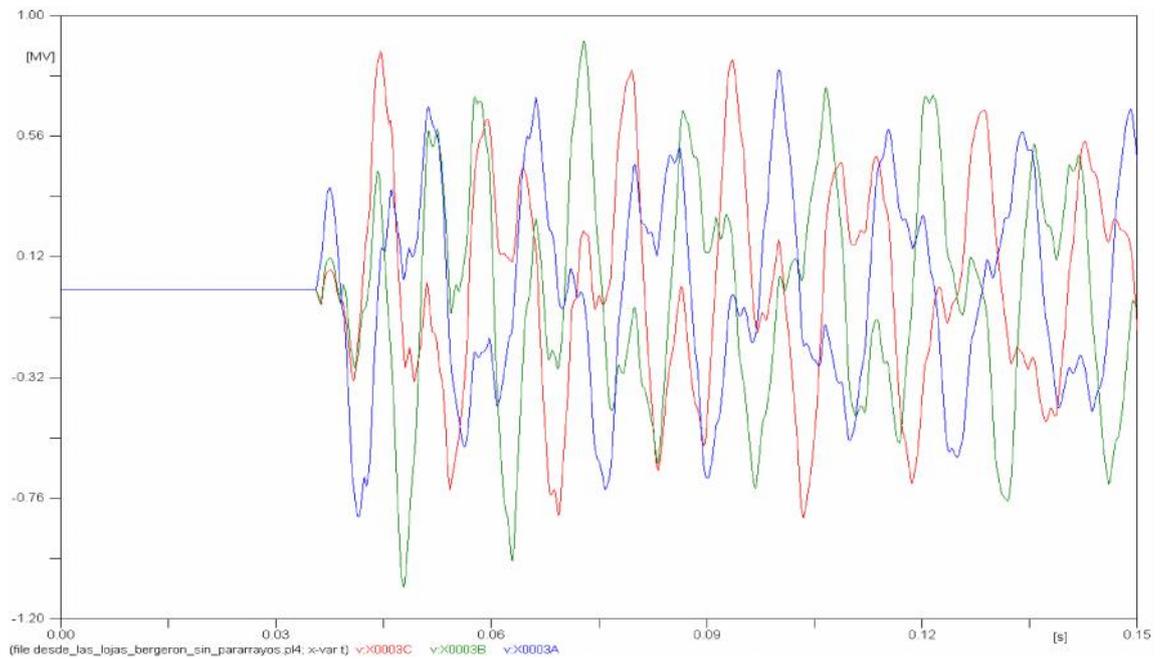


Figura 5.22 Comportamiento del voltaje al momento de la energización del circuito sin pararrayos, medido desde Taday (circuito abierto).

Caso 4.- Energización del circuito de la línea de transmisión Taday – Las Lojas sin la utilización de reactores y pararrayos

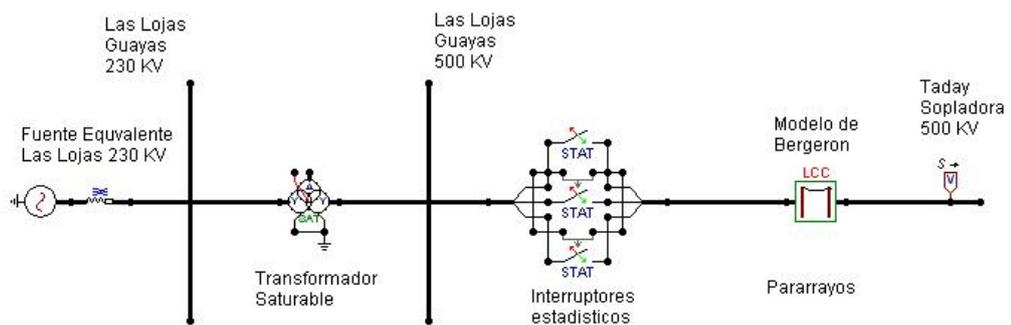


Figura 5.23 Circuito modelado sin reactores y sin pararrayos para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Las Lojas.

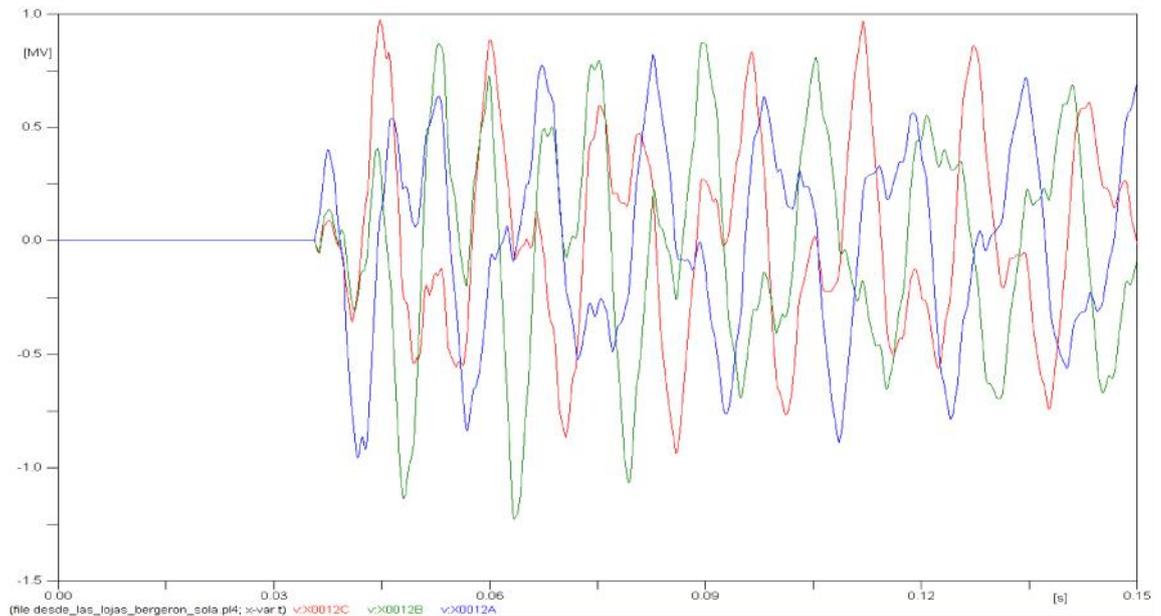


Figura 5.24 Comportamiento del voltaje al momento de la energización del circuito sin pararrayos y sin reactores, medido desde Taday (circuito abierto).

Tabla 5.4 Valores de sobrevoltajes obtenidos con el modelo Bergeron.

	MODELO	VOLTAJE [KV]			VOLTAJE [pu]		
		FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C
CASO 1	BERGERON	622,21	603,41	607,72	1,52	1,48	1,49
CASO 2		633,81	599,96	610,23	1,55	1,47	1,49
CASO 3		866,05	1020,8	832,43	2,12	2,50	2,04
CASO 4		991,36	1157,6	929,64	2,43	2,84	2,28

En la tabla 5.4 se presentan los valores de sobrevoltajes obtenidos para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Las Lojas con el modelo Bergeron para los diferentes casos.

En la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Las Lojas por el modelo Bergeron, los picos de sobrevoltajes para los diferentes casos son considerables, sin embargo se puede apreciar en la tabla 5.4 que para el caso 3

(sin pararrayos) y caso 4 (sin pararrayos y sin reactores) el nivel de sobrevoltaje llega a un valor de 2,6 p.u en promedio, mientras que para el caso 1 (energización utilizando pararrayos y reactores) y el caso 2 (sin reactores) el nivel de sobrevoltaje alcanza valores de 1,5 p.u que son valores de sobrevoltajes manejables para el nivel de voltaje de la línea de transmisión en estudio (500kV). Es decir que el pararrayo brinda una protección que ayuda a amortiguar el sobrevoltaje al momento de la energización.

Tanto para el caso 1 y para el caso 2 la estabilidad de la onda se alcanza a $t=0,08$ segundos como se aprecia en la figura 5.18 y 5.20, mientras que para el caso 3 y caso 4 la distorsión de onda es prolongada.

5.3.2.2 Modelo J. Martí.

Caso 1.- Energización del circuito de la línea de transmisión Taday – Las Lojas con la utilización de pararrayos y reactores.

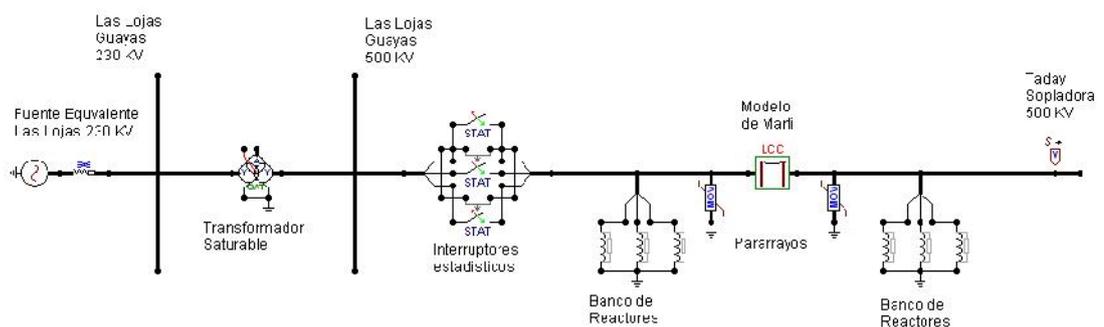


Figura 5.25 Circuito modelado para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Las Lojas.

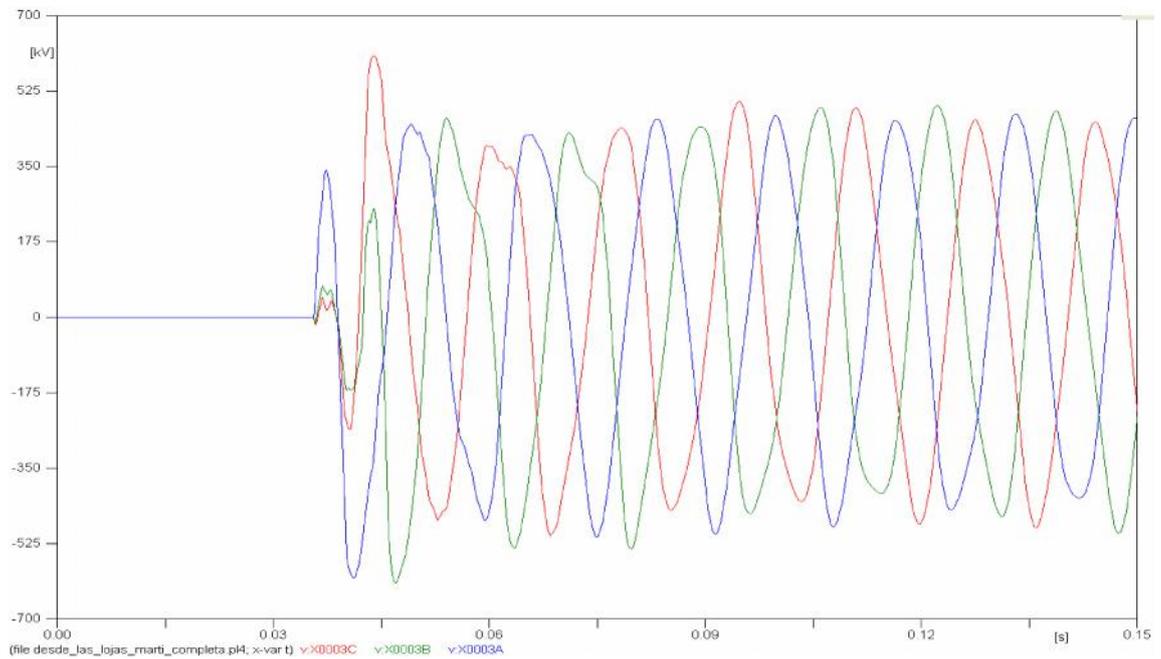


Figura 5.26 Comportamiento del voltaje medido desde Taday (circuito abierto).

