

ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DE TIEMPOS DE RECIERRE PARA LÍNEAS DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN DEL ECUADOR EN 138 KV

Franklin Chimarro
TRANSELECTRIC S.A.

Víctor Hugo Hinojosa
Investigación y Desarrollo

RESUMEN

Hoy en día, la Empresa titular del transporte de energía eléctrica, TRANSELECTRIC S.A. debe afrontar las penalidades que surgen por indisponibilidad, parcial o total, del elemento afectado (líneas de transmisión). Estas penalidades dependen a su vez del tiempo transcurrido hasta la reposición del servicio, por este motivo es esencial proponer métodos que permitan preservar la calidad y continuidad del servicio eléctrico.

Considerando lo anterior y teniendo en cuenta que en la actualidad TRANSELECTRIC S.A., no cuenta con una base de datos adecuada sobre tiempos de recierres trifásicos en líneas de transmisión de 138 kV, en base a los cuales se pueda calibrar a los respectivos relés de protección, se realiza un estudio, con la ayuda del programa computacional DigSILENT Power Factory, de los tiempos óptimos de recierre para líneas de 138 kV del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), con el único fin de obtener datos sustentados en simulaciones dinámicas y condiciones reales de despacho, tanto de generación como de carga, considerando los escenarios hidrológicos seco y lluvioso para los tres tipos de demanda: pico (19:30), media (12:00) y valle (03:00), siendo estos tiempos, los representativos de cada tipo de demanda.

Cabe destacar que para la aplicación de dichos tiempos de recierre se deben mantener límites establecidos de voltaje, frecuencia y ángulo, así como también condiciones de estabilidad, basados en reglamentos y regulaciones existentes, emitidas por el CONELEC.

PALABRAS CLAVE: Estabilidad de Sistemas de Potencia, Tiempo de Despeje de Falla, Tiempo de Desionización del Arco Eléctrico, Tiempo Muerto.

1. INTRODUCCIÓN

Este trabajo desarrolla una metodología que permite “calcular” los tiempos óptimos de recierre en líneas de transmisión de 138 kV, considerando los tiempos de operación de los relés de protección, tiempos de operación de los diyuntores, tiempos de extinción del

arco secundario, así como también las características del sistema de transmisión que se está analizando.

En este sentido, el modelo utilizado, basa su estudio en la simulación digital del Sistema Nacional de Transmisión del Ecuador (SNT), considerando los escenarios hidrológicos seco y lluvioso para los tres tipos de demanda: pico (19:30), media (12:00) y valle (03:00). Para lo cual se empleó del programa computacional DigSILENT Power Factory que en la actualidad dispone de una base de datos que reúne las partes y características más importantes del sistema eléctrico ecuatoriano y colombiano.

Además, es conveniente mencionar que para determinar las líneas de transmisión de 138 kV que fueron analizadas, se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- No fueron analizadas la línea de interconexión con Colombia (Panamericana-Tulcán), debido a que la base de datos con la cual se están desarrollando las simulaciones, no tiene una completa modelación del Sistema Eléctrico Colombiano.
- No serán analizadas las líneas radiales de un solo circuito. Debido a que para dar la orden de recierre se debe primero desconectar la carga de la barra correspondiente, luego efectuar el cierre de la línea y por último conectar nuevamente la carga.

Tomando en cuenta lo anterior, se obtiene la lista de líneas de 138 kV del SNT en las cuales se implementó el estudio de recierres, esta lista se muestra en la Tabla 1.

TABLA 1: Líneas del SNT 138 kV a ser Analizadas

No.	LÍNEA	CIRCUITOS
1	Milagro-San Idelfonso	2
2	Santo Domingo-Esmeraldas	2
3	Daule Peripa-Portoviejo	2
4	Santa Rosa-Vicentina	1
5	Vicentina-Ibarra	2
6	Mulalo-Vicentina	1
7	Pucará-Mulaló	1
8	Pucará-Ambato	1
9	Totoras-Ambato	1
10	Daule Peripa-Quevedo	2
11	Machala-San Idelfonso	2
12	Molino-Cuenca	2

La aplicación de un esquema de autorecierre para re-energizar una línea de transmisión después de un disparo por motivo de una falla transitoria, permite la correcta re-energización de la línea de transmisión en cuestión, por tal motivo, es imprescindible la correcta determinación del tiempo muerto, tiempo que permanece desconectada la línea de transmisión después de despejada la falla ya que este tiempo es el que asegura la completa desenergización del arco eléctrico.

Un recierre cuando el arco eléctrico no ha sido extinguido por completo puede provocar la re-alimentación de la falla, lo que es conocido como un recierre en falla. Tales esquemas de recierre han sido la causa de un sustancial incremento en la continuidad del servicio. El principal beneficio, especialmente, en sistemas de alto voltaje, es mantener el sincronismo y la estabilidad del sistema.

La Figura 1 muestra un recierre exitoso para el caso de una falla transitoria.

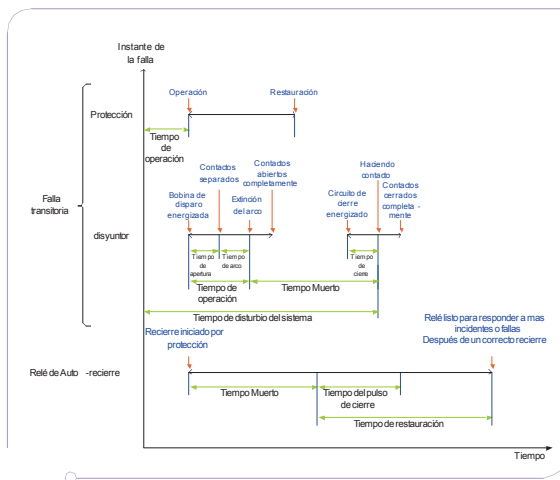


FIGURA 1: Esquema de Operación de un Autorecierre en Presencia de una Falla Transitoria

2. APLICACIÓN DE AUTORECIERRES

Los parámetros más importantes de un esquema de autorecierre son:

- La elección de un tiempo muerto.
- La elección de un tiempo de reposición.
- La elección de usar uno o múltiples intentos de recierre.

