

Simulación de Transientes Electromagnéticos en las Líneas de Transmisión de EAT

Manuel John Cabrera Romero¹, Ing. José Layana Chancay²

¹ Estudiante, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Computación (FIEC); Especialización Potencia
Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)
Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 vía Perimetral
Apartado 09-01-5863. Guayaquil, Ecuador

² Profesor, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Computación (FIEC)
mcabrera@fiec.espol.edu.ec; jlayana@espol.edu.ec

Resumen

El presente trabajo, destaca las posibles sobretensiones transitorias producidas por una falla de fase a tierra y los efectos que trae consigo despejar la misma en sistemas de extra alta tensión. Los análisis de transitorios electromagnéticos, fueron simulados con una potente herramienta computacional denominada Alternative Transients Program “ATPDraw v5.6”

Para las simulaciones de transitorios electromagnéticos en líneas de EAT, se tomara de ejemplo, la futura incorporación del sistema nacional a 500kV que operará en conjunto con el sistema actual. En este apartado se propondrá diferentes puntos de evaluación, se mostrara la cantidad de simulaciones y los diferentes métodos empleados para realizar el re-establecimiento del sistema.

Palabras Claves: *Transitorios Electromagnéticos, Fallas de fase a tierra, re-cierre monopolar, re-cierre tripolar*

Abstract

The project present highlights the possible transitional surge produced by a phase to ground fault and the effects that it brings clear in extra high voltage systems. The electromagnetic transients analysis, were simulated with a powerful computational tool called Alternative Transients Program “ATPDraw v5.6”

To simulate Electromagnetic Transients on EAT Lines, the future integration in the national 500kV power grid will be taken in to account. Different evaluation methodologies will be proposed, the numbers of simulations as well as the producers to be taken to re-establish the system

Keywords: *Electromagnetic Transients, Phase to earth fault, Single Phase Re-close, Three Phase Re-close.*

1. Introducción

Un sistema eléctrico está constituido por centrales de generación de energía eléctrica, subestaciones, líneas de transmisión, líneas de distribución, una diversidad de cargas eléctricas y una gran variedad de equipos adicionales, con el objetivo de que el suministro de energía eléctrica se realice con una calidad de servicio óptima.

La demanda total de un sistema eléctrico, está formada por un gran número de cargas individuales de diferentes tipos (industrial, comercial, residencial); en general, una carga absorbe potencia activa y potencia reactiva, de modo que la potencia total suministrada

por el sistema en cada instante es igual a la potencia total absorbida por las cargas, más las pérdidas del sistema.

2. Transitorios Electromagnéticos en sistemas de potencia

Un proceso transitorio en un sistema eléctrico de potencia, se origina como consecuencia de un cambio en las condiciones normales de operación o en la configuración del sistema, causado por maniobras dentro del sistema eléctrico, por fallas o por descargas atmosféricas sobre un determinado elemento.

2.1 Principios durante los transitorios

Durante los transitorios se cumple que:

- La corriente de un inductor no puede cambiar bruscamente, en tiempo que tiende a cero.
- El voltaje en un capacitor no puede cambiar bruscamente, en tiempo que tiende a cero.
- La energía debe conservarse en el circuito.

La velocidad de suministro de energía es igual a la velocidad de almacenamiento de energía más la velocidad de consumo de energía.

$$E_{\text{suministrada}} = E_{\text{almacenada}} + E_{\text{consumida}} \quad (1)$$

2.2 Transitorios en circuitos eléctricos elementales

2.2.1 Circuito serie RC

Para tener claro el comportamiento transitorio, se mostrará el caso de un circuito serie RC, que es alimentado por una fuente de corriente continua V, se cierra el interruptor S, para cargar el capacitor C a través de una resistencia R. El circuito antes mencionado se presenta en la figura 1.

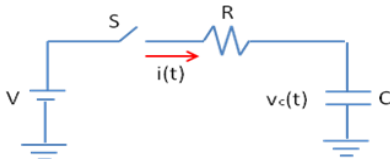


Figura 1. Circuito RC

La ecuación en función de la corriente es:

$$V = Ri(t) + \frac{1}{C} \int i(t) dt \quad (2)$$

La ecuación en función del voltaje en el capacitor es:

$$V = RC \frac{\partial v_c(t)}{\partial t} + v_c(t) \quad (3)$$

Separando las variables V_c y t :

$$\frac{\partial v_c}{V - v_c(t)} = \frac{\partial t}{RC} \quad (4)$$

$$v_c(t) = V - Ae^{-\frac{t}{RC}}$$

A = Constante a definir de la condición inicial

La solución analítica es:

$$v_c(t) = V - [V - v_c(0)]e^{-\frac{t}{RC}} \quad (5)$$

$v_c(0)$: Condición inicial del capacitor

En la figura 2 se presenta la forma del voltaje en el capacitor $v_c(t)$, como la respuesta del circuito RC.

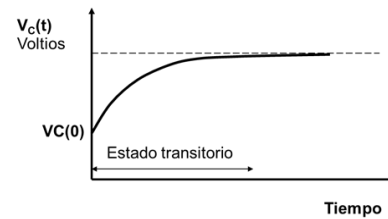


Figura 2. Solución gráfica del circuito RC

Las principales observaciones al resultado obtenido son:

- Se aprecia que la variación del voltaje del capacitor es suave, no instantáneo, no brusco.
- Se produce un transitorio de voltaje, entre los estados estables inicial y final.
- A cierto plazo, luego del transitorio, el voltaje del capacitor alcanza el voltaje estable de la fuente.
- El transitorio electromagnético tiene una forma característica. Esta es $e^{-\frac{t}{RC}}$.