Caso 2.- Energización del circuito de la línea de transmisión Taday – Las Lojas con la utilización de pararrayos y sin reactores

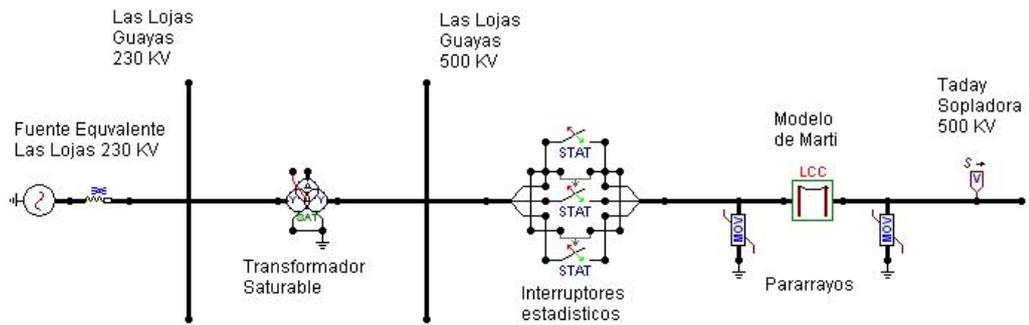


Figura 5.27 Circuito modelado con pararrayos y sin reactores para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Las Lojas.

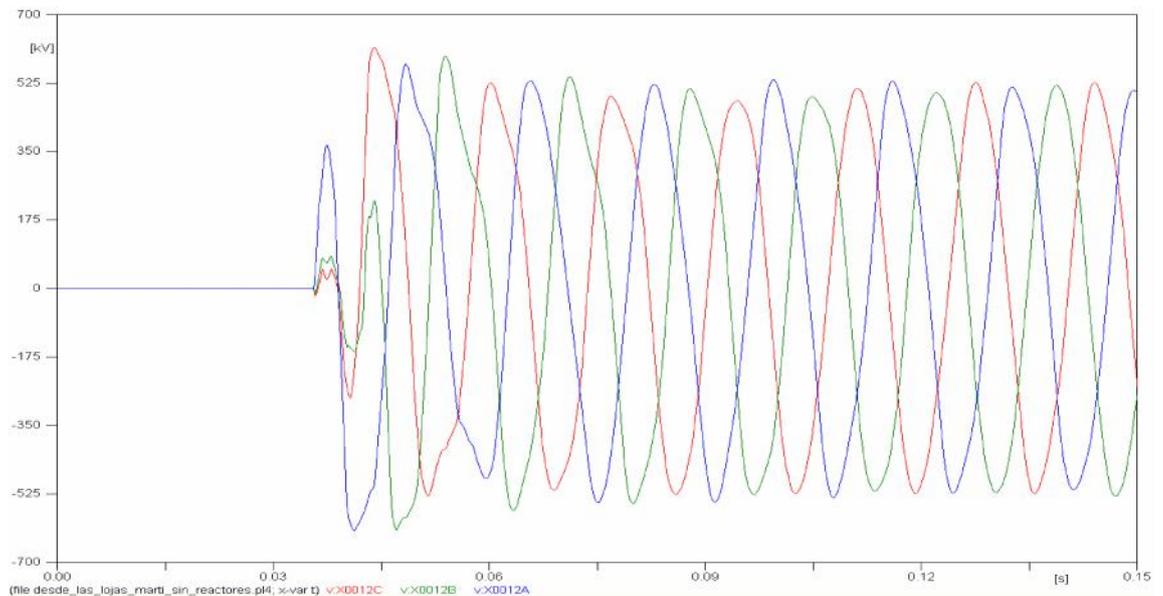


Figura 5.28 Comportamiento del voltaje al momento de la energización del circuito sin reactores, medido desde Taday (circuito abierto).

Caso 3.- Energización del circuito de la línea de transmisión Taday – Las Lojas con la utilización de reactores y sin pararrayos.

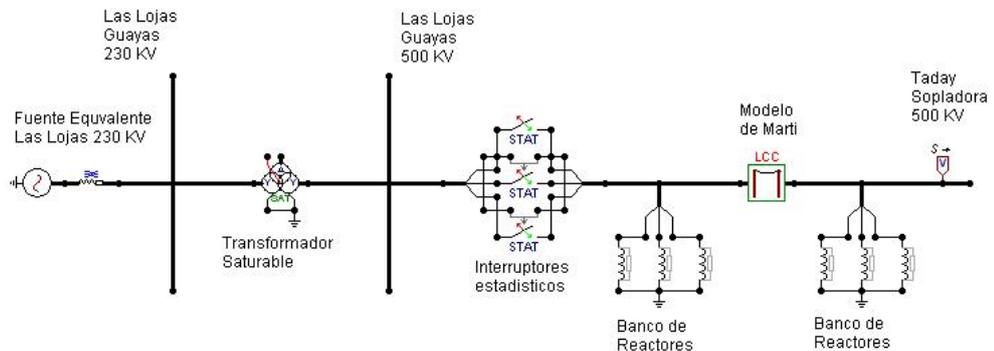


Figura 5.29 Circuito modelado con reactores y sin pararrayos para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Las Lojas.

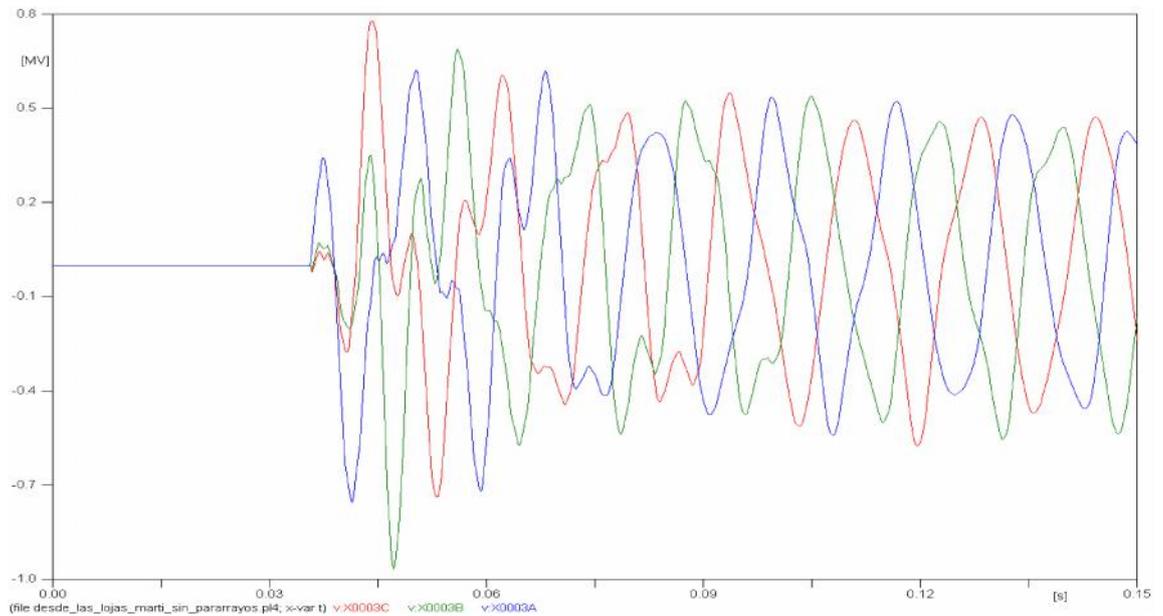


Figura 5.30 Comportamiento del voltaje al momento de la energización del circuito sin pararrayos, medido desde Taday (circuito abierto).

Caso 4.- Energización del circuito de la línea de transmisión Taday – Las Lojas sin la utilización de reactores y pararrayos.

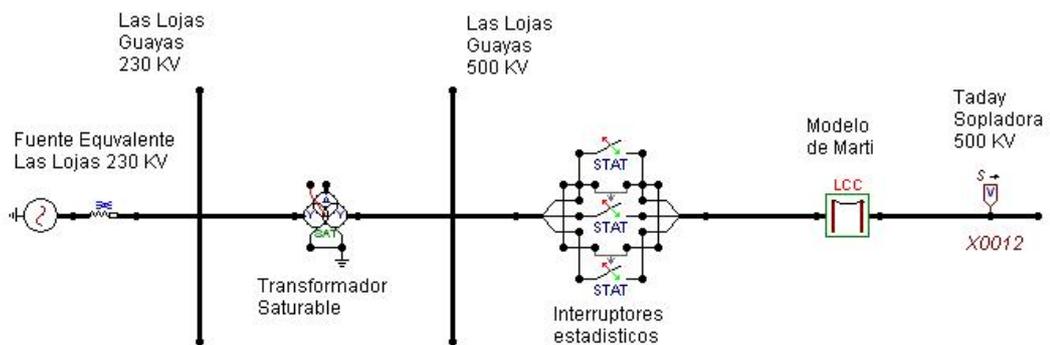


Figura 5.31 Circuito modelado sin reactores y sin pararrayos para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Las Lojas.

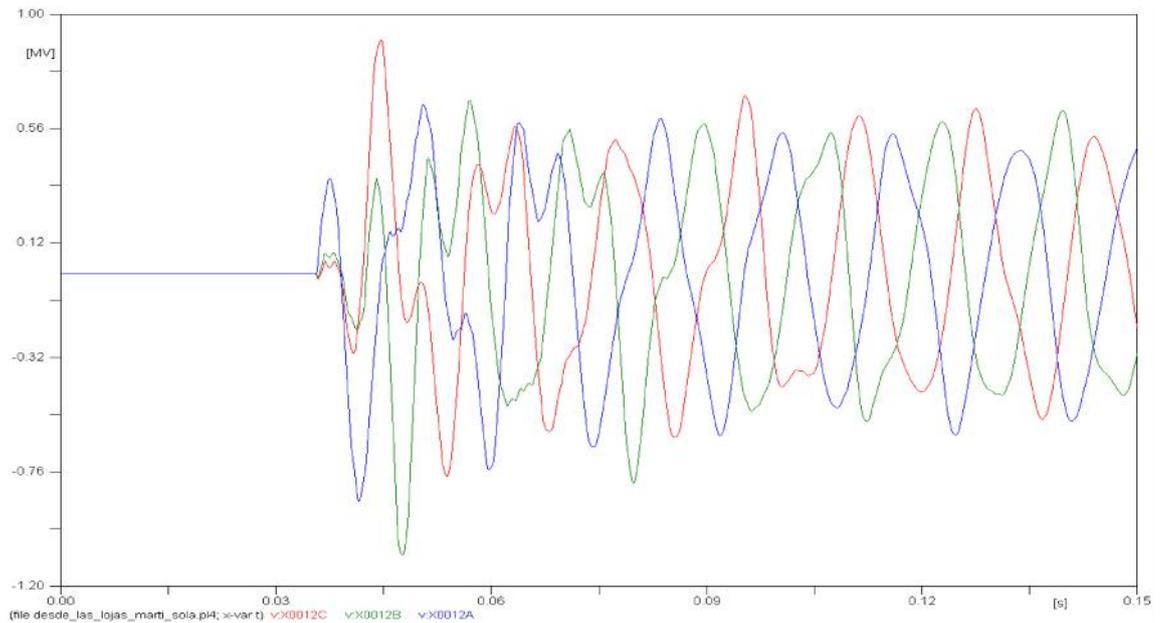


Figura 5.32 Comportamiento del voltaje al momento de la energización del circuito sin pararrayos y sin reactores, medido desde Taday (circuito abierto).