A la vez estos parámetros están influenciados por:

- El tipo de protección.
- El tipo de disyuntor.
- Posibles problemas de estabilidad.

3. ESQUEMAS DE AUTORECIERRE SOBRE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

La consideración más importante en la aplicación de autorecierres en líneas de transmisión de alto voltaje es mantener la estabilidad y sincronismo del sistema. Los problemas adicionales son dependientes de si el sistema de transmisión es débil o fuerte.

Con un sistema débil la pérdida de una línea de transmisión puede conducir rápidamente a un ángulo de fase excesivo a través del disyuntor usado para el recierre, provocando de esta forma un mal funcionamiento del esquema de recierre (no exitoso).

En un sistema relativamente fuerte, el rango de cambio del ángulo de fase será lento, de modo que un autorecierre con un cierto retardo de tiempo puede ser aplicado satisfactoriamente.

3.1. Estabilidad Transitoria [6]

Es la habilidad de un Sistema de Potencia para mantener el sincronismo cuando está sujeto a fallas transitorias graves. La respuesta del sistema involucra largos recorridos de los ángulos del rotor del generador y está influenciado por la no-linealidad de la relación Potencia-Ángulo. La estabilidad depende del estado de operación inicial del sistema y la gravedad de la falla.

La Figura 2 ilustra el comportamiento de una máquina sincrónica para una situación estable e inestable. Aquí se muestra las respuestas del ángulo del rotor para un caso estable y dos casos inestables.

En el caso estable (Caso 1), el ángulo del rotor incrementa hasta un valor máximo, luego decrece y oscila hasta alcanzar un estado estable.

En el Caso 2, el ángulo del rotor continúa incrementando regularmente hasta perder el sincronismo. Esta forma de inestabilidad se refiere a la inestabilidad de primera oscilación y es causada por un torque de sincronización insuficiente.

En el Caso 3, el sistema es estable hasta la primera oscilación y se hace inestable como resultado del crecimiento de las oscilaciones. Esta forma de inestabilidad, generalmente, ocurre cuando la condición de postfalla es inestable "análisis de pequeña señal", y no necesariamente como resultado de una perturbación transitoria.

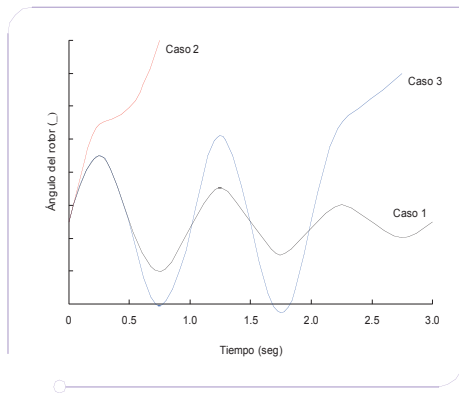


FIGURA 2: Respuesta del Ángulo del Rotor ante una Perturbación Transitoria

En estudios de estabilidad, el período de estudio está limitado, usualmente, a 3 o 5 segundos después de la falla, aunque dicho período suele extenderse a 10 segundos para sistemas muy largos con dominio de oscilaciones interárea.

La estabilidad transitoria del generador depende de lo siguiente:

- Cuan sobrecargado esta el generador.
- La operación del generador durante la falla. Esto depende del tipo y localización de la falla.
- El tiempo de despeje de la falla.
- La reactancia del sistema de transmisión postfalla.
- La reactancia del generador. Una reactancia baja incrementa la potencia máxima y reduce el ángulo inicial del rotor.
- La inercia del generador. La más alta inercia, el rango más bajo de cambio de ángulo. Esto reduce la energía cinética adquirida durante la falla.

3.2. Características de las Protecciones [4]

El empleo de equipos de protección de alta velocidad, como el de distancia o esquemas de protección unitarios, actúan en tiempos de operación menores a 50 ms. En acuerdo con la rápida operación de disyuntores, la protección de alta velocidad reduce la duración del arco de falla y así el tiempo total de perturbación del sistema. Es importante que los disyuntores en ambos finales de la línea fallada sean disparados tan rápidamente como sea posible.

3.3. Tiempo de Despeje de Falla [1] [4]

Los elementos de remoción de fallas requieren de un sistema de relés de protección para detectar que una falla ha ocurrido e iniciar la apertura de los disyuntores, con lo que se logra aislar el elemento

fallado del sistema. El tiempo total de despeje de falla es sin embargo el tiempo resultante del tiempo del relé y el tiempo del disyuntor.

En sistemas de transmisión el rango normal de tiempo de los relés va desde 15 a 30 ms (1 a 2 ciclos) y el rango del tiempo de operación de los disyuntores va desde 30 a 70 ms (2 a 4 ciclos). Un ejemplo de una falla despejada normalmente está dado en la Figura 3. La barra A tiene disyuntores de SF6 con un tiempo de operación de 2 ciclos y la barra B tiene disyuntores de aire comprimido con un tiempo de operación de 3 ciclos. La frecuencia nominal del sistema es de 60 Hz y el medio de comunicación es vía micro-onda o PLC.

3.4. Desionización del Arco Eléctrico [4] [6]

Es importante conocer el tiempo que se debe dar para la desionización completa del arco, para prevenir que el arco se avive cuando se aplique nuevamente voltaje. El tiempo de desionización de un arco eléctrico al aire libre depende de:

- Los voltajes del circuito.
- Espaciamiento del conductor.
- Corrientes de falla.
- Duración de la falla.
- Velocidad del viento.
- Acopladores capacitivos de los conductores adyacentes.