2.2.2 Circuito serie RL

El circuito serie RL es alimentado por una fuente de corriente continua V, en el instante que se cierra el interruptor se alimenta el inductor L, a través de una resistencia R.

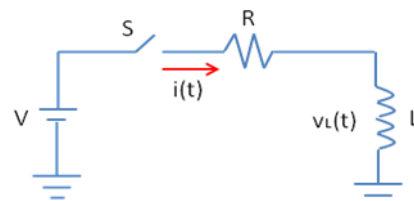


Figura 3. Circuito RL

La solución del circuito RL tiene características similares a las del circuito RC, las cuales difieren en la forma de sus constantes de tiempo. La siguiente ecuación, representa la solución del circuito de la figura 3 expresada en términos de la tensión.

$$i(t) = \frac{V}{R(1 - e^{-R/Lt})} \quad (6)$$

2.2.3 Circuito serie RLC

Un claro ejemplo del comportamiento transitorio en sistemas eléctricos, fácilmente podría ser representado por una fuente alterna y una línea de transmisión con cargas. La siguiente figura es una representación equivalente de lo expuesto.

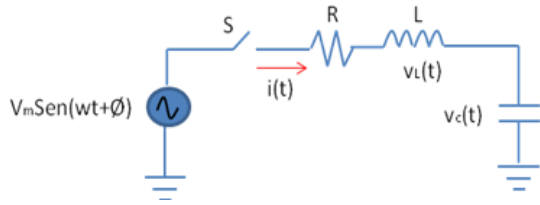


Figura 4. Circuito Serie RLC

Aplicando ley de Kirchoff se tiene que:

$$V_m \text{sen}(\omega t + \varphi) = Ri(t) + L \frac{\partial i(t)}{\partial t} + \frac{1}{C} \int i(t) \partial t \quad (7)$$

Para obtener la solución general del circuito en términos de la corriente, es necesario resolver una ecuación homogénea y una particular. De modo que:

$$i(t) = i_h(t) + i_p(t) \quad (8)$$

La solución de las corrientes transitorias homogénea y particular, vienen dadas por las siguientes expresiones:

$$i_h(t) = C_1 e^{\lambda_1 t} + C_2 e^{\lambda_2 t} \quad (9)$$

$$i_p(t) = \frac{V_{\max}}{|Z|} \text{sen}[\omega t + \varphi + \tan^{-1}(\theta)] \quad (10)$$

Donde:

$$|Z| = \sqrt{R^2 + \left(\frac{1}{\omega C} - \omega L\right)^2}$$

$$\theta = \left(\frac{\frac{1}{\omega C} - \omega L}{R}\right)$$

1. Si $\left(\frac{R}{2L}\right)^2 > \frac{1}{LC}$, la oscilación transitoria es sobre-amortiguada.

2. Si $\left(\frac{R}{2L}\right)^2 = \frac{1}{LC}$, las bases de la ecuación característica son iguales y reales entonces la oscilación transitoria es críticamente amortiguada.

3. Si $\left(\frac{R}{2L}\right)^2 < \frac{1}{LC}$, los valores λ_1 y λ_2 en la solución general son números complejos. La solución particular es una oscilación transitoria sub-amortiguada.

Para las diferentes soluciones de transitorios electromagnéticos antes expuestas, se puede observar que la solución particular es la misma pero la general es diferente.

La componente transitoria contiene funciones sinusoidales con frecuencia angular diferente y es la causa de la forma irregular de la corriente.

Solamente el 5% de la amplitud inicial, es tres veces mayor a la constante de amortiguamiento de la forma de onda transitoria que está presente en el circuito, y no necesariamente después de cada cambio de estado ocurrirán transitorios en la red, pues va a depender del instante de cierre del interruptor. Si $v(t)=0$ en el instante del cierre, el transitorio será casi cero; en cambio si se lo hace al máximo valor pico, el transitorio será tan grande que podría afectar al equipo involucrado. En la Figura 5 se presenta la corriente $i(t)$ para diferentes casos de amortiguamiento.

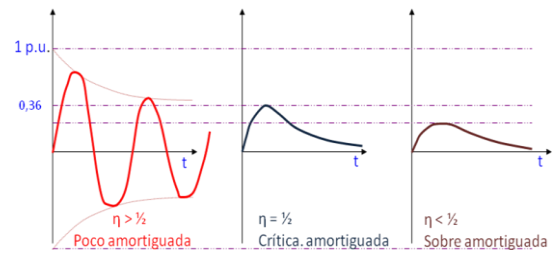


Figura 5. Gráfica $i(t)$ para diferentes casos de amortiguamiento

3. Estudio de fallas monofásicas en líneas de transmisión mediante el uso del ATPDRAW V5.6

La necesidad de implementar líneas de extra alto voltaje al sistema nacional, es con el propósito de transportar toda la energía eléctrica que proporcionarían las unidades de generación, que serán incorporadas al sistema nacional, para de esta manera suplir toda la demanda energética que el país requiera, bajo diferentes condiciones de carga.