Tabla 5.5 Valores de sobrevoltajes obtenidos con el modelo J. Martí.

	MODELO	VOLTAJE [kV]			VOLTAJE [pu]		
		FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C
CASO 1	J. MARTÍ	611,54	610,02	601,47	1,50	1,49	1,47
CASO 2		623,18	610,26	612,66	1,53	1,49	1,50
CASO 3		802,87	896,56	750,25	1,97	2,20	1,84
CASO 4		923,77	1013,02	861,04	2,26	2,48	2,11

En la tabla 5.5 se presentan los valores de sobrevoltajes obtenidos para la energización de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, desde Las Lojas con el modelo J.Martí para los diferentes casos.

Los sobrevoltajes dependen mucho de los parámetros de la línea, el modelo J. Martí es muy exacto para simulaciones de circuitos de altas frecuencias (energización de una línea), y para secciones de líneas largas.

Para los casos de energización sin la presencia de pararrayos en el circuito se observa que los picos de sobrevoltajes llegan a valores promedios de 2.2 p.u, tal como se muestra en la tabla 5.5, mientras que para los casos en los que se incluyen los pararrayos los valores de sobrevoltajes llegan a 1,5 p.u, que es un valor de sobrevoltaje manejable para el nivel de voltaje de la línea de transmisión.

En las gráficas 5.22 y 5.24 del modelo Bergeron se aprecia que la onda de voltaje tiene una distorsión prolongada con altos picos de voltaje. Al contrario en el modelo J. Martí el comportamiento de la onda de voltaje para el caso 3 y el caso 4 llega a una estabilidad a $t=0,09$ segundos como se aprecia en la figura 5.28 y 5.30.

5.4 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN TADAY – LAS LOJAS

Las descargas atmosféricas inciden en una línea de transmisión de dos maneras, por el hilo de guarda y por alguna de las fases. A continuación se presentan los casos a ser analizados:

Caso 1

Presenta un rayo que cae en una de las fases de la línea de transmisión Taday – Las Lojas con un extremo en vacío.

Caso 2

Presenta una descarga atmosférica en el hilo de guarda de una línea de transmisión de 500 kV con ambos extremos en vacío.

En La tabla 5.6 se muestran los diferentes casos y escenarios para la simulación de una descarga atmosférica.

Tabla 5.6 Escenarios, casos y modelos usados para la simulación de una descarga atmosférica.

CASO	MODELO	ESCENARIO
5.4.1 Descarga atmosférica en una de las fases de una línea de 500 KV con un extremo en vacío.	BERGERON, J. MARTÍ	Medición en las tres fases
5.4.2 Descarga atmosférica en él hilo de guarda de una línea de 500 KV con ambos extremos en vacío.	J. MARTÍ	Resistencia de pie de Torre De 10 Ω y 400 Ω

5.4.1 DESCARGA ATMOSFÉRICA EN UNA DE LAS FASES DE UNA LÍNEA DE 500 KV CON UN EXTREMO EN VACÍO.

Se estudia la caída de una descarga atmosférica en una fase de la mitad de la línea de transmisión Taday – Las Lojas, a continuación se presenta la figura del diagrama unifilar utilizado y el oscilograma del voltaje que se obtiene en el extremo en vacío.

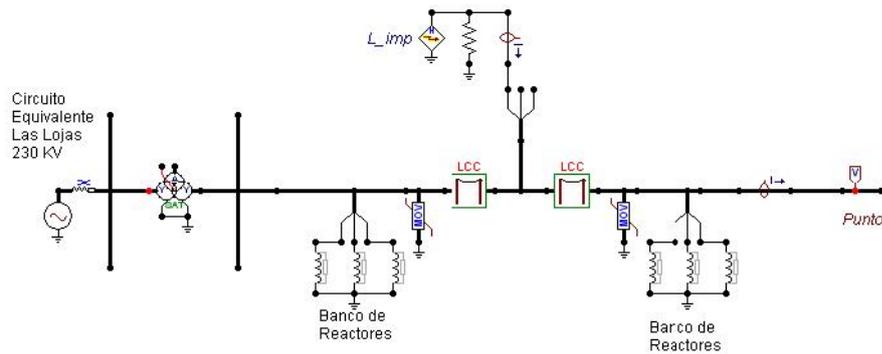


Figura 5.33 Circuito modelado para la descarga atmosférica en la fase A en la mitad de la línea Las Lojas – Taday.

En la figura 5.34 se aprecia la curva de la descarga atmosférica que impacta en la fase A de la línea de transmisión Las Lojas - Taday.

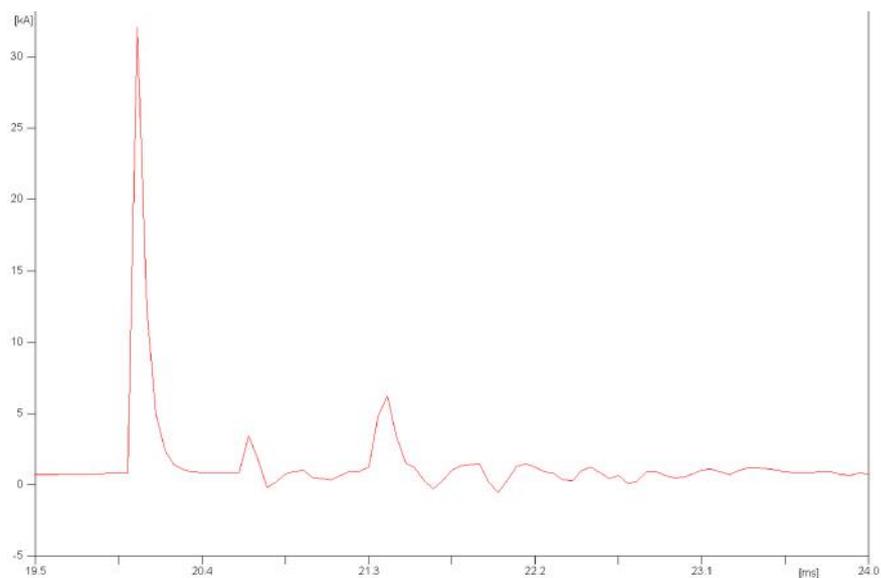


Figura 5.34 Disturbio atmosférico al ingreso de la fase A de la línea de transmisión.

Las figuras 5.35 y 5.36 presentan los oscilogramas del voltaje obtenido en el extremo en vacío para el modelo J. Martí.

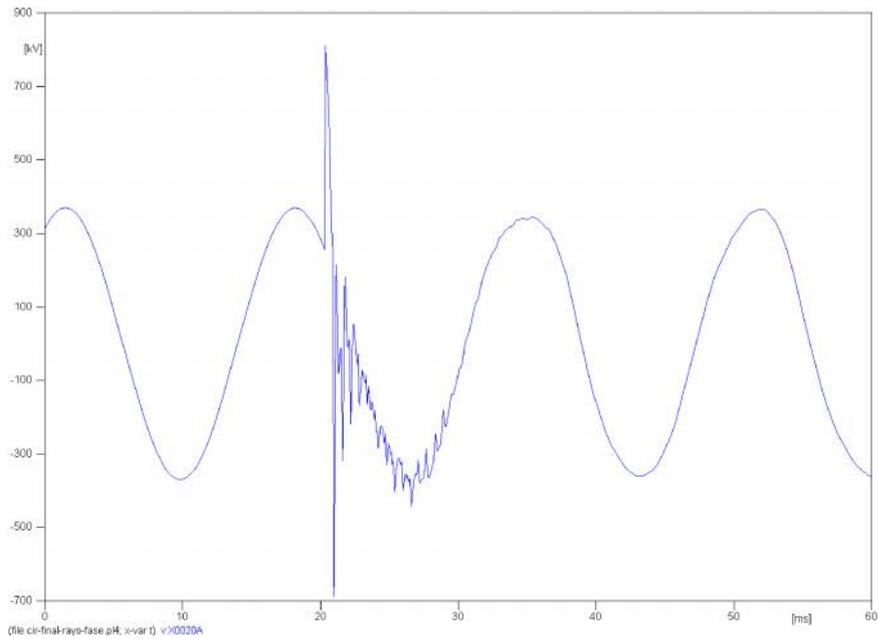


Figura 5.35 Sobretensión en la fase A producida por la descarga atmosférica, Modelo J. Martí

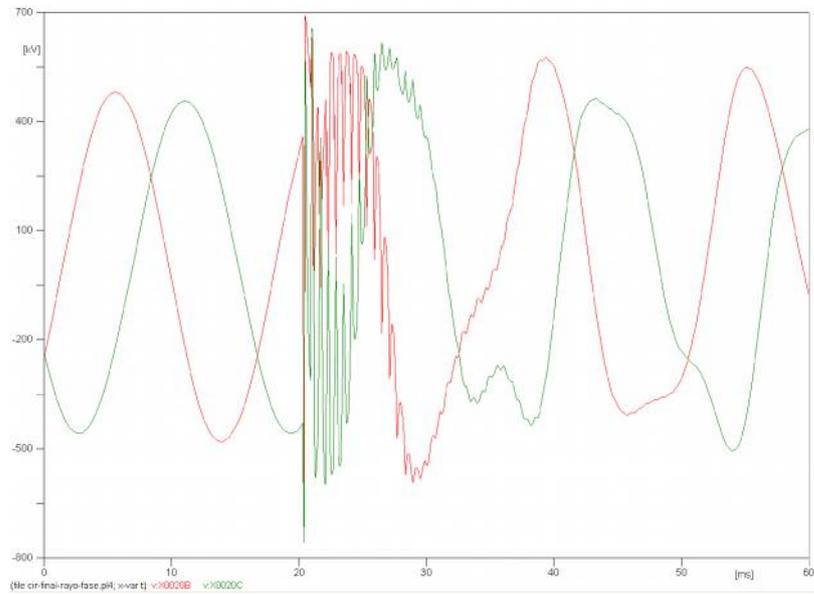


Figura 5.36 Sobretensión inducida en las fases B y C, Modelo J. Martí

Las figuras 5.37 y 5.38 presentan los oscilogramas del voltaje obtenido en el extremo en vacío para el modelo Bergeron.