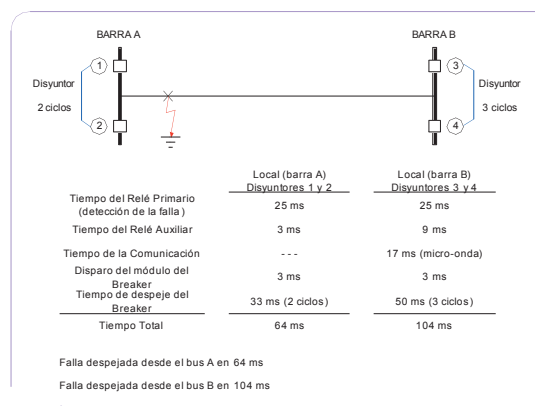


FIGURA 3: Tiempos Típicos de Despeje de Falla para una Situación Normal

De éstos, el voltaje del circuito es el más importante, y como regla general, mientras más alto es el voltaje del sistema, más largo será el tiempo requerido para la desionización del arco. El tiempo ligeramente aumentará con la presencia de lluvia. Del mismo modo, el tiempo disminuirá, en parte, con los aumentos de velocidad de viento.

De los resultados obtenidos en pruebas de laboratorio y experiencias de funcionamiento, los tiempos de desionización del arco, para diferentes niveles de voltaje se pueden resumir en la Tabla 2. Además, se puede utilizar como una estimación mínima del tiempo de desionización, una ecuación para el cálculo del tiempo mínimo, basada en el nivel de voltaje.

La fórmula que se propone para el cálculo de los tiempos de desionización se muestra en la ecuación (1):

$$t = 10,5 + \frac{kV}{34,5} \text{ ciclos} \quad (1)$$

Donde:

kV = Es el voltaje de la línea.

En la Tabla 2 se muestra una comparación de los tiempos de desionización.

TABLA 2: Comparación del Tiempo de Desionización del Arco Eléctrico

kV	TIEMPOS DE DESIONIZACIÓN DEL ARCO					
	MANUAL ALSTOM		ECUACIÓN 1		EXP. LAB.	
	CICLOS	ms	CICLOS	ms	CICLOS	ms
66	12,0	200	12,4	207	12,4	207
110	16,8	280	13,7	228	13,8	230
132	18,0	300	14,3	238	14,2	237
138	19,2	320	14,5	242	14,5	242
220	21,0	350	16,9	282	16,9	282
275	22,8	380	18,5	308	18,5	308
400	27,0	450	22,1	368	22,1	368
525	33,0	550	25,7	428	25,8	430

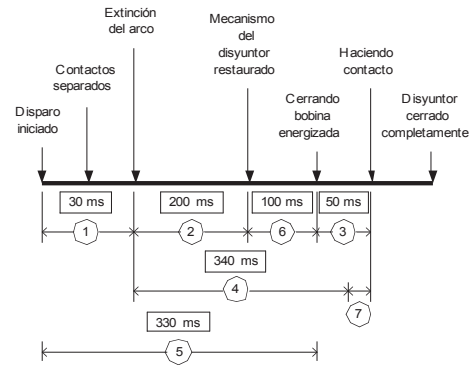
3.5. Características de los Disyuntores

En los disyuntores, después de haber sido disparados por los relés de protección y antes del cierre final se debe tener muy en cuenta la desionización del arco (despeje de la falla completo) y por último la señal del pistón o los contactos del disyuntor dan la señal de cerrado. Adicionalmente, el tiempo de apertura de los disyuntores se consideró de 1,5 ciclos. La justificación de este tiempo de apertura son de acuerdo a los del interruptor 52-032 ATT 138 kV de la Subestación Santa Rosa.

3.6. Determinación del Tiempo Muerto [1] [4]

El ajuste del tiempo muerto en un relé para el recierre automático usado en líneas de transmisión, debe ser lo suficientemente largo de manera que la desionización del arco se de por completo.

El tiempo muerto a ser considerado este trabajo será de 350 ms como lo explica la Figura 4.



- 1: Tiempo de Operación del Disyuntor.
- 2: Tiempo de Restauración del Mecanismo del Disyuntor.
- 3: Tiempo de Cierre del Disyuntor.
- 4: Tiempo de Des-ionización de arco eléctrico.
- 5: Tiempo Muerto del relé de recierre.
- 6: Tiempo Muerto adicional impuesto por el relé de recierre.
- 7: Margen de Seguridad.

FIGURA 4: Justificación del Tiempo Muerto de 350 ms

3.7. Determinación del Tiempo de Restauración [6]

El tiempo de reposición de un recierre automático en una línea de transmisión debe ser lo suficientemente largo de manera que no vuelva a ocurrir cualquier tipo de perturbaciones. Se puede ver en estudios de estabilidad que la reposición del sistema se da en un tiempo aproximado de 5 s, de manera que el sistema recupera la estabilidad. Este tiempo asegura que la falla ha sido eliminada por completo.

4. SIMULACIONES A CONSIDERAR

4.1. Análisis de Casos Críticos

Para la primera parte (análisis del caso crítico, con respecto a los valores de voltaje y frecuencia) se realiza la siguiente secuencia de eventos:

- Al tiempo $t = 1$ s, se da un evento de cortocircuito monofásico. La falla se realiza a este tiempo para visualizar las condiciones iniciales del sistema.
- Al tiempo $t = 1,110$ s, se despeja el cortocircuito y se abren los disyuntores, cuyo objetivo es aislar el elemento fallado.
- Además, se analizan las respuestas de voltaje y frecuencia para obtener el caso crítico.

Entonces, el análisis del caso crítico no es otra cosa que, analizar a todas las líneas de transmisión, para los escenarios seco y lluvioso, para los tres tipos de demanda, tanto para una falla al 65% como al 35% de la longitud de la línea. De esta manera se obtienen datos de frecuencia y voltaje, los cuales nos dirán en que caso se tiene el más crítico y en base al cual se realizará el estudio de los tiempos de recierre.

Luego de haber realizado las simulaciones para cada una de las líneas de transmisión y con los casos descritos anteriormente se obtienen gráficas que corresponden a las respuestas de frecuencia y voltaje correspondientes a las barras de la línea de transmisión fallada.

4.2 Análisis del Tiempo Muerto

De acuerdo a lo mostrado en la Tabla 2 se tiene una banda para dicho tiempo, por un lado está el límite inferior dado por el tiempo calculado con la ecuación 1 el cual es de 241,7 ms (≈ 250 ms), y por otro lado, está el límite superior tomado del manual da ALSTOM el cual es de 320 ms (≈ 350 ms).