La central de generación hidroeléctrica Coca Codo Sinclair, dispondrá de 8 unidades generadoras, cada una de ellas posee una potencia nominal de 187.5 MW. Con la operación de las 8 unidades, se tendrá una potencia disponible de 1500MW, esta potencia se mantendrá durante las horas de mayor demanda (4h al día), el resto de horas mantendrá una potencia base de

600 MW, la cual aumentará o disminuirá, dependiendo de la demanda energética que se tenga que satisfacer.

La línea de transmisión a ser estudiada posee las siguientes características:

Línea de Transmisión	No. Circuitos	Voltaje (kV)	Longitud (kM)	Conductor
Sinclair - El Inga C1	1	500	125	4x750ACAR
Sinclair - El Inga C2	1	500	125	4x750ACAR

Tabla 1: Características de la Línea de Transmisión Coca Codo Sinclair – El Inga a 500kV

La potencia reactiva de cada banco de reactores se muestra en la siguiente tabla:

Línea de Transmisión	MVAR en cada extremo de la línea	TOTAL MVAR
Coca Codo Sinclair - El Inga C1	28	56
Coca Codo Sinclair - El Inga C2	28	56

Tabla 2: Banco de reactores en la línea de transmisión de 500kV

3.1 Tipos de fallas que se analiza

Se efectuará el mismo análisis a diferentes niveles de generación. De todas las simulaciones realizadas, se analizarán las fallas que influyan de manera significativa en la operación del sistema, dichas simulaciones se analizarán bajo contingencia (operando con una sola línea de transmisión) y con diferentes resistencias de falla. A continuación se presentan los diferentes puntos de evaluación del sistema:

FALLA MONOFASICA (1 CIRCUITO)			
Ubicación de la falla	Nivel de Generación	Tipo de Re-cierre	RF (ohm)
10% de la S/E El Inga a 500kV	4	Tripolar	0; 20
		Monopolar	0; 20
	6	Tripolar	0; 20
		Monopolar	0; 20
	8	Tripolar	0; 20
		Monopolar	0; 20
10% de la S/E CCS a 500kV	4	Tripolar	0; 20
		Monopolar	0; 20
	6	Tripolar	0; 20
		Monopolar	0; 20
	8	Tripolar	0; 20
		Monopolar	0; 20
50% de la Línea de Transmisión CCS - El Inga a 500kV	4	Tripolar	0; 20
		Monopolar	0; 20
	6	Tripolar	0; 20
		Monopolar	0; 20
	8	Tripolar	0; 20
		Monopolar	0; 20

Tabla 3: Total de simulaciones monofásicas a diferentes niveles de generación y 1 circuitos en operación

FALLA MONOFASICA (2 CIRCUITO)			
Ubicación de la falla	Nivel de Generación	Tipo de Re-cierre	RF (ohm)
10% de la S/E El Inga a 500kV	4	Tripolar	0; 20
		Monopolar	0; 20
	6	Tripolar	0; 20
		Monopolar	0; 20
	8	Tripolar	0; 20
		Monopolar	0; 20
10% de la S/E CCS a 500kV	4	Tripolar	0; 20
		Monopolar	0; 20
	6	Tripolar	0; 20
		Monopolar	0; 20
	8	Tripolar	0; 20
		Monopolar	0; 20
50% de la Línea de Transmisión CCS - El Inga a 500kV	4	Tripolar	0; 20
		Monopolar	0; 20
	6	Tripolar	0; 20
		Monopolar	0; 20
	8	Tripolar	0; 20
		Monopolar	0; 20

Tabla 4: Total de simulaciones monofásicas a diferentes niveles de generación y 2 circuitos en operación

La tabla 5 muestra la cantidad de simulaciones que se realizarán, cuando se produce una falla monofásica en la línea de transmisión CCS – El Inga a 500 KV.

FALLA MONOFASICA		
TOTAL DE SIMULACIONES (CIRCUITO 1)	TOTAL DE SIMULACIONES (CIRCUITO 2)	TOTAL
36	36	72

Tabla 5: Total de simulaciones producidas por una falla de fase a tierra, en diferentes puntos de la línea de transmisión CCS – El Inga

3.2 Modelo a utilizar

Para analizar el comportamiento del nuevo sistema eléctrico que se implementará a 500kV y que trabajara en conjunto con el sistema actual, es necesario recurrir a un modelo matemático que se ajuste a los requerimientos que presente la línea a ser simulada. El software de simulación ATPDraw v5.6, permite estudiar la respuesta frecuencial de un determinado modelo de línea.

La línea de transmisión Coca Codo Sinclair – El Inga presenta las siguientes características:

- Posee una longitud de 125kM
- Operara con elementos saturables
- Línea transpuesta

La línea a ser simulada se encuentra ubicada dentro del rango de líneas medias, por ello no es factible utilizar el modelo pi (nominal y cascada), ya que este método tiene mayor precisión, cuando se lo aplica a líneas cortas con características lineales en sus componentes.

Las soluciones mejoran substancialmente cuando se emplea el método de Bergerón, pero su principal causa de error se produce al suponer constantes los parámetros con la frecuencia; un ejemplo claro de la no utilización de este método, es que generalmente, las líneas de transmisión presentan fenómenos como el efecto piel, y el efecto de retorno a tierra conforme incrementa la frecuencia, por lo tanto es necesario considerar la dependencia en frecuencia de los parámetros.

El modelo que se ajusta a los requerimientos de la línea a ser simulada, es el modelo de J Martí. Este método de evaluación, es una innovación del modelo de Bergerón y sus predecesores, ya que utiliza los mismos conceptos de ondas viajeras, pero lo útil, es que incluye a la frecuencia como un parámetro altamente dependiente; ya que transforma las ecuaciones del dominio del tiempo al dominio de la frecuencia, permitiendo resolver ecuaciones que presentaban un alto grado de dificultad. Otro punto importante, es que no presenta restricciones en cuanto a la longitud y características de la línea de transmisión (simétrica o asimétrica), por ello y lo antes mencionado se elegirá al modelo J Martí para realizar las respectivas simulaciones.