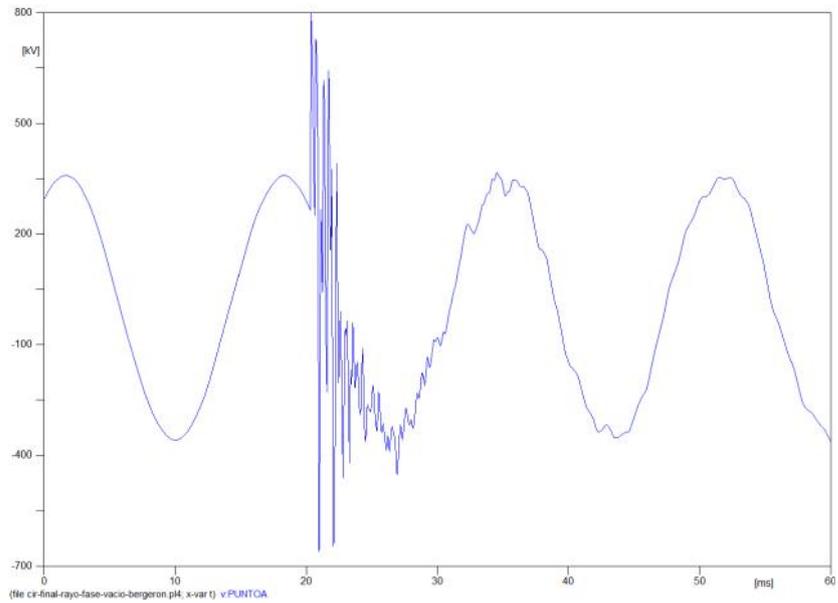


Figura 5.37 Sobretensión en la fase A producida por la descarga atmosférica, Modelo Bergeron

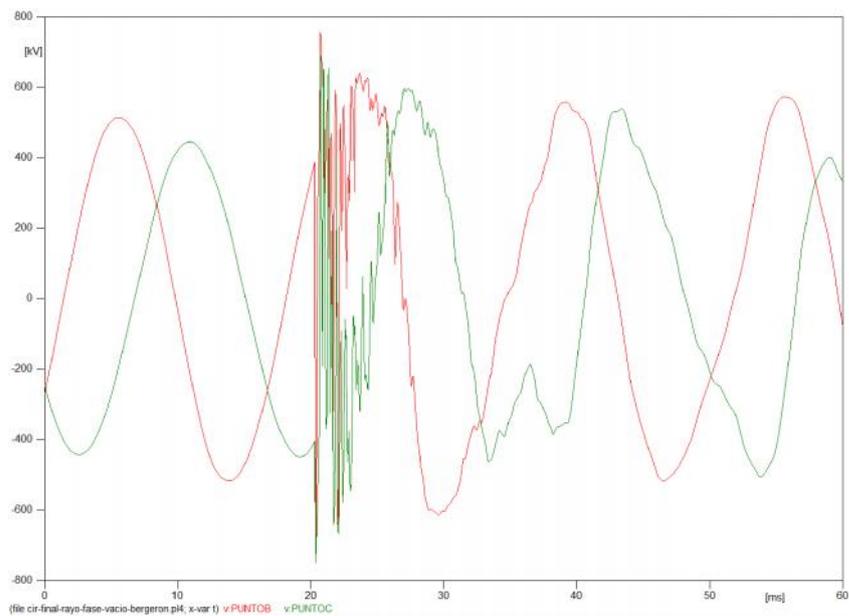


Figura 5.38 Sobretensión inducida en las fases B y C, Modelo Bergeron

En las figuras 5.39 y 5.40 se presentan el oscilograma de las corrientes medida en el extremo en vacio para el modelo Bergeron y J. Martí respectivamente.

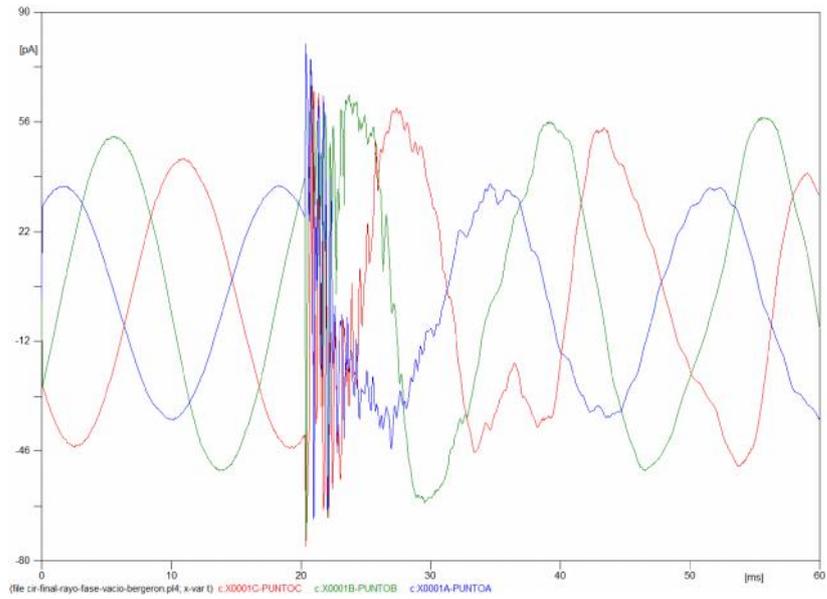


Figura 5.39 Corriente medida en el extremo abierto de la línea de transmisión, modelo Bergeron.

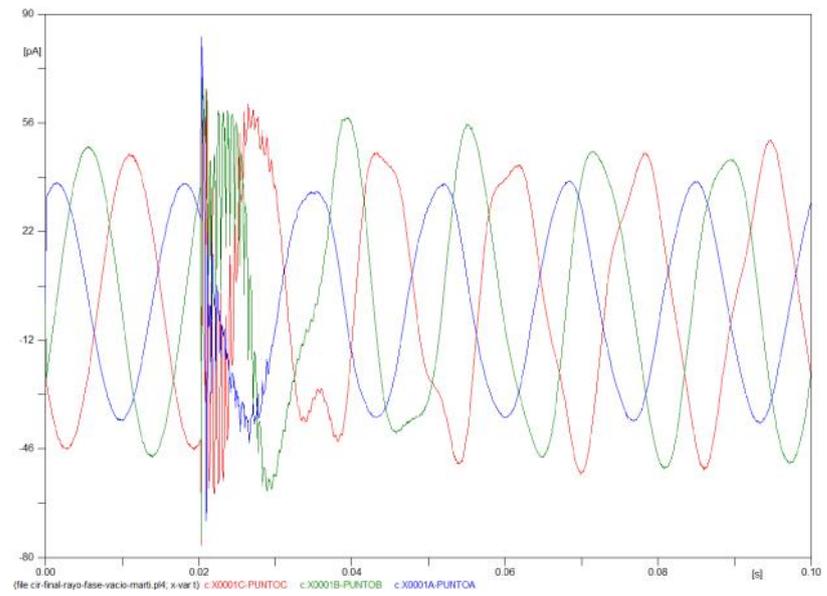


Figura 5.40 Corriente medida en el extremo abierto de la línea de transmisión, modelo J. Martí..

Tabla 5.7 Valores de sobrevoltajes obtenidos con el modelo J. Martí y el modelo Bergeron.

Fase Perturba	Fase Medida	Valor medido [V]		Valor Por Unidad	
		Bergeron	Martí	Bergeron	Martí
A	A	799,66	811,88	1,96	1,99
	B	754,88	734,50	1,85	1,80
	C	749,23	756,85	1,84	1,85
B	A	733,97	755,43	1,80	1,85
	B	771,29	822,35	1,89	2,01
	C	744,80	770,06	1,82	1,89
C	A	730,91	739,35	1,79	1,81
	B	755,11	733,50	1,85	1,80
	C	790,19	801,81	1,94	1,96

En la tabla 5.7 se presentan los valores de sobrevoltajes producidos por la caída de una descarga atmosférica en la mitad de la línea de transmisión Taday – Las Lojas.

En la figura 5.34 se aprecia la curva que modela al rayo que ingresa a la línea de transmisión produciendo una perturbación en el sistema, la onda no muestra el valor pico de 120 KA como fue configurada en el ATP, esto se debe a que la fuente (como está representada), forma un circuito paralelo entre la resistencia de 400 ohmios de la fuente, conectada en paralelo con dos impedancias características de la línea de transmisión.

La figura 5.41 presenta el circuito de impedancias que ve la onda de impulso.

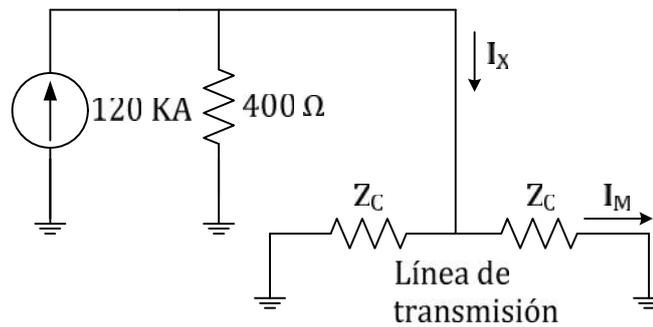


Figura 5.41 circuito de resistencias que ve la onda de impulso

La corriente que viaja en cada lado de la línea de transmisión se puede calcular de la siguiente manera:

$$I_X = 120 \text{ KA} \left(\frac{400}{400 + \frac{Z_C}{2}} \right) \quad (5.1) \quad I_M = \frac{I_X}{2} \quad (5.2)$$

Donde:

I_M Es la corriente que pasa por una mitad de la línea, dada por el ATP.

I_X Es la corriente que impacta en la línea.

La corriente que pasa en cada lado de la línea de transmisión tiene un valor de 35 KA.

Las descargas atmosféricas influyen mucho en la fase donde impacta y en ella produce la mayor sobretensión como se aprecia en la tabla 5.6.

Cuando el rayo impacta en la fase A se produce un pico de 1.99 p.u, el cual es mayor que en las fases donde se induce el voltaje (fase B y fase C).

Los pararrayos influyen mucho en la simulación de descargas atmosféricas, debido a que desvían el voltaje a tierra, otro factor importante es la distancia que recorre la onda producida por el rayo, a mayor distancia se produce una atenuación de la onda mucho más rápido.

5.4.2 DESCARGA ATMOSFÉRICA EN EL HILO DE GUARDA DE UNA LÍNEA DE 500 KV CON AMBOS EXTREMOS EN VACÍO.

Se estudia la caída de una descarga atmosférica en el hilo de guarda de una torre de transmisión con un extremo en vacío y con un extremo continuo. A continuación se presentan las figuras del diagrama unifilar utilizado y el oscilograma del voltaje que se obtiene.

En la figura 5.42 se aprecia la curva que modela al rayo de 120 kA.

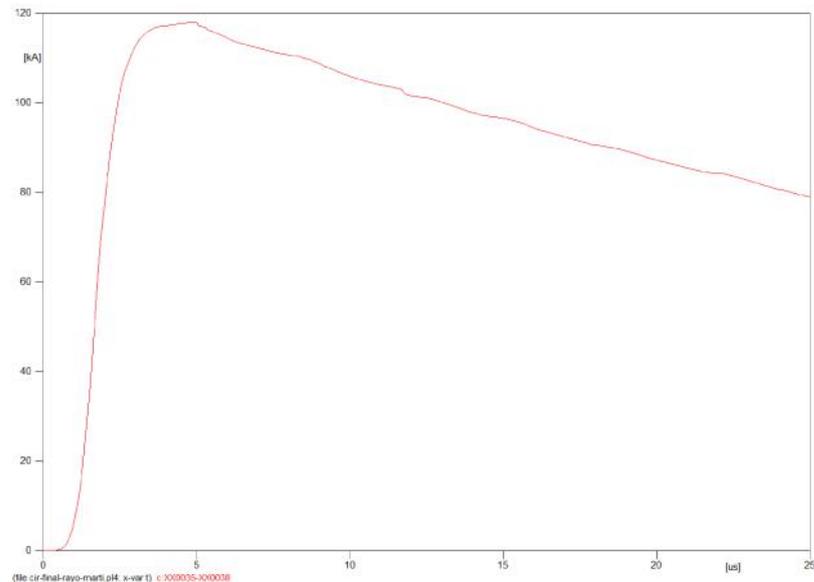


Figura. 5.42 Corriente de rayo de 120 kA

En la figura 5.43 y 5.44 se presentan las figuras del diagrama unifilar utilizado para una torre con un extremo abierto y con un extremo continuo respectivamente.