Para determinar el tiempo muerto, se realizó un análisis de sensibilidad considerando valores de 150, 250, 350 y 400 ms con los que se trata de determinar el tiempo muerto para el cual existen menos oscilaciones en las respuestas de voltaje y frecuencia.

El tiempo de 150 ms se lo utiliza para chequear que cuando se toma valores inferiores al de 250 ms se presentan mayores oscilaciones en las respuestas de voltaje y frecuencia; y, el tiempo de 400 ms se lo utiliza en el caso de que los 350 ms no sean los necesarios requeridos para la extinción del arco eléctrico.

4.3. Análisis de un Evento Completo de Recierre y Tiempo de Estabilización

Previo a este análisis, primero tenemos que escoger a que lado de la línea se va a realizar el primer cierre. El criterio es simple y se escogerá a la barra con menor voltaje.

Al hablar de los valores de sincronización tanto de voltaje como de ángulo se conoce que el voltaje debe tener un rango de variación de $\pm 10\%$ (esto es 0,1 pu) y la variación de ángulo no debe ser mayor a 25° para de este modo poder sincronizar con éxito. Dichos valores son tomados debido a que en TRANSELECTRIC se maneja estos estándares para la calibración de los relés de protección. Adicionalmente, al tomar una diferencia angular $\leq 25^\circ$ antes de dar el segundo

cierre, se garantiza que la transferencia de potencia activa (P) no sea brusca, de modo que este es el máximo ángulo para cierre en condiciones normales. Entonces, el tiempo al cual se debe dar el segundo cierre únicamente depende del tiempo requerido para que los valores de voltaje y ángulo estén dentro de los límites antes mencionados. [2] [3]

Por último, después de haberse comprobado que el tiempo muerto escogido fue el correcto y que el tiempo en el cual debe darse el segundo cierre es el necesario para que tanto voltajes como ángulos estén dentro de los límites establecidos, se muestra en la Figura 5 la secuencia de eventos utilizada para obtener los tiempos de estabilización que, conjuntamente, con los tiempos antes calculados presentan de manera general la aplicación de un esquema de recierres sobre líneas de transmisión de 138 kV.

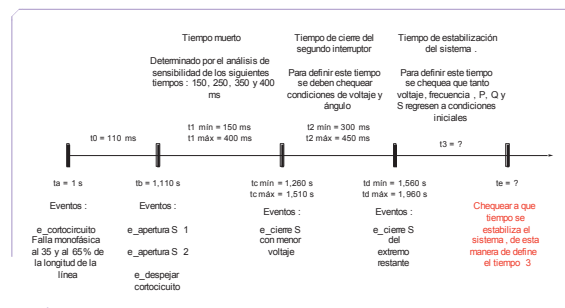


FIGURA 5: Secuencia de Realización de Eventos, Tiempo de Estabilización

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1. Caso de Estudio

Después de haber visto el procedimiento para realizar el análisis y obtención de resultados de una manera muy general, se presenta a continuación el estudio de un caso cuyo objetivo es dar una guía para el estudio de líneas de transmisión a 138 kV.

La línea de transmisión escogida para dicho estudio fue la línea Santa Rosa - Vicentina. Esta línea de transmisión es de un sólo circuito y está ubicada en la Zona Santa Rosa - Totoras del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

i) Estudio del Caso Crítico

Una vez calculados flujos de potencia y condiciones iniciales se procede con la simulación de los eventos descritos, anteriormente, para obtener las correspondientes gráficas de frecuencia en las barras Vicentina (ver Figura 6) y Santa Rosa (ver Figura 7) de la línea de transmisión Santa Rosa - Vicentina.

De esta manera se concluye que para la línea de transmisión Santa Rosa - Vicentina la condición crítica se tiene en:

- Escenario hidrológico: seco.
- Hora de demanda: alta (19:00).
- Localización de la falla: 65%.

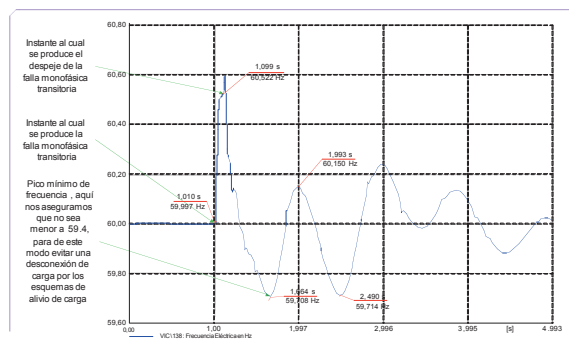


FIGURA 6: Análisis de Frecuencia en la Barra Vicentina Después del Despeje de una Falla

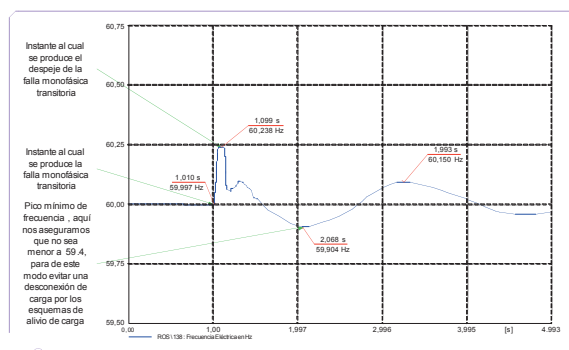


FIGURA 7: Análisis de Frecuencia en la Barra Santa Rosa Después del Despeje de una Falla

En base a este estudio se determinó cual de los tiempos antes mencionados presenta mejores condiciones de voltaje y frecuencia.

Tiempo Muerto de 150 ms

Inicialmente, la referencia de frecuencia tomada es de 59,706 Hz, este valor se tomó del pico mínimo de frecuencia mostrado en la Figura 6.