4. Parámetros de los elementos del sistema de potencia

Para tener ideas claras y reales sobre lo que se desea realizar, hemos recurrido a diferentes fuentes, entre ellas, las obras que se realizaran en la construcción del nuevo sistema de transmisión a 500kV, el programa que se utilizara para realizar las respectivas simulaciones y estudios previos a la ejecución del proyecto.

4.1 Parámetros utilizados en las unidades de generación Coca Codo – Sinclair

Los parámetros de las unidades de generación que serán empleados en la ejecución de las simulaciones prescritas, fueron proporcionados por CELEC EP TRANSELECTRIC, los cuales se detallan en la Tabla 6.

UNIDADES DE GENERACION		
Nº	Parámetros utilizados	CCS
1	Potencia aparente	230 MVA
2	Tension nominal	13.8 kV
3	Factor de potencia	0.9
4	Conexión	YN
5	Reactancia Xo	0.06894 pu
6	Resistencia Ro	0 pu
7	Reactancia X2	0.1723 pu
8	Resistencia R2	0 pu

Tabla 6: Parámetros utilizados en las unidades de generación de CCS

4.2 Parámetros utilizados en las unidades de transformación CCS y El Inga

Las características técnicas de las unidades de transformación de CCS, como de El Inga a nivel de 230kV y 500kV fueron proporcionadas por CELEC EP TRANSELECTRIC, dichos parámetros se muestran en la tabla 7.

Transformador de 500/34.5/230KV		
1	Potencia Nominal HV	450 MVA
2	Potencia Nominal MV	450 MVA
3	Frecuencia Nominal	60 Hz
4	Voltaje del lado de alta	500 kV
5	Voltaje del lado de media	230 kV
6	Voltaje del lado de baja	34.5 kV
7	Voltaje de cortocircuito	12.99%
8	Grupo vectorial HV	YN
9	Grupo vectorial MV	D
10	Grupo vectorial LV	YN
11	Tension de c.c secuencia positiva HV - MV	11.69%
12	Tension de c.c secuencia positiva MV - LV	9.01%
13	Tension de c.c secuencia positiva LV - HV	13.68%
14	Tension de c.c secuencia cero HV - MV	11.69%
15	Tension de c.c secuencia cero HV - LV	9.01%
16	Tension de c.c secuencia cero LV - HV	13.68%

Tabla 7: Parámetros utilizados en las unidades de transformación CCS y EL INGA

Es necesario recalcar que el sistema aun se encuentra bajo proceso de estudio y que determinados parámetros se desconocen o pueden ir variando con el refinamiento del mismo. El actual plan de expansión de generación no consta Termoriente para abastecer a la provincia de Sucumbíos, por tal motivo será necesario construir una línea de transmisión entre Quito (El Inga) y Nueva Loja a nivel de 230 kV, para luego tener una línea Coca Codo Sinclair – Nueva Loja.

En caso de que los cálculos requieran datos del sistema que aún no estén definidos por el área de planificación de CELEC EP TRANSELECTRIC, se asumirán valores típicos con criterio técnico, o valores de otros sistemas de características similares que se encuentren en funcionamiento. Para este caso se asumirán los parámetros de las unidades de transformación Pascuales 1, los cuales se especifican en la tabla 8 que se presenta a continuación:

Transformador de 13.8/138/230KV		
1	Potencia Nominal OA	225 MVA
2	Potencia Nominal FA	300 MVA
3	Potencia Nominal FOA	375 MVA
4	Frecuencia Nominal	60 Hz
5	Voltaje del lado de alta	230 kV
6	Voltaje del lado de media	138 kV
7	Voltaje del lado de baja	13.8 kV
8	Grupo vectorial HV	YN
9	Grupo vectorial MV	D
10	Grupo vectorial LV	YN
11	Tension de c.c secuencia positiva HV - MV	7.16%
12	Tension de c.c secuencia positiva MV - LV	8.92%
13	Tension de c.c secuencia positiva LV - HV	11.37%
14	Tension de c.c secuencia cero HV - MV	7.16%
15	Tension de c.c secuencia cero HV - MV	8.92%
16	Tension de c.c secuencia cero LV - HV	11.37%

Tabla 8: Parámetros utilizados en las unidades de transformación CCS

4.3 Parámetros utilizados en la línea de transmisión CCS – El Inga

La línea de transmisión a ser instalada utilizará como conductor principal el 750 ACAR. Los parámetros de la línea se presentan a continuación:

Secuencia	R(ohm/kM)	X(ohm/kM)
Positiva(+) y Negativa(-)	0.0223	0.3324
Cero(0)	0.1261	0.8135

Tabla 9: Parámetros de la Línea de Transmisión CCS – El Inga, obtenidos a través del ATP expresados en ohm/kM

Línea de Transmisión	Longitud (kM)	R(Ω)		X(Ω)	
		Secuencia		Secuencia	
		(+) y (-)	0	(+) y (-)	0
Coca Codo Sinclair - El	125	2.7878	15.759	41.546	101.69
Coca Codo Sinclair - El	125	2.7878	15.759	41.546	101.69

Tabla 10: Parámetros de secuencia (+), (-) y (0) de la Línea de Transmisión CCS – El Inga, obtenidos a través del ATP expresados en ohmios

4.3.1 Características de los conductores de fase

Las características de los conductores utilizados en la futura implementación de la línea de transmisión son del tipo, 750 kcmil ACAR, además cuenta con dos hilos de guarda, uno de acero galvanizado de 7 hilos y de 3/8" de diámetro global y otro de fibra óptica llamado OPGW, compuesto de hilos de fibra óptica en su interior y recubiertos por cable de acero galvanizado.