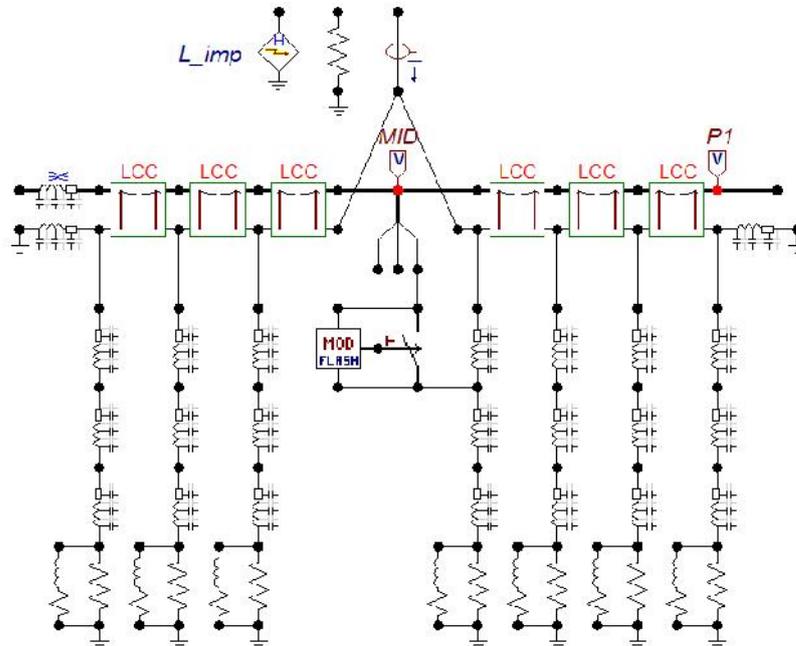


Figura. 5.43 Circuito de una torre con extremo abierto.

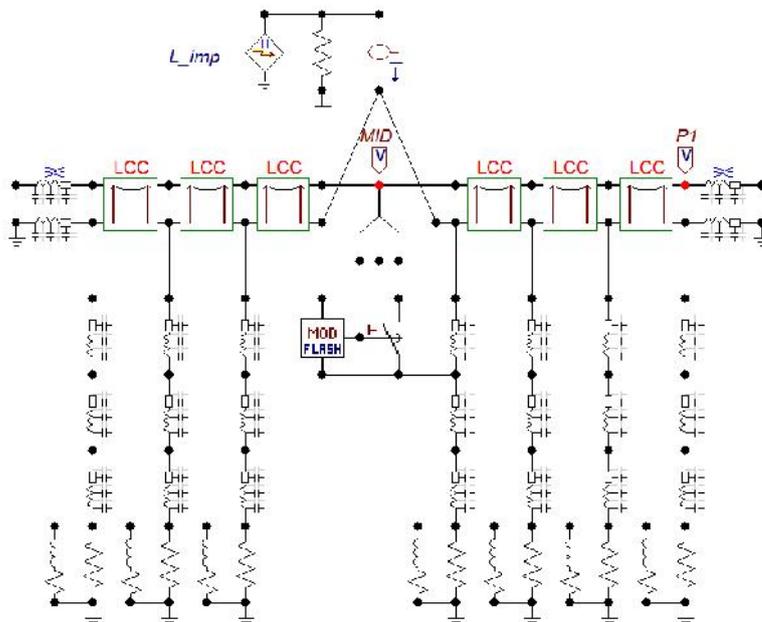


Figura. 5.44 Circuito de una torre con extremo continuo.

El punto "MID" que se observa en la figura 5.43 y 5.44 es donde se produce el flashover en una de las fases de la línea de transmisión (el flashover es modelado con un interruptor simple).

La descarga atmosférica impacta en el hilo de guarda y se transmite por la torre hasta la resistencia de pie de torre donde dependiendo de la dimensión de ésta, se puede presentar el fenómeno de interrupción inversa, es decir que la onda se refleje desde tierra hacia la línea de transmisión y produzca un sobrevoltaje mayor.

Las figuras 5.45 y 5.46 muestran el comportamiento del voltaje medido tres vanos más allá del punto donde impacta el rayo siendo éste el final de la línea de transmisión, para resistencias de pie de torre de 10 Ω y 400 Ω respectivamente.

Las figuras 5.47 y 5.48 muestran el comportamiento del voltaje medido tres vanos más allá del punto donde impacta el rayo siendo éste un punto de medición en la línea de transmisión, para resistencias de pie de torre de 10 Ω y 400 Ω respectivamente.

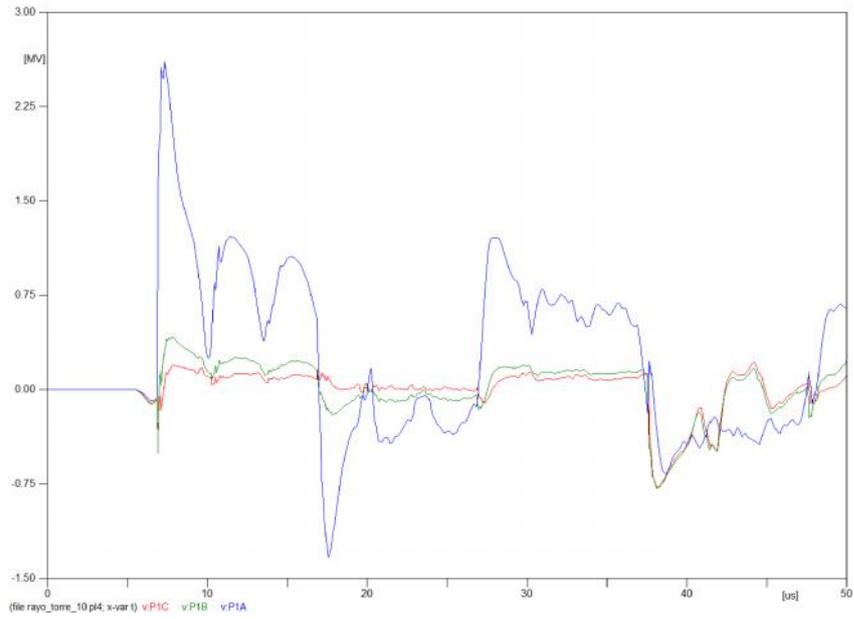


Figura 5.45 Comportamiento del voltaje al producirse el flashover, con resistencia de pie de torre de $R= 10 \Omega$, Extremo Abierto.

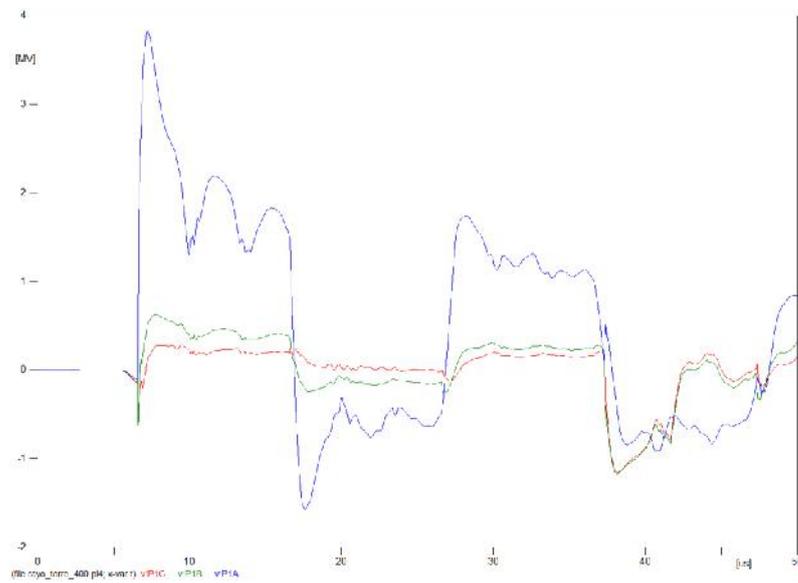


Figura 5.46 Comportamiento del voltaje al producirse el flashover, con resistencia de pie de torre de $R= 400 \Omega$, Extremo Abierto.

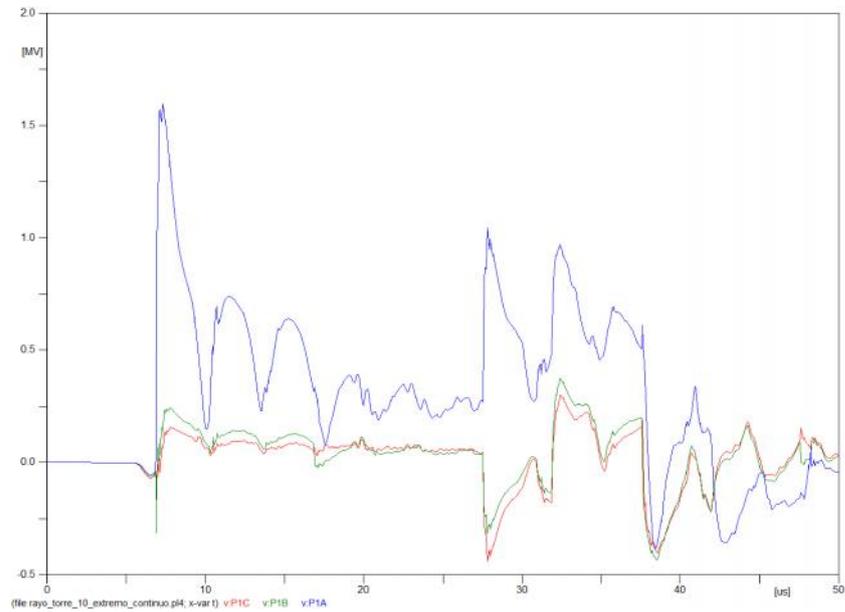


Figura 5.47 Comportamiento del voltaje al producirse el flashover, con resistencia de pie de torre de $R= 10 \Omega$, Extremo Continuo.

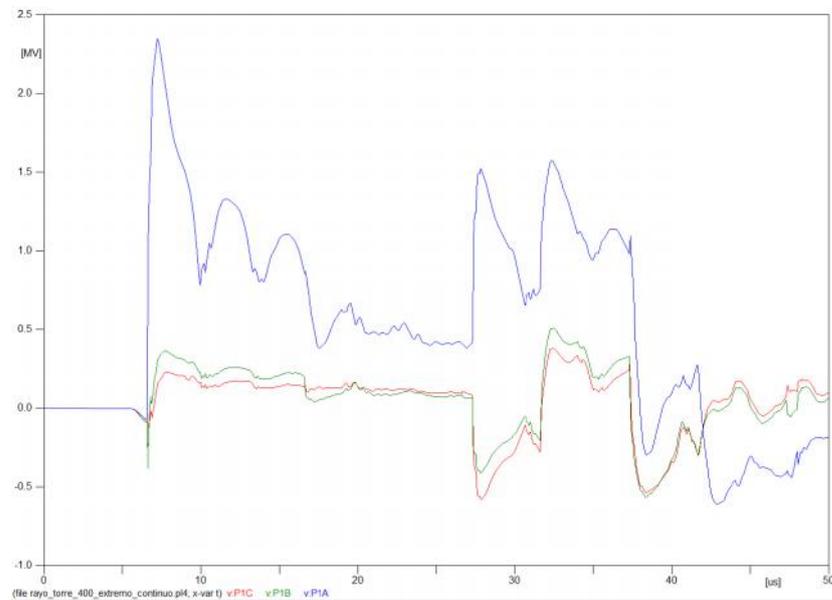


Figura 5.48 Comportamiento del voltaje al producirse el flashover, con resistencia de pie de torre de $R= 400 \Omega$, Extremo Continuo.

Tabla 5.8 Valores de sobrevoltajes obtenidos para diferentes resistencias de pie de torre.

MEDICIÓN	PUNTO ABIERTO			PUNTO CONTINUO		
	10 Ω	40 Ω	400 Ω	10 Ω	40 Ω	400 Ω
[V]	2.607.200	3.379.100	3.829.300	1.598.300	2.071.100	2.346.400
pu	6,39	8,28	9,38	3,92	5,07	5,75

En la tabla 5.9 se presentan los valores de sobrevoltajes producidos por la caída de una descarga atmosférica en el hilo de guarda de una torre con un extremo en vacío y un extremo abierto y con diferentes pies de torre.

Cuando una descarga atmosférica impacta en una torre de transmisión, produce el mismo efecto que si cae en el hilo de guarda, debido a que ambos están interconectados, es decir tanto el hilo de guarda como la torre de transmisión están conectados a tierra.