La Figura 8 muestra la respuesta de frecuencia para un cierre en el disyuntor de Vicentina de la línea de transmisión Santa Rosa - Vicentina en falla (falla permanente), con un tiempo de desionización de 150 ms; se observa que el pico mínimo de frecuencia es de 59,435 Hz, este valor es aceptable ya que los esquemas de alivio de carga por baja frecuencia no actúan puesto que deben ser menor a 59,4 Hz.

Sin embargo, no se puede escoger este valor de frecuencia porque es mucho menor que el valor de la frecuencia de referencia. Entonces para el caso de la línea de transmisión Santa Rosa - Vicentina el tiempo de 150 ms no es aceptable.

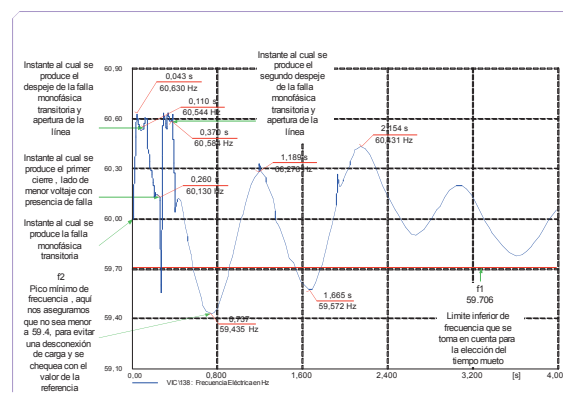


FIGURA 8: Análisis de Frecuencia en la Barra Vicentina para un Cierre en Falla con Tiempo de Desionización de 150 ms

ii) Estudio del Tiempo Muerto

Una vez determinado el caso crítico, se procede con el estudio del tiempo muerto. Para lo cual se debe saber en que barra se va a analizar la frecuencia. Para este caso de estudio, la barra donde existe una condición crítica por frecuencia es en la barra Vicentina y del mismo modo la barra con condición crítica por voltaje también es la barra Vicentina, por lo tanto el análisis se lo realizará en la barra Vicentina.

Para determinar el tiempo muerto, se dieron valores de 150, 250, 350 y 400 ms. A continuación se muestran las gráficas de frecuencia para los diferentes tiempos de desionización del arco acompañadas de su debida explicación.

Tiempo Muerto de 250 ms

La Figura 9 muestra la respuesta de frecuencia para un cierre en el disyuntor de Vicentina de la línea de transmisión Santa Rosa - Vicentina en falla (falla permanente), con un tiempo de desionización de 250 ms, se observa que el pico mínimo de frecuencia es 59,547 Hz.

Este valor de frecuencia sigue siendo menor al de la frecuencia de referencia, por lo tanto, para el caso de la línea de transmisión Santa Rosa - Vicentina el tiempo de 250 ms no es aceptable.



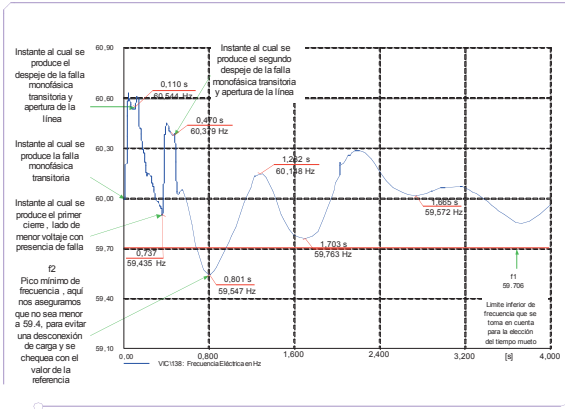


FIGURA 9: Análisis de Frecuencia en la Barra Vicentina para un Cierre en Falla con Tiempo de Desionización de 250 ms

Tiempo Muerto de 350 ms

La Figura 10 muestra la respuesta de frecuencia para un cierre en el disyuntor de Vicentina de la línea de transmisión Santa Rosa - Vicentina en falla (falla permanente), con un tiempo de desionización de 350 ms, se observa que el pico mínimo de frecuencia es 59,707 Hz. Este valor de frecuencia es mayor al de la frecuencia de referencia, por lo tanto para el caso de la línea de transmisión Santa Rosa - Vicentina el tiempo de desionización 350 ms es aceptable.

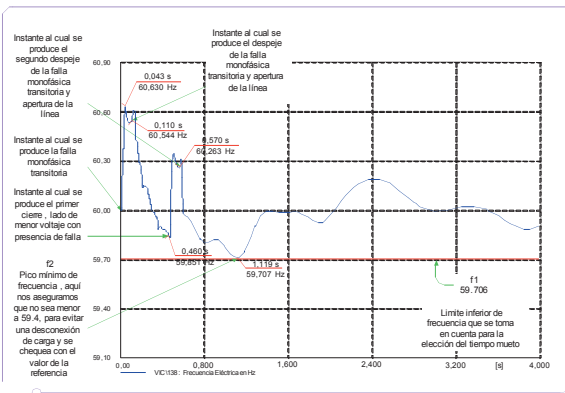


FIGURA 10: Análisis de Frecuencia en la Barra Vicentina para un Cierre en Falla con Tiempo de Desionización de 350 ms

Tiempo Muerto de 400 ms

La Figura 11 muestra la respuesta de frecuencia para un cierre en el disyuntor de Vicentina de la línea de transmisión Santa Rosa - Vicentina en falla (falla permanente), con un tiempo de desionización de 400 ms, se observa que el pico mínimo de frecuencia es 59,660 Hz. Este valor

de frecuencia es menor al de la frecuencia de referencia. Por lo tanto, para el caso de la línea de transmisión Santa Rosa - Vicentina el tiempo de 400 ms no es aceptable.