Tipo	Unidad	Valor
Calibre	KCM	750
Sección	mm ²	380
Numero de alambres	c/u	30/7
Diámetro Aluminio 1350 - H19	mm	3.617
Diámetro aleación de Aluminio 6201 -	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	ohm/kM	0.0777

Tabla 11: Característica del conductor ACAR 750 (500 kV)

Tipo	Unidad	Valor
Calibre	KCM	3/8"
Sección transversal	mm ²	51.14
Numero de alambres de acero	c/u	7
Diámetro nominal conductor	mm	9.52
a la rotura	kgf	4900
Resistencia eléctrica máxima	ohm/kM	0.05

Tabla 12: Característica del cable de guarda de acero galvanizado

Tipo	Unidad	Valor
Nº de fibras ópticas	c/u	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	ohm/kM	0.29
Atenuación Max. 1310 nm, 20°C	dB/kM	0.4
Atenuación Max. 1550 nm, 20°C	dB/kM	0.25

Tabla 13: Característica del cable de guarda tipo OPGW

4.3.2 Características de las torres

Existe un sinnúmero de torres empleadas en las líneas de transmisión de 500kV, pero una de ellas debe poseer las características apropiadas para ajustarse a la topología del terreno, las condiciones climáticas, el peso de los herrajes y demás consideraciones.

La Figura 6 muestra las características técnicas de la torre que se utilizara para evaluar al sistema bajo condiciones de falla.

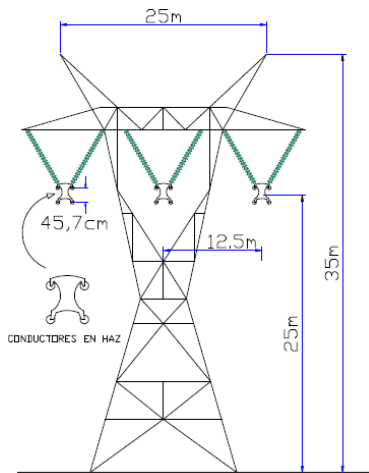


Figura 6. Modelo de Torre de líneas de transmisión a 500 kV

5. Simulación de fallas monofásicas utilizando el software ATPDRAW V5.6

La línea de transmisión Coca Codo Sinclair - El Inga es una de las líneas de transmisión más importantes que dispondrá el sistema nacional, debido a que será el medio por el cual se transportaran grandes cantidades de energía, por tal motivo, esta línea debe garantizar total confiabilidad y operar de la mejor manera ante cualquier tipo de disturbio.

Es necesario establecer que, en las simulaciones que se efectuaran a través del software, ATPDraw versión 5.6; no será posible observar los efectos ocasionados por la desionización del arco, que se manifiesta en la apertura del disyuntor, debido a que ningún interruptor del programa posee ese tipo de características. Las constantes actualizaciones del software, han permitido que el usuario con un conocimiento avanzado, sea capaz de programar y utilizar su propio elemento con propiedades reales.

El interruptor controlado por tiempo con opción de recierre, posee características que se acercan a lo requerido en este estudio; por tal motivo no se considerará el tiempo que le toma extinguirse al arco eléctrico, simplemente, abrirá el interruptor en un tiempo determinado por el usuario, operando según las características antes mencionadas.

Para realizar los respectivos análisis a la línea de transmisión Coca Codo Sinclair - El Inga, es necesario dar a conocer los tipos de disturbios a los que se someterá la línea en cuestión.

5.1 Proceso del disturbio

Inicialmente el sistema de transmisión trabajará bajo condiciones normales, sin olvidar lo mencionado en la

sección 3.1, en la cual se estableció el nivel de generación y ubicación de falla. Luego de un determinado tiempo la línea de transmisión sufrirá una anomalía en su comportamiento, originada por una falla monofásica; a continuación se tratará de despejar la falla realizando los respectivos re-cierres, con el objetivo de alcanzar estabilidad en el sistema. En cada etapa del proceso se darán a conocer los máximos picos de tensión y corriente, obtenidos en diferentes puntos de la línea.

Cada simulación a presentar, pasará por diferentes etapas de transición. Dichas etapas se detallan a continuación.

5.1.1 Falla

Las fallas son eventos “inesperados” que ocurren en los sistemas de potencia, este tipo de alteraciones, pueden llegar a ocasionar daños irreparables en los equipos del mismo. A medida que aumenta el nivel de tensión, el estudio de fallas, no tiene mayor repercusión, sin embargo las maniobras que se deben realizar para despejar la misma, influyen de gran manera, incluso son mucho más peligrosas que las que podrían ocasionar las descargas atmosféricas.

Las fallas monofásicas prevalecen en cuanto a probabilidad de ocurrencia, lo cual no significa que las demás tengan menos importancia. Las fallas de fase a tierra, ocasionan sobrevoltajes a frecuencia industrial, comúnmente conocidos como sobrevoltajes temporales, estos suelen ser de origen interno y de duración relativamente larga, que van desde los 20 milisegundos hasta varios segundos, pudiendo ser amortiguados o débilmente amortiguados, según el tipo de sistema sobre el cual actúe.