El valor pico del sobrevoltaje que aparece sobre la torre está principalmente determinado por la resistencia de pie de torre aparente en el momento de la descarga, debido a que la reflexión de la base de la torre puede llegar mucho más rápido al tope de la torre que las reflexiones de las torres adyacentes. La influencia de la resistencia de pie de torre aparente sobre la tensión en el tope de la torre es determinada por su respuesta que depende de la corriente y el tiempo.

Cuando una descarga atmosférica alcanza una torre de transmisión, la onda de corriente provocada por dicha descarga, viaja hacia los dos lados de la línea produciendo sobrevoltajes también en las torres más próximas. El disturbio no afecta a toda la línea pues a medida que avanza va disminuyendo su efecto hasta desaparecer.

Cuando el disturbio ve el extremo abierto (ver figura 5.43), se refleja en total magnitud produciendo un sobrevoltaje mayor como se aprecia en la tabla 5.8, debido a que al principio de superposición esta onda que viaja en sentido contrario por la reflexión se suma con la otra onda en sentido normal produciendo un alto flashover.

Cuando el extremo es continuo (ver figura 5.44) podemos apreciar que la medición es más baja, esto se debe principalmente a que se está realizando la medición en un punto donde pasa la onda y no es reflejada ni transmitida, sino continúa.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. El programa Alternative Transients Program (ATP), es muy útil para simulaciones de transitorios causados por descargas atmosféricas, o por maniobras (energización), sin importar el nivel de voltaje del circuito a analizar. Una de las ventajas del Alternative Transients Program (ATP), es que permite presentar resultados precisos.
2. En los sobrevoltajes obtenidos en las simulaciones en el ATP para los diferentes modelos (Bergeron y J. Martí) y casos, se aprecia en las figuras mencionadas anteriormente que la forma de la onda tienen la misma tendencia, pero difieren en algunos picos, y en el tiempo de estabilidad, para el modelo J. Martí el tiempo de estabilidad es menor ($t=0.05$ segundos aproximadamente).
3. El valor de un sobrevoltaje originado por la energización de una línea, aumenta según el nivel del voltaje del circuito. El análisis de sobrevoltaje se lo realiza en régimen transitorio.
4. Al analizar los sobrevoltajes producidos por la energización de la línea de transmisión Las Lojas - Taday, se observa que el mayor sobrevoltaje obtenido se presentó en la energización de la L/T Las Lojas –Taday, desde Taday, en el caso 4 (energización sin pararrayos

y sin reactores), llegando a un nivel de sobrevoltaje de 2.83 p.u en promedio.

5. Comparando los casos y modelos analizados en el momento de la energización de la L/T Las Lojas – Taday, se aprecia en las gráficas y cuadros mencionados anteriormente, que difieren en los picos de voltajes y tiempos de estabilización, en los casos en los que no se utilizó pararrayos ni reactores el voltaje llega a un pico de 2.83 pu en promedio, al contrario del caso en el que se utilizó pararrayos y reactores el sobrevoltaje alcanzó un pico máximo de 1,52 pu; es decir que, los componentes usados para controlar el sobrevoltaje (pararrayos y reactores), reducen el sobrevoltaje en un 46.2%, indicando que la protección brindada por los pararrayos y reactores al momento de la energización, da valores de sobrevoltajes manejables de acuerdo al nivel de voltaje utilizado.
6. Cuando se tiene una línea con un extremo en vacío, se presenta un voltaje de circuito abierto definido en su extremo, al impactar un rayo en una fase, se produce una sobretensión, un impulso de corriente en la línea el cual permite que fluya una corriente en la línea, esta corriente fluye hacia ambos extremos y para el extremo en vacío se produce una elevación del voltaje.
7. Las líneas que soportan altos niveles de voltaje y transmiten gran cantidad de potencia como lo son las de 500 KV tienen vanos de torre a torre aproximadamente de 600 m y torres con una resistencia de pie de torre muy parecida a la impedancia característica lo cual consume en gran cantidad el impulso de corriente producido en el hilo de guarda, la influencia de un rayo de $4/50 \mu\text{Seg}$ y 120 KA produce la

ruptura del aislamiento entre el aire y la cadena de aisladores produciendo un flashover en la fase lo cual es como si el rayo cayera en la misma fase produciendo una sobretensión muy elevada ya que no cuenta con la ayuda de un pararrayos tan solo con la resistencia propia de la línea que amortigua el impulso.

8. El sobrevoltaje transitorio debido a una descarga atmosférica que produce un flashover, es directamente proporcional a la magnitud de la descarga.
9. La resistencia de pie de torre es directamente proporcional al pico del sobrevoltaje, a medida que disminuye la resistencia de pie de torre, disminuye el pico del sobrevoltaje transitorio.
10. Las figuras 5.46 y 5.34 representan el mismo circuito de la fuente del rayo, pero como se aprecia sus picos no son iguales, la figura 5.46 muestra el pico de 120 KA a diferencia de la figura 5.34 que muestra solo 35 KA, para el primer caso el rayo impacta en una de las fases de la línea de transmisión la cual está conectada a todo un sistema eléctrico produciendo una gran impedancia vista por la corriente del rayo y por lo tanto su pico es pequeño.
11. Cuando una descarga atmosférica alcanza una torre de transmisión, la onda de corriente provocada por dicha descarga, viaja hacia los dos lados de la línea produciendo sobrevoltajes también en las torres más próximas. El disturbio no afecta a toda la línea pues a medida que avanza va disminuyendo su efecto hasta desaparecer.

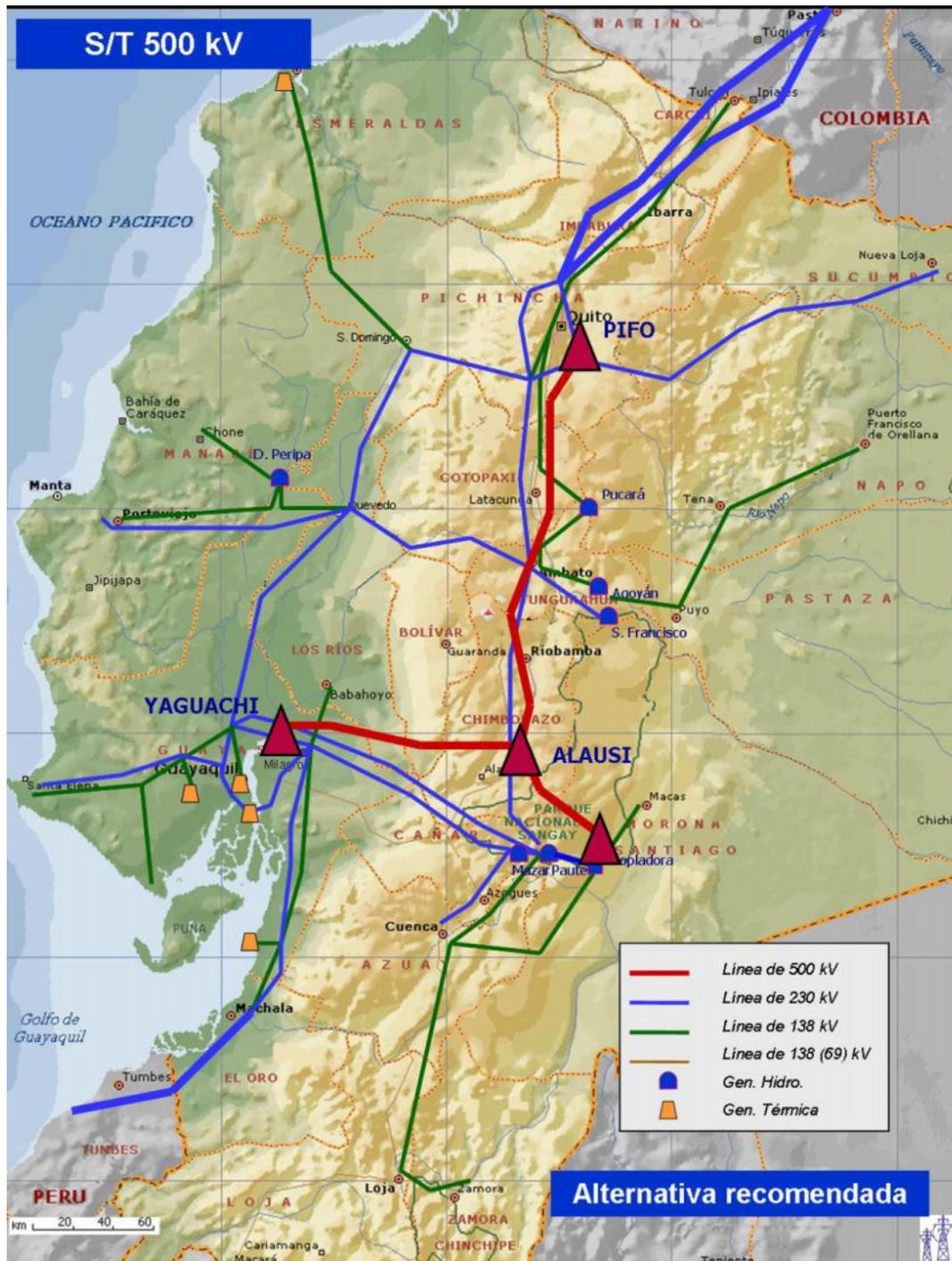
RECOMENDACIONES

1. Cuando se energiza una línea de transmisión lo recomendable es dejar conectados los pararrayos ya que tienen una influencia directa en la línea, es decir ayudan a controlar el sobrevoltaje producido por la energización.
2. Se recomienda un estudio de sobretensiones producidas por descargas atmosféricas para detectar si la cadena de aisladores está bien seleccionada y evitar problemas de flashover como el ocurrido en el caso 3 del análisis de descarga atmosférica en el hilo de guarda.
3. Para el estudio de los transitorios a nivel de 500 KV se recomienda usar el modelo J. Martí ya que este modelo es más exacto para líneas largas, y para situaciones de alta frecuencia como maniobras o descargas atmosféricas, cabe recalcar que el modelo J. Martí a diferencia del modelo Bergeron utiliza parámetros distribuidos dependientes de la frecuencia.
4. Para realizar maniobras de energización en la línea de transmisión Las Lojas – Taday se recomienda usar reactores conectados en derivación, ya que ayudan a minimizar los sobrevoltajes en la línea de transmisión, y aumentan el límite de estabilidad del sistema.

ANEXOS

ANEXO A

“Sistema de transmisión de 500 KV”



Sistema de transmisión de 500 Kv

FUENTE: DESCRIPCIÓN DE LA PRE-FACTIBILIDAD DEL PROYECTO DE 500 KV.
 TRANSELECTRIC S.A

ANEXO B
“Manual del Alternative Transient Program”

MANUAL DEL ALTERNATIVE TRANSIENT PROGRAM

B.1 INTRODUCCIÓN

El Alternative Transient Program (ATP) es una potente herramienta de simulación, fue originalmente diseñado para el cálculo de procesos transitorios en sistemas eléctricos de potencia. Durante los últimos años se han desarrollado varios programas de apoyo con los que se puede diseñar un paquete de simulación muy flexible y potente, cuyas prestaciones son actualizadas regularmente.

Una simulación en el ATP se realiza generalmente en tres pasos, para cada uno de los cuales existen en la actualidad varios programas, o distintas versiones de un mismo programa, así se tiene:

ATPDraw, para creación y edición de archivos de entrada, es un preprocesador interactivo en entorno Windows que actúa como núcleo central del paquete completo, ya que los usuarios pueden controlar la ejecución de cualquier programa integrado en el paquete desde ATPDraw.