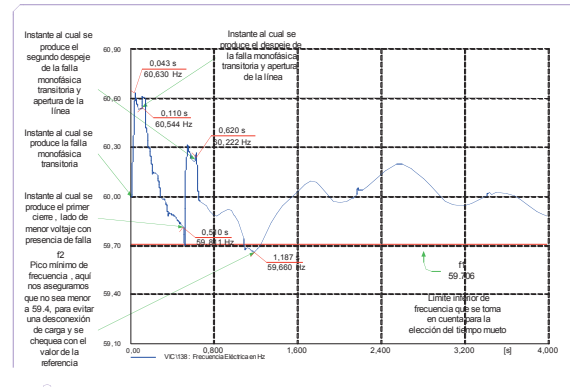


FIGURA 11: Análisis de Frecuencia en la Barra Vicentina para un Cierre en Falla con Tiempo de Desionización de 400 ms

De este modo se establece que:

- Barra en la que se da el primer cierre: Vicentina.
- Barra en la que se analiza la frecuencia: Vicentina.
- Tiempo de despeje de la falla: Para todas las líneas de transmisión es 110 ms.
- Tiempo del primer cierre: Para el análisis de la línea Santa Rosa - Vicentina, el tiempo muerto escogido es de 350 ms.

iii) Análisis de un Evento Completo de Recierre y Tiempo de Estabilización.

Sólo después de haber determinado la barra en la cual se debe dar el primer cierre, el tiempo en el que se realiza el primer cierre y la barra en la que se analiza las frecuencias eléctricas, se está en condiciones de calcular el tiempo de estabilización y el tiempo final sin descuidar la diferencia angular existente, entre el extremo de la línea y la barra, en el instante de dar el segundo cierre.

Análisis de Frecuencia

La Figura 12 corresponde al estudio de la respuesta de frecuencias en la barra Vicentina, en ésta se analizan los siguientes tiempos:

- Al 1 s se produce una falla monofásica en la línea estudiada. Además se puede ver que la frecuencia antes de la falla es de 60 Hz.
- Al 1,110 s se produce el despeje de la falla

con un valor de frecuencia, en ese instante, de 60,534 Hz.

- Al 1,460 s se da el cierre de la línea en el extremo de menor voltaje (barra Vicentina) con un valor de frecuencia, en ese instante, de 59,849 Hz.
- Al 1,653 s se chequea el valor del pico mínimo de frecuencia, después de haber cerrado exitosamente el un extremo de la línea de transmisión, con un valor de frecuencia, en ese instante, de 59,705 Hz.
- Al 1,910 s se cierra el extremo de la línea de transmisión restante con un valor de frecuencia, en ese instante, de 60,102 Hz.
- A los 5,320 s se empieza a recuperar las condiciones iniciales de frecuencia, es decir el sistema se vuelve estable.
- A los 8,874 s se tiene una frecuencia de 60,014 Hz y a los 10,317 s se tiene una frecuencia de 59,990 Hz, estos datos nos sirven para calcular el rango de variación existente entre el pico superior y el pico inferior de la respuesta de frecuencia, los cuales nos dan una variación de 0,024 Hz, este dato nos lleva a concluir que la frecuencia está dentro de los límites establecidos en las normas ($\pm 0,2$ Hz) y el sistema vuelve a las condiciones iniciales.

de voltaje ($V = 0,853$ pu), después de haber cerrado exitosamente el un extremo de la línea de transmisión.

- Al 1,910 s se cierra el extremo de la línea de transmisión restante, con voltajes en la barra Santa Rosa de 1,008 pu y un voltaje en la barra Vicentina de 0,909 pu, entonces se calcula la diferencia de voltajes para ver si el valor está dentro del rango establecido. La diferencia de voltajes en este punto es de 0,099 pu.
- A los 5,270 s se recupera las condiciones iniciales de voltaje.
- A los 9,164 s se calcula la diferencia de voltaje, la cual nos da una diferencia de 0,017 pu que en este caso es similar a la diferencia de voltaje prefalla.

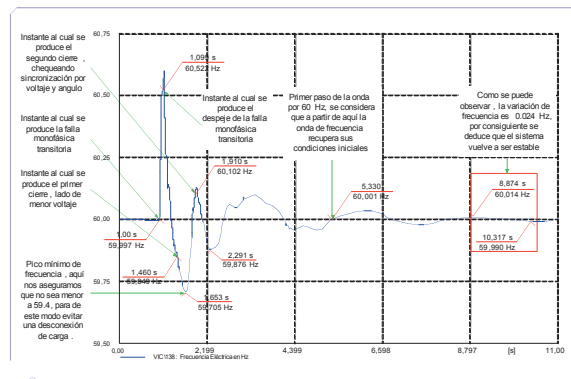


FIGURA 12: Análisis de la Respuesta de Frecuencia en la Barra Vicentina

Análisis de Voltaje

La Figura 13 corresponde al estudio de la respuesta de voltaje en la línea Santa Rosa - Vicentina terminal i y en las barras Vicentina y Santa Rosa. En este gráfico se analizan los siguientes tiempos:

- A los 0,05 s se calcula la diferencia de voltajes entre las dos barras de la línea en estudio antes de la falla, dando como resultado una diferencia de 0,016 pu.
- Al 1 s se produce una falla monofásica en la línea estudiada.
- Al 1,110 s se produce el despeje de la falla.
- Al 1,460 s se da el cierre de la línea en el extremo de menor voltaje (barra Vicentina $V = 0,955$ pu), por efecto capacitivo este voltaje tenderá a subir.
- Al 1,803 s se chequea el valor del pico mínimo

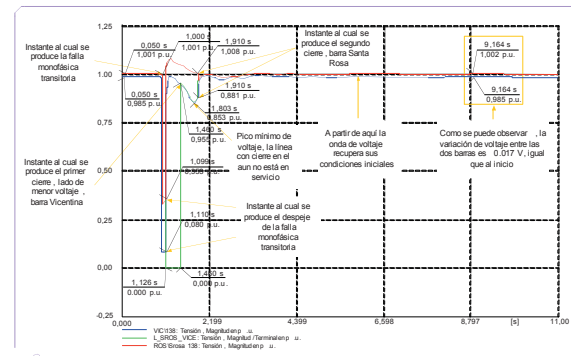


FIGURA 13: Análisis de la Respuesta de Voltaje en la Línea de Transmisión Santa Rosa - Vicentina y en las Barras Santa Rosa, Vicentina