5.1.2 Recierre

Las fallas en un sistema eléctrico de potencia, siempre vendrán acompañadas de maniobras realizadas por el o los disyuntores, cuyo principal objetivo es aclarar la falla y normalizar el sistema lo más pronto posible. Para niveles de alta y extra alta tensión, como es el caso del estudio de fallas producidas a lo largo de la línea de transmisión Coca Codo Sinclair – El Inga, se debe poner mucha atención a los re-cierres, porque una mala operación del sistema de protección, provocaría una pérdida de sincronismo en el sistema de generación, ya que la mayoría de unidades generadoras se encuentra a este nivel.

El re-cierre de alta velocidad en los sistemas de extra alto voltaje, mejora significativamente la estabilidad del sistema en líneas de un solo circuito. Para líneas de doble circuito que están expuestas a fallas de un solo circuito, la continuidad de servicio a través del circuito sano, impide que los generadores se desfasen

con gran rapidez. Mientras más rápido se cierran los interruptores, mayor será la potencia que pueda transmitirse sin que los generadores se desfasen, siempre y cuando no se vuelva a formar el arco.

5.1.3 Estabilidad Transitoria

Efectuar los análisis de estabilidad transitoria es uno de los puntos que hay que considerar, debido a que es parte importante en el proceso transitorio que sufre la línea en estudio. En sistemas de potencia existen dos tipos de estabilidad, las cuales son por ángulo y por voltaje.

- **Estabilidad por ángulo**, consiste en mantener los ángulos de los generadores en fase, es decir que no existan diferencias angulares entre ellos, manteniendo el sincronismo del sistema.
- **Estabilidad de voltaje**, consiste en mantener la magnitud del voltaje dentro de los rangos permisibles de transferencia de potencia en las barras del sistema, es decir, no sobrepasar los límites para que el sistema no colapse.

5.2 Análisis transitorio originado por una talla temporal

Evaluar al sistema para cuando se produce una falla de una fase a tierra momentánea, cuyo restablecimiento operacional puede ser ejecutado mediante una re-conexión monopolar o tripolar, significa que la operación realizada por el o los disyuntores, ha sido exitosa. A continuación se presentan los casos de estudio.

5.2.1 Fallas monofásicas producidas al 10% de la subestación El Inga a 500kV

La posible representación esquemática del sistema nacional interconectado en el año 2020, se muestra en la tesina de graduación *“Simulación de Transitorios Electro-magnéticos en las Líneas de Transmisión de EAT”*, la cual simula una falla de una fase a tierra producida al 10% de la subestación el Inga a 500kV, la misma que será despejada utilizando re-cierres tripolares y monopolares respectivamente.

Debido a la cantidad de simulaciones por efectuar, solo se considerará un caso en particular, el cual es de 4 unidades de generación, empleando una resistencia de falla de 0 y 20 ohm respectivamente.

El sistema se encuentra operando a una potencia base, esta potencia se mantendrá la mayor parte del día, e

irá incrementando dependiendo de las horas de mayor demanda. A continuación se presentan los tiempos de operación de los diferentes interruptores (los tiempos de actuación para los interruptores 3 y 4 son iguales en ambos tipos de re-cierre) y los resultados más relevantes obtenidos a lo largo de la simulación.

RE-CIERRE TRIPOLAR			
	APERTURA	CIERRE	RE-CIERRE
	(S)	(S)	(S)
INT 1	0.12	-1.00	0.25
INT 2	0.10	-1.00	0.25
INT 3	1000.00	-1.00	XXXXX
INT 4	1000.00	-1.00	XXXXX
INT F	0.15	0.05	XXXXX

RE-CIERRE MONOPOLAR			
	APERTURA	CIERRE	RE-CIERRE
	(S)	(S)	(S)
INT 1A, 1B	1000.00	-1.00	XXXXX
INT 1C	0.12	-1.00	0.25
INT 2A, 2B	1000.00	-1.00	XXXXX
INT 2C	0.10	-1.00	0.25
INT F	0.15	0.05	XXXXX

Tabla 14: Tiempo de operación de los interruptores monopolares

RE-CIERRE TRIPOLAR						
RF=0	CCS 500KV (kV - PU)			EL INGA 500KV (kV - PU)		
	A	B	C	A	B	C
DURANTE LA FALLA	438.64	433.46	250.78	451.88	443.36	100.14
DURANTE EL DESPEJE	1.07	1.06	0.61	1.11	1.09	0.25
POSTERIOR AL RECIERRE	482.63	492.23	560.84	474.22	479.27	529.91
	1.18	1.21	1.37	1.16	1.17	1.30
	514.24	570.85	668.39	518.5	562.95	673.42
	1.26	1.40	1.64	1.27	1.38	1.65
RE-CIERRE MONOPOLAR						
DURANTE LA FALLA	438.64	433.46	250.78	451.81	442.96	100.14
DURANTE EL DESPEJE	1.07	1.06	0.61	1.11	1.09	0.25
POSTERIOR AL RECIERRE	509.75	508.74	586.19	496.4	505.44	553.98
	1.25	1.25	1.44	1.22	1.24	1.36
	497.4	537.49	608.69	490.78	531.8	577.18
	1.22	1.32	1.49	1.20	1.30	1.41

Tabla 15: Resultado de los máximos valores en kV y PU durante el proceso del disturbio operando con 4 unidades de generación (Falla al 10% de El Inga y RF=0)