Este preprocesador dispone de modelos para los principales componentes de una red de potencia, y permite que un usuario pueda añadir sus propios modelos desarrollados a partir de varias opciones disponibles en el paquete, como Data Base Module o el lenguaje de programación MODELS.

TPBIG, para simular redes eléctricas en el dominio del tiempo y de la frecuencia.

PCPLOT, TPLOT, GTPLOT o PLOTXY, para procesar los resultados de una simulación de forma gráfica permitiendo de esa forma al usuario

observar el fenómeno que se encuentre analizando y facilitando su comprensión y manejo de resultados.

B.2 MODELOS UTILIZADOS

B.2.1 FUENTES EQUIVALENTES

Las fuentes utilizadas para modelar los equivalentes de cortocircuito son las ACSOURCE tipo 14 en serie con una línea RL acoplada simétricamente en la cual se ingresan los datos de la inductancia y resistencia tanto de secuencia cero como de secuencia positiva, la figura A.1 y A.2 muestran estos dos elementos.

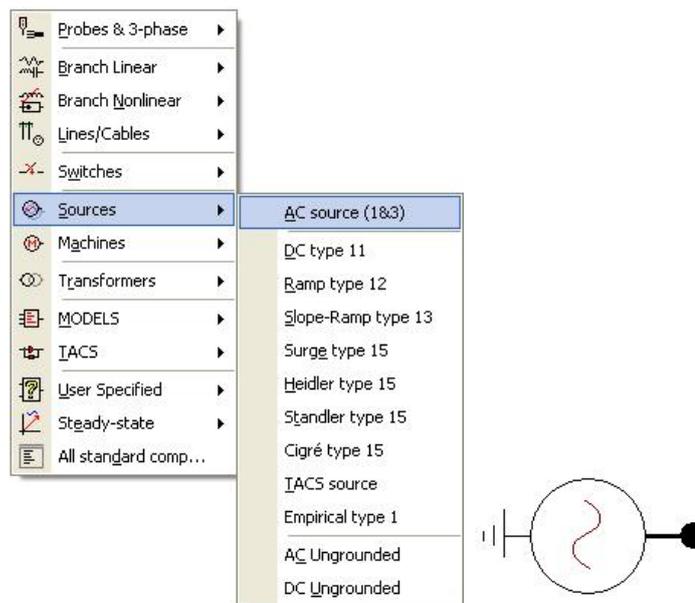


Figura B.1. Rutina para el ingreso de una fuente de voltaje ACsource tipo 14.
Fuente: Alternative Transient Program (ATP), Preprocesador gráfico ATPDraw.

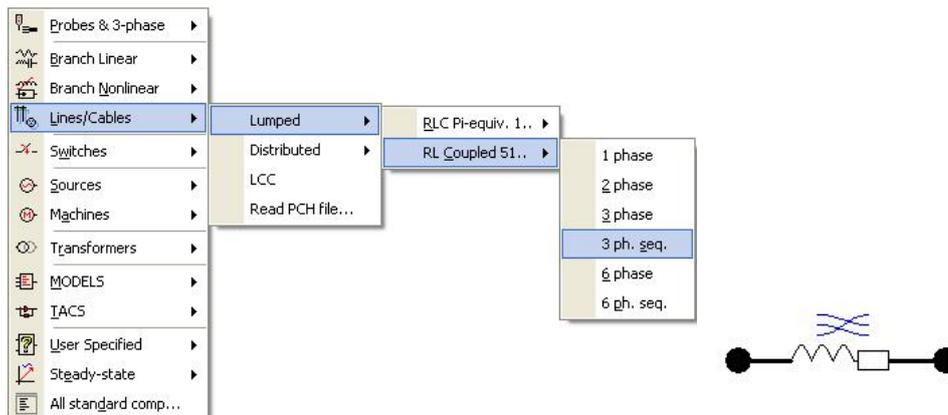


Figura B.2. Rutina para el ingreso de parámetros de secuencia de equivalentes de red.

Fuente: Alternative Transient Program (ATP), Preprocesador gráfico ATPDraw.

Luego de haber obtenido estos dos elementos se procede a realizar el estudio del siguiente elemento.

B.2.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

El Alternative Transient Program (ATP) nos brinda la opción de modelar las líneas de transmisión de diferentes maneras dependiendo del estudio que se quiera realizar, mediante la componente LCC se puede escoger un modelo de línea y automáticamente calcula sus parámetros a partir de la geometría de la línea y de las propiedades de los conductores que la conforman, los modelos con los que se cuenta son:

Circuito, el cual es una aproximación discreta a los parámetros distribuidos constantes, razón por la cual, no son generalmente el mejor modelo para estudios de transitorios ya que la solución por parámetros distribuidos es más rápida y usualmente más precisa.

Parámetros distribuidos constantes, o de Bergerón procede calculando la propagación de diferentes componentes de modo, siendo estos modos desacoplados. En cada extremo de la línea se convierten los valores de modo a valores de fase mediante la matriz de transformación. La principal causa de error de este modelo es al suponer constantes los parámetros con la frecuencia.

Modelo de Semlyen, aproxima la impedancia característica y la constante de propagación de cada modo mediante dos exponenciales. La sencillez de las ecuaciones hace que aun cuando los parámetros de la línea no presenten discontinuidades, la aproximación sea insuficiente, por lo que este modelo este cayendo en desuso.

Modelo de José Martí, este modelo JMARTI SETUP, aproxima la impedancia característica y la constante de propagación por funciones racionales. Es el modelo de parámetros variables que más se utiliza.

Modelo Taku Noda, difiere de los anteriores ya que el cálculo se hace directamente en componentes de fase obviándose el inconveniente de la matriz de transformación, generalmente es más dificultoso obtener un modelo adecuado para una línea determinada, el tiempo de paso de la simulación debe ser el mismo con el que se calculó el modelo, de ser necesario utilizar otro paso deberá recalcularse el modelo.

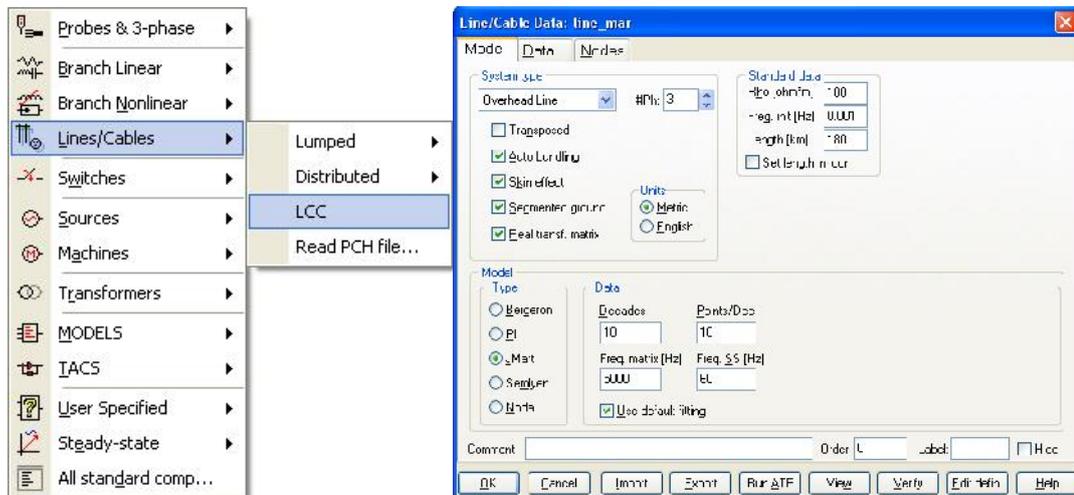


Figura B.3. Cuadro de diálogo del modelo de línea de la rutina LCC

Fuente: Alternative Transient Program (ATP), Preprocesador gráfico ATPDraw.

Donde se tiene:

Transposed, indica si la línea está transpuesta.

Auto bunding, indicar si se trabaja por conductor o por fase.

Skin effect, indica si se tiene en cuenta el efecto pelicular.

Segmented ground, indica si los cables de guardia no son continuos.

Real transf. matrix, indica si los elementos de la matriz de transformación se modifican

Rho, es la resistividad del suelo.

Freq. init [Hz], frecuencia a la que se calculan los parámetros constantes, o frecuencia inferior para el cálculo de los parámetros dependientes de la frecuencia.

Length, longitud de la línea.

Decades, Número de décadas de la escala logarítmica.

Points/Dec, Número de puntos de frecuencia por década.

Freq. matrix, frecuencia a la cual se calcula la matriz de transformación.

Freq. SS, frecuencia en estado estable.

Para el caso de los datos de la ubicación geométrica y de las características de los conductores el ingreso se lo hace en la pestaña data y los campos a llenarse se los muestra en la figura A.4.

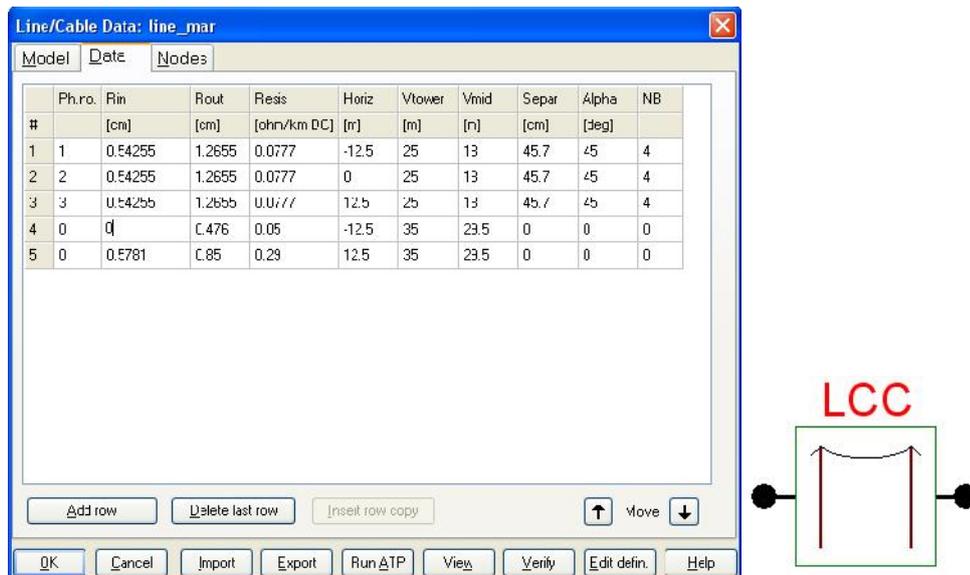


Figura B.4. Cuadro de diálogo de los parámetros geométricos de la rutina LCC.

Fuente: Alternative Transient Program (ATP), Preprocesador gráfico ATPDraw.

Donde se tiene:

Ph.no. es el número de fases del conductor, la numeración debe ser 1, 2, 3... etc., para las fases y 0 para los hilos de guarda.

Rin, es el radio interno del conductor.

Rout, es el radio externo del conductor.

Resis, cuando no se incluye el efecto piel se debe colocar el valor de la resistencia AC, caso contrario se pondrá la resistencia DC del conductor.

Horiz, es la distancia horizontal entre los centros de conductor o del conjunto de conductores en haz, en una referencia especificada por el usuario, la misma referencia debe ser usada para todos los conductores del mismo caso.

Vtower, es la altura vertical del centro del conductor o del conjunto de conductores en haz medido desde la torre hasta el suelo.

Vmid, es la altura vertical del centro del conductor o del conjunto de conductores en haz medida desde el medio vano hasta el suelo.

Los siguientes términos aparecen si se ha seleccionado previamente la opción Auto bunding.

Separ, es la distancia de separación entre los centros de dos conductores adyacentes de un conjunto de conductores en haz.

Alpha, es la posición angular del centro a uno de los conductores del conjunto de conductores en haz.

NB, es el número de conductores que forman parte del conjunto de cables en haz.