Análisis de Ángulo

La Figura 14 corresponde al estudio de la respuesta de ángulo la línea de transmisión Santa Rosa - Vicentina terminal i y en las barras Vicentina y Santa Rosa. En este gráfico se analizan los siguientes tiempos:

- A los 0,120 s se calcula la diferencia angular entre las barras de la línea de transmisión en estudio, dando como resultado una diferencia de 1,219° prefalla.
- Al 1 s se produce una falla monofásica en la línea estudiada.
- Al 1,110 s se produce el despeje de la falla.
- Al 1,460 s se da el cierre de la línea en el extremo de menor voltaje, barra Vicentina.
- Al 1,910 s se cierra el extremo restante de la línea de transmisión con un ángulo en la barra Santa Rosa de -46,864° y un ángulo en la barra Vicentina de -69,203°, entonces se calcula la diferencia angular para ver si el valor está dentro del rango establecido (25°). La diferencia angular es de 22,339°, lo que se considera normal por estar bajo el límite establecido.
- A partir de los 6,329 s la respuesta de ángulo comienza a recuperar sus condiciones iniciales.
- A los 9,647 s se calcula la diferencia angular, la cual nos da una diferencia de 1,219° que en este caso es igual a la diferencia de ángulo prefalla.

- Diferencia de voltaje en el segundo cierre: 0,099 pu.
- Tiempo de estabilización: 4,460 s.
- Tiempo final: 5,320 s.

5.2. Resultados de las Líneas de Transmisión 138 kV

i) Resultados de Casos Críticos

En la Tabla 3 se muestra el nombre de los terminales (i ó j) y los datos correspondientes a las condiciones prefalla (voltaje, ángulo, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, cargabilidad de la línea de transmisión y dirección del flujo de potencia activa).

En la Tabla 4 se muestra los datos de voltaje y frecuencia después de haber despejado la falla.

ii) Resultados del Tiempo Muerto

En la Tabla 5 se muestra las barras donde se ejecuta el primer cierre y las barras donde se analizan las frecuencias. Del mismo modo se muestra el tiempo al cual se despeja la falla y el tiempo en el cual se da el primer cierre (tiempo muerto).

Cabe mencionar que en la línea de transmisión Daule Peripa - Portoviejo y en la línea de transmisión Machala - San Idelfonso el tiempo muerto utilizado fue de 400 ms y en el resto de líneas de transmisión es de 350 ms. Con la utilización de dichos tiempos se obtienen resultados mejores con respecto a las respuestas de frecuencia, voltaje, ángulo de fase y potencias, es decir su rango de oscilación es menor.

iii) Resultados del Tiempo de Estabilización

En la Tabla 6 se muestra el tiempo al cual se debe dar el segundo cierre, diferencia angular en el segundo cierre, diferencia de voltaje en el segundo cierre, tiempo de estabilización y tiempo final.

Cabe recalcar que el tiempo para dar el segundo cierre es el resultado del análisis de los valores de voltaje y ángulo, considerando que éstos deben estar dentro de los valores establecidos (voltaje $\leq 0,1$ pu y ángulo $\leq 25^\circ$).

Los valores correspondiente al tiempo del segundo cierre se encuentran entre 300 ms (en la línea de transmisión Milagro - San Idelfonso) y 450 ms (en la línea de transmisión Santa Rosa - Vicentina), con lo que se garantiza la atenuación de las oscilaciones en las respuestas de voltaje, ángulo de fase, frecuencia y potencias, luego de realizado el segundo cierre.

Adicionalmente, lo que se puede notar en las gráficas de voltaje y frecuencia es que la elección del tiempo muerto o tiempo de desionización fue el ideal ya que la estabilidad tanto de voltaje, como de frecuencia se logró sin mayores problemas.

De este modo se establece que:

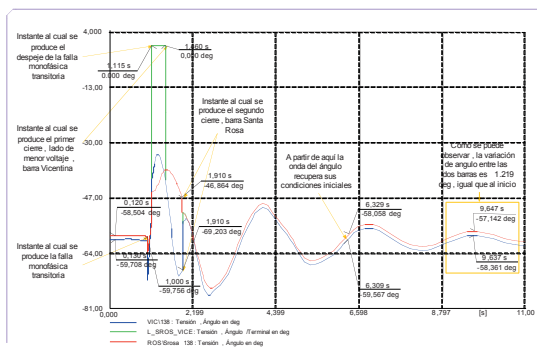


FIGURA 14: Análisis de la Respuesta de Ángulo en la Línea de Transmisión Santa Rosa-Vicentina y en las Barras Santa Rosa y Vicentina

- Tiempo del segundo cierre: 450 ms, presenta menores oscilaciones.
- Diferencia angular en el segundo cierre: 22,339°.

Los valores correspondientes al tiempo de estabilización fueron calculados de acuerdo al instante en el cual las respuestas de voltaje, ángulo de fase, frecuencia y potencias regresan a los valores de condiciones iniciales. La línea de transmisión que requiere más tiempo para recobrar sus condiciones iniciales es Santo Domingo - Esmeraldas, con un tiempo de estabilización de 4,841 s.

Por lo tanto, el tiempo de estabilización para líneas de transmisión de un sólo circuito osciló entre 4,148 s y 4,460 s, en cambio para las líneas de transmisión de doble circuito osciló entre 2,651 s y 4,824 s. El tiempo de duración total de un recierre trifásico en líneas de 138 kV desde que se inicia un cortocircuito monofásico hasta que logra recuperar condiciones iniciales oscila entre 3,411 s hasta 5,601 s.