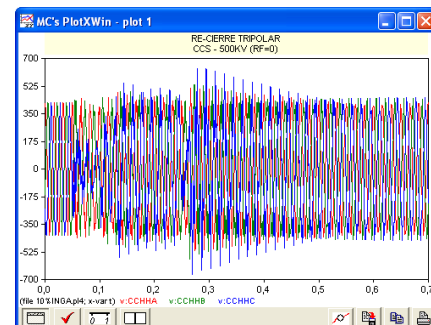


Figura 7. Respuesta de las ondas de voltaje, producidas por una falla monofásica al 10% de la subestación El Inga a 500kV (4 unidades de generación y RF=0)

RE-CIERRE TRIPOLAR						
RF=20	CCS 500KV (kV - PU)			EL INGA 500KV (kV - PU)		
	A	B	C	A	B	C
DURANTE LA FALLA	368.97	462.95	274.99	387.82	459.25	242.49
DURANTE EL DESPEJE	0.90	1.13	0.67	0.95	1.12	0.59
POSTERIOR AL RECERRE	433.28	473.07	527.01	435.91	471.17	507.79
	1.06	1.16	1.29	1.07	1.15	1.24
	443.07	472.59	479.57	436.52	469.25	480.44
	1.09	1.16	1.17	1.07	1.15	1.18
RE-CIERRE MONOPOLAR						
DURANTE LA FALLA	368.97	462.95	274.99	387.82	459.25	242.49
DURANTE EL DESPEJE	0.90	1.13	0.67	0.95	1.12	0.59
POSTERIOR AL RECERRE	438.61	434.15	491.7	438.61	452.36	457.06
	1.07	1.06	1.20	1.07	1.11	1.12
	446.18	489.33	522.56	436.72	484.28	506.6
	1.09	1.20	1.28	1.07	1.19	1.24

Tabla 16: Resultado de los máximos valores en kV y PU durante el proceso del disturbio operando con 4 unidades de generación (Falla al 10% de El Inga y RF=20)

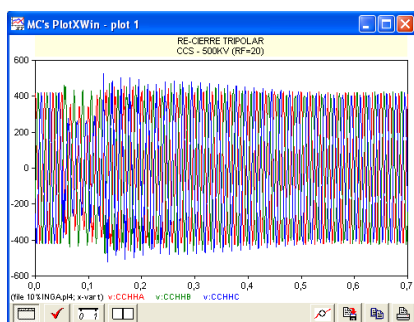


Figura 8. Respuesta de las ondas de voltaje, producidas por una falla monofásica al 10% de la subestación El Inga a 500kV (4 unidades de generación y RF=20)

Los resultados obtenidos muestran diferentes puntos, en los que el voltaje alcanza una determinada magnitud, dependiendo del tipo de re-cierre y resistencia de falla que se haya empleado. Se puede apreciar que durante el proceso de falla de una fase a tierra para un tipo de impedancia dada, no existe ningún cambio en el comportamiento transitorio, tanto en la barra de Coca Codo Sinclair como en la de El Inga, es decir mantienen su forma de onda.

Debido a que la falla se produce al 10% de la subestación El Inga, la fase fallada (fase C) presenta la menor sobretensión, la misma que va incrementando conforme lo hace la resistencia de falla. La mayor sobretensión que se produce en esta etapa, se percibe en la fase B de la barra CCS a 500kV, alcanzando un valor de 1.13 pu, empleando un RF=20 ohm.

Durante el despeje de la falla existen ciertas diferencias en los voltajes obtenidos, producto del tipo de operación que realiza el interruptor, en unos casos resulta más favorable una apertura en la que se involucre a las tres fases y en otras ocasiones es más conveniente una apertura monofásica.

Cuando se produce el re-cierre, tanto el interruptor 1 como el interruptor 2 cierran simultáneamente a $t=0.25$ segundos. La tensión más elevada, alcanza un

valor de 1.65 pu y se produce cuando se realiza un re-cierre tripolar con un RF=0 ohm, conforme aumenta la resistencia, se logra un mejor control de sobretensión.

Es importante acotar que en ambos casos de re-cierre se produce una sobretensión tolerable por el sistema, ya que se encuentran bajo un valor de 2 pu.

CONCLUSIONES

1. El software de simulación ATPDraw versión 5.6 es una potente herramienta de trabajo, que brinda al usuario un sinnúmero de opciones para realizar cualquier tipo de estudio, donde se involucre procesos transitorios.
2. De los resultados expuestos se puede concluir, que la operación ideal del interruptor con opción de re-cierre, no permite apreciar el fenómeno que se produce durante el proceso de apertura (arco eléctrico y medio de extinción), ya que su forma de operar, la realiza en un tiempo determinado por el usuario y siempre que la corriente pase por el cero natural, esta forma de operar da lugar a la producción de sobrevoltajes transitorios elevados en determinados puntos de la onda.
3. Los niveles de tensión transitoria producidos durante el proceso de falla, no tienen mayor relevancia si se los compara con los transitorios originados por la operación de los interruptores.
4. Debido a que el disturbio se origina en la fase C, los mayores niveles de tensión transitoria se producen en la fase B durante la falla, lo pre-establecido se consigue para todos los escenarios de evaluación en los que se emplee una resistencia de falla de 20 ohm. La sobretensión se encuentra en un rango de 1.09 – 1.18 pu, este último valor se obtiene en la barra de CCS con el mínimo número de unidades generadoras y la falla se produce al 10% de la subestación El Inga, operando bajo contingencia de una línea.
5. Dependiendo del tipo de operación que realice el interruptor para despejar la falla, el sistema alcanza un mayor o menor nivel de sobretensión y tiempo de estabilidad. Cuando se ejecuta una operación tripolar en la línea fallada, las tres fases sufren alteraciones transitorias que logran alcanzar la estabilidad en un tiempo relativamente largo, si se lo

compara con la operación monopolar de los interruptores.