B2.3 TRANSFORMADOR

El transformador adoptado para los estudios es el de la rutina Satura debido a que los datos que se tienen de los transformadores típicos para voltajes de 500 kV son los indicados para esta rutina, en la figura A.5 se muestra la ventana de dialogo para el ingreso de los valores.

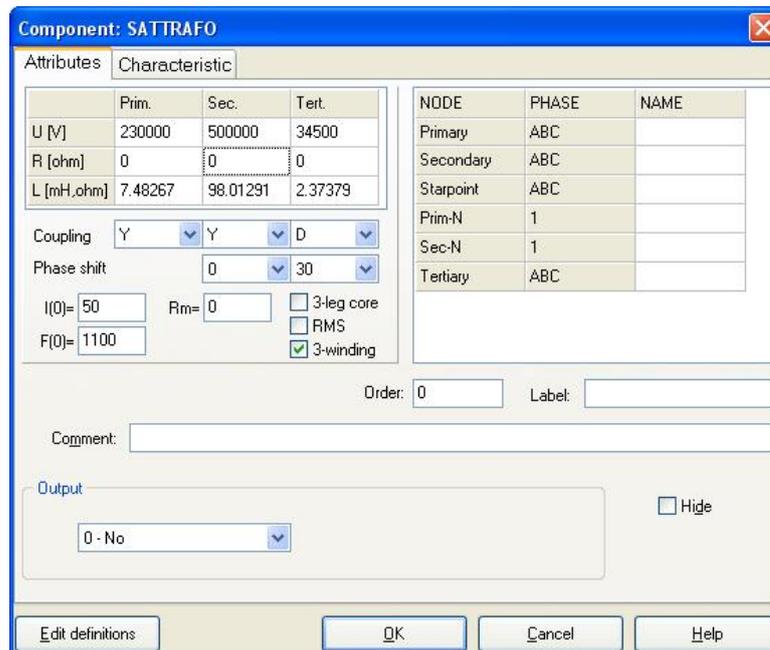


Figura B.5. Cuadro de diálogo para la rutina Satura

Fuente: Alternative Transient Program (ATP), Preprocesador gráfico ATPDraw.

Donde se tiene:

U, Voltaje nominal del bobinado en kV.

R, Resistencia del bobinado

L, Inductancia del bobinado

I(0), **F(0)**, corriente y flujo usados para definir la inductancia lineal.

R_m, resistencia constante y lineal, esta resistencia toma en cuenta las pérdidas de excitación.

B2.4 INTERRUPTORES

En el programa ATP existen varios tipos de interruptores de los cuales se han utilizado dos. El primero es el interruptor controlado por tiempo el cual realiza maniobras de apertura o cierre en un tiempo determinado por el usuario una sola vez. El segundo interruptor utilizado es el estadístico el cual puede ser maestro o esclavo, el interruptor maestro es independiente de

cualquier otro interruptor estadístico mientras que el interruptor esclavo depende del tiempo de un interruptor maestro, en la figura A.6 se muestra la ventana de parámetros del interruptor estadístico.

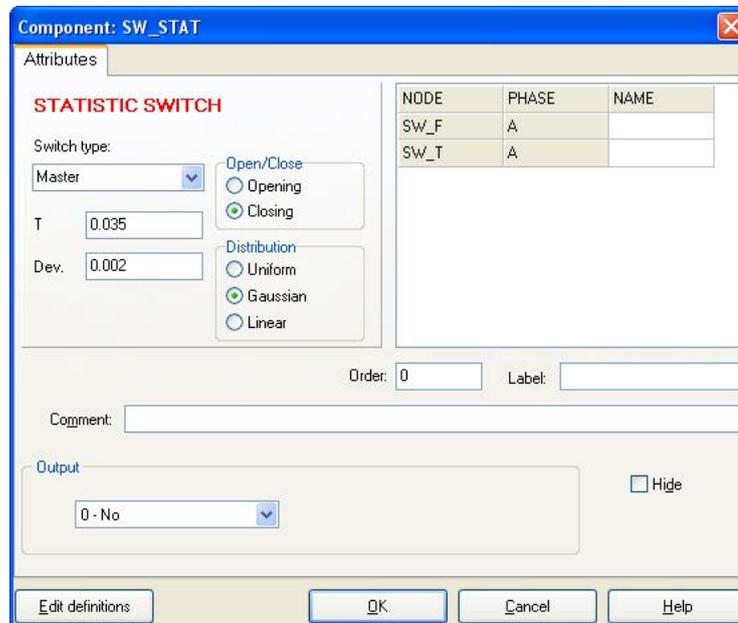


Figura B.6. Cuadro de diálogo para el interruptor estadístico

Fuente: Alternative Transient Program (ATP), Preprocesador gráfico ATPDraw.

Donde se tiene:

Switch type, es donde se escoge el tipo de interruptor que se desea utilizar (Master o Esclavo).

Open/Close, es el tipo de maniobra a realizarse.

T, es el tiempo promedio en el que el interruptor abre o cierra.

Dev., es la desviación estándar, para los interruptores esclavo tiene un retardo que depende del tiempo del interruptor master.

Distribution, es el tipo de distribución que se desea que siga el interruptor.

B2.5 REACTORES

Los reactores ubicados en las líneas de transmisión de 500 kV se los modela como elementos lineales, sin considerar su curva de saturación, en la figura A.7 se muestra el cuadro de dialogo del modelo utilizado.

DATA	UNIT	VALUE
L	Ohm	4166.6667
Kp	Damp. 5-10	7.5

NODE	PHASE	NAME
From	C	
To	1	

Figura B.7. Cuadro de dialogo del modelo utilizado para el reactor.

Fuente: Alternative Transient Program (ATP), Preprocesador gráfico ATPDraw.

Donde se tiene:

L, es la inductancia en milihenrios.

kp, es el factor de la resistencia en paralelo.

B2.6 PARARRAYOS

Para la modelación del pararrayos se utilizó la rama no lineal Mov type 92 3-ph la cual nos permite ingresar la característica no lineal del pararrayos, en la figura A.8 se muestra el cuadro de dialogo del modelo.

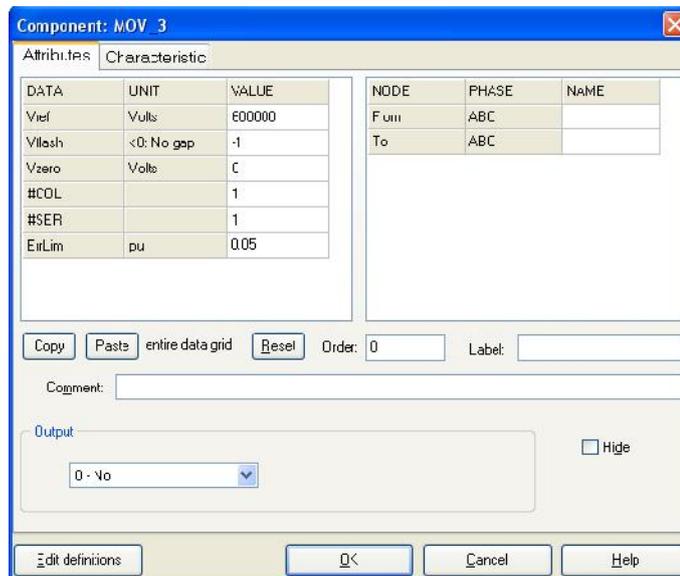


Figura B.8. Cuadro de dialogo del modelo MOV type 92 3-ph

Fuente: Alternative Transient Program (ATP), Preprocesador gráfico ATPDraw.

Donde se tiene:

Vref, es el voltaje de referencia.

Vflash, es el voltaje de descarga en por unidad utilizando como voltaje base Vref. Si no se tiene Gap se utiliza un número negativo.

Vzero, es el voltaje inicial en voltios, en casi todos los casos se pone cero.

#COL, es el número de columnas del pararrayos, para una simple rama de bloques COL= 0, 1 o blanco, para dos ramas en paralelo COL= 2.

#SER, Número de bloques en serie de cada rama.

ERRLIM, tolerancia ad

ecuada en p.u.

ANEXO C
"EJEMPLO 12 DEL ATPDRAW 56"

El ejemplo 12 del ATPDraw56 muestra un circuito para estudios de sobretensiones de maniobra con enfoque estadístico de una línea la cual esta energizada por ambos lados y para realizar reducciones en las sobretensiones podemos realizar algunas de los siguientes procedimientos.

- 1) Poner pararrayos en los terminales de la línea o a lo largo de ella.
- 2) Aplicar disyuntores con resistencias de pre-inserción.
- 3) Sincronizar las operaciones de los breakers al energizar o hacer maniobras.
- 4) Limitar o eliminar la carga atrapada de tiempo muerto en re-cierres trifásicos.

La ayuda que nos brinda este ejemplo está en el uso de los interruptores estadísticos la cual se utilizó para nuestra simulación.

A continuación presentamos el gráfico del ejemplo 12 del ATPDraw56 y los detalles de su configuración.

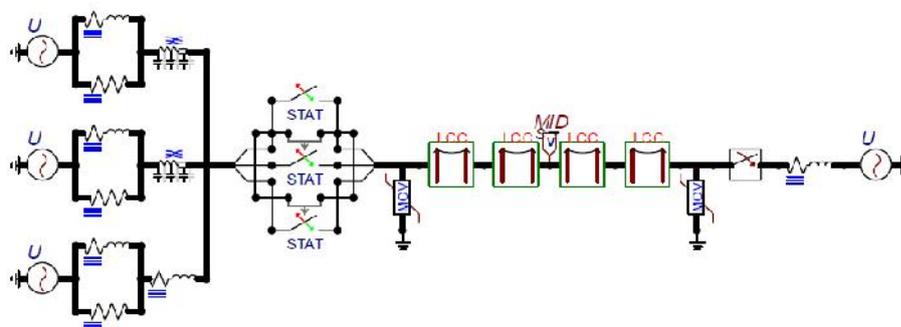


Figura C.1. Circuito esquemático del ejemplo 12 del ATPDraw56

El interruptor de la parte de arriba es el interruptor master en la fase A y los otros dos son interruptores esclavos en las fases B y C, para el interruptor master tenemos un tiempo medio de 0.035 segundos y la desviación estándar de 0.002 segundos, así mismo para los interruptores de las fases B y C tenemos un tiempo medio de 0.00666 y 0.00333 segundos respectivamente y desviación estándar de 0.002 segundos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano Primer Semestre del Año 2009. Ecuador, Junio 2009.

[2] CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano Año 2008. Ecuador, Diciembre 2008.

[3] CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2009-2020. Ecuador, Agosto 2009.

[4] TRANSELECTRIC S.A., Plan de Expansión de Transmisión 2009 – 2020. Ecuador, Agosto 2009.

[5] TRANSELECTRIC S.A., Sistema de Transmisión de 500 kV, Descripción de la Pre – factibilidad del Proyecto de 500 kV. Ecuador, Octubre 2008.

[6] Diseño y modelo a escala de un generador de impulsos de tensión. Salvador Roca Poma. 2005 Lima – Perú.

[7] Electric Power Research Institute. Transmission Line Reference Book 345 kV and above 1979 Pag. 435.

[8] L. H Restrepo, Modelos de Líneas de Transmisión para transitorios electromagnéticos en sistemas de potencia. Trabajo de Grado en Ingeniería Eléctrica, Universidad del Valle, Cali- Colombia, 2008.

[9] J. R. Marti, "Accurate modeling of frequency dependent transmission lines in electromagnetic transient simulations", IEEE Trans. on Power App. and Systems. Vol. PAS-101 No. 1, pp. 147-155, Jan, 1982.

[10] ATPDRAW version 5.6 for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista Users' Manual, Noviembre 2009.