6. De las graficas se puede concluir que, cuando se registra una falla de fase a tierra ubicada en la mitad de la línea en estudio, la estabilidad que alcanza el voltaje en las barras puestas bajo análisis, es relativamente más corta, si se compara con las fallas que se ubican al 10% de ambas barras.
7. Cuando el sistema opera bajo condiciones normales (2 circuitos) y sufre una alteración transitoria originada por una falla monofásica, los mayores sobrevoltajes transitorios se obtienen en la fase C empleando un $R_F=0$ ohm posterior al recierre de la línea fallada, independientemente del tipo de operación que ejecuten los interruptores. El mayor de ellos incrementa en un 78% y se produce en la barra de El Inga mediante una operación monopolar, sin embargo, se puede destacar que el sistema alcanza una estabilidad transitoria acelerada.
8. Con respecto al punto anterior, se puede decir que los niveles de tensión transitoria disminuyen considerablemente con el incremento de la resistencia de falla, para cuando la falla se produce al 10% de ambas barras, siendo el mayor de ellos 1.29 pu; pero cuando la falla ocurre al 50% de la Línea de Transmisión CCS – El Inga, la reducción que existe es mínima, ya que la fase C de la barra de El Inga incrementa en un 66%, coincidentemente el valor que se obtiene, aparece bajo las mismas circunstancias del punto anterior, con la diferencia de que para esta simulación se empleo un $R_F=20$ ohm.
9. Los niveles de tensión transitoria que tienen mayor afectación sobre los equipos, se producen cuando el sistema se encuentra operando con un solo circuito durante el despeje de la falla, indistintamente del tipo de apertura y resistencia de falla que se haya empleado; pero los que más se destacan se producen cuando se emplea un $R_F=0$ ohm durante una apertura tripolar, ya que más de una fase mantiene una oscilación constante y elevada durante este periodo. El valor que supera cualquier otra sobretensión obtenida durante todos los escenarios de evaluación, se produce en la fase C de la subestación El Inga cuando el sistema opera a máxima generación con una falla de fase a tierra muy próxima a la misma subestación, dicho valor es de 2.74 pu.

10. En general, una operación monopolar garantiza menores sobretensiones transitorias y la estabilidad del sistema mejora considerablemente, debido a que las fases sanas operan bajo condiciones normales, permitiendo de esta manera que los generadores no se desfasen con gran rapidez

RECOMENDACIONES

1. El ATPDraw v5.6 posee una amplia gama de elementos que cumplen una determinada función, por ello es necesario utilizar el elemento indicado para simular y analizar un determinado circuito; es decir, una incorrecta elección del elemento o conexión, podría ocasionar soluciones erróneas y en el peor de los casos no converger.
2. Se recomienda diseñar circuitos simples, que posean lo estrictamente necesario para realizar los análisis.
3. La constante evolución del software, ha permitido que el usuario con un conocimiento avanzado elabore sus propios elementos (transformadores, dispositivos de interrupción, etc.), en otras palabras, si el usuario desea tener un análisis más preciso y detallado, se recomienda elaborar elementos que posean características técnicas reales.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- CONELEC, “Plan Maestro de Electrificación 2009-2020” Ecuador, Agosto 2009
- CELEC EP TRANSELECTRIC, “Plan de Expansión de Transmisión 2010-2020” Ecuador, Octubre 2009
- TRANSELECTRIC S.A, “Sistema de Transmisión Red de 500kV” Ecuador, Octubre 2008
- CELEC EP TRANSELECTRIC, “Parámetros del Sistema Nacional Interconectado” Ecuador, 2008
- JOHN J. GRAINGER Y WILLIAM D. STEVENSON JR. “Análisis de Sistemas de Potencia”, Edit. McGraw-Hill, 2007
- ING. JOSE LAYANA CHANCAY, “Problemas de Disturbios en sistemas

Eléctricos de Potencia” Ecuador, Agosto 2007

- BENOIT DE METZ-NOBLAT, FREDERIC DUMES Y GEORGES THOMASSET, “Calculo de Corrientes de Cortocircuito” Cuaderno técnico N° 158. Original Francés: Noviembre 1999. Versión Española: Septiembre del 2000
- ALTERNATIVE TRANSIENTS PROGRAM, “ATPDraw versión 5.6 for Windows 9x/NT/XP/Vista users' Manual, Noviembre 2009
- SIMULACIÓN DE TRANSIENTES ELECTROMAGNÉTICOS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE EAT. Tesina de grado elaborada por Manuel John Cabrera Romero estudiante Politécnico; 2012
- ELECTROMAGNETIC TRANSIENTS PROGRAM (EMTP), “THEORY BOOK”, 1981
- J. A MARTINEZ VELASCO, “El Paquete de Simulación ATP. Nuevas Prestaciones” Revista Iberoamericana del ATP Vol. 2, N° 3, Septiembre del 2000
- GANDI VINICIO MIER MIER, “Determinación de Sobrevoltajes Temporales y en Maniobras en el Anillo de 230kV del SIN” Previo a la obtención del título de ingeniero.