TABLA 3: Datos de Prefalla para las Líneas de Transmisión Analizadas

línea	nomenclatura de la barra	terminal	PARÁMETROS PREFALLA					Cargabilidad por circuito [%]	flujo inicial
			U [pu]	α [°]	P [MW]	Q [MVA]	S [MVA]		
Milagro - San Idelfonso	mil	i	1,01	-34,18	-19,98	-1,39	20,03	17,98	↑
	sid	j	1,03	-30,83	20,36	-4,97	20,96		
Santo Domingo - Esmeraldas	dom	j	1,01	-54,22	-34,89	-0,57	34,90	30,98	↑
	esm	i	1,05	-46,30	36,48	-5,08	36,83		
Daule Peripa - Portoviejo	dpr	i	1,01	-42,69	55,60	16,22	57,91	51,67	↓
	por	j	0,93	-49,79	-52,99	-13,79	54,76		
Santa Rosa - Vicentina	ros	i	1,00	-58,52	48,96	21,17	53,34	47,98	↓
	vic	j	0,98	-59,72	-48,59	-20,94	52,91		
Vicentina - Ibarra	vic	i	1,00	-59,48	10,96	-3,37	11,47	10,26	↓
	iba	j	0,99	-60,82	-10,89	-1,45	10,98		
Mulaló - Vicentina	mul	i	0,97	-53,56	48,56	-19,31	52,25	48,05	↓
	vic	j	0,98	-59,72	-47,09	20,26	51,26		
Pucará - Mulaló	puc	i	0,98	-49,11	79,00	-7,71	79,37	72,18	↓
	mul	j	0,97	-53,55	-77,38	11,56	78,24		
Pucará - Ambato	puc	j	0,98	-49,11	-6,27	13,28	14,68	14,75	↑
	amb	i	0,97	-48,67	6,32	-14,77	16,07		
Totoras - Ambato	tot	j	0,97	-48,25	37,59	-6,11	38,08	39,30	↑
	amb	i	0,97	-48,67	-37,50	5,95	37,97		
Daule Peripa - Quevedo	dpr	i	1,01	-55,86	-8,33	-8,00	11,55	10,04	↑
	qvd	j	1,02	-55,47	8,37	5,26	9,88		
Machala - San Idelfonso	mac	i	1,03	-56,03	-25,78	-3,52	26,02	22,29	↑
	sid	i	1,03	-53,30	25,89	2,44	26,00		
Molino - Cuenca	mol	i	1,05	-42,65	54,31	9,78	55,18	53,67	↓
	cue	j	1,00	-47,53	-52,67	9,23	53,51		

TABLA 4: Voltajes y Frecuencias en las Líneas de Transmisión Analizadas después de Despejar la Falla

línea	nomenclatura de la barra	primer cierre	análisis de frecuencia	tiempo de despeje de falla [s]	tiempo del primer cierre [s]
Milagro - San Idelfonso	mil	mil	sid	0,110	0,350
	sid				
Santo Domingo - Esmeraldas	dom	dom	esm	0,110	0,350
	esm				
Daule Peripa - Portoviejo	dpr	por	por	0,110	0,400
	por				
Santa Rosa - Vicentina	ros	vic	vic	0,110	0,350
	vic				
Vicentina - Ibarra	vic	iba	iba	0,110	0,350
	iba				
Mulaló - Vicentina	mul	mul	mul	0,110	0,350
	vic				
Pucará - Mulaló	puc	mul	puc	0,110	0,350
	mul				
Pucará - Ambato	puc	amb	puc	0,110	0,350
	amb				
Totoras - Ambato	tot	tot	amb	0,110	0,350
	amb				
Daule Peripa - Quevedo	dpr	dpr	dpr	0,110	0,350
	qvd				
Machala - San Idelfonso	mac	mac	mac	0,110	0,400
	sid				
Molino - Cuenca	mol	cue	cue	0,110	0,350
	cue				

TABLA 5: Tiempos Muertos para las Líneas de Transmisión Analizadas

línea	nomenclatura de la barra	voltaje con línea abierta después de la falla		frecuencia con línea abierta después de la falla
		[kV]	[pu]	
Milagro - San Idelfonso	mil	139,43	1,01	59,873
	sid	145,39	1,05	59,432
Santo Domingo - Esmeraldas	dom	137,73	1,00	59,947
	esm	144,23	1,05	59,614
Daule Peripa - Portoviejo	dpr	139,02	1,01	59,949
	por	116,55	0,84	59,735
Santa Rosa - Vicentina	ros	139,82	1,01	59,900
	vic	130,93	0,95	59,706
Vicentina - Ibarra	vic	136,75	0,99	59,945
	iba	134,86	0,98	59,944
Mulaló - Vicentina	mul	132,98	0,96	59,914
	vic	136,86	0,99	59,949
Pucará - Mulaló	puc	135,60	0,98	59,855
	mul	131,92	0,96	59,935
Pucará - Ambato	puc	137,77	1,00	59,717
	amb	132,38	0,96	59,899
Totoras - Ambato	tot	133,04	0,96	59,836
	amb	134,32	0,97	59,815
Daule Peripa - Quevedo	dpr	140,12	1,02	59,796
	qvd	142,24	1,03	59,864
Machala - San Idelfonso	mac	141,88	1,03	59,450
	sid	143,69	1,04	59,459
Molino - Cuenca	mol	142,63	1,03	59,576
	cue	131,07	0,95	59,751

TABLA 6: Tiempos del Segundo Cierre, Estabilización y Final para las Líneas de Transmisión Analizadas

línea	nomenclatura de la barra	tiempo del segundo cierre [s]	diferencia angular en el segundo cierre [°]	diferencia de voltaje en el segundo cierre [pu]	tiempo de estabilización [s]	tiempo final [s]
Milagro - San Idelfonso	mil	0,300	15,428	0,029	4,824	5,584
	sid					
Santo Domingo - Esmeraldas	dom	0,300	9,011	0,002	4,841	5,601
	esm					
Daule Peripa - Portoviejo	dpr	0,400	13,750	0,149	3,908	4,818
	por					
Santa Rosa - Vicentina	ros	0,450	22,339	0,099	4,410	5,320
	vic					
Vicentina - Ibarra	vic	0,300	2,711	0,001	2,651	3,411
	iba					
Mulaló - Vicentina	mul	0,300	15,886	0,004	4,351	5,111
	vic					
Pucará - Mulaló	puc	0,300	24,331	0,057	4,352	5,112
	mul					
Pucará - Ambato	puc	0,400	1,125	0,049	4,194	5,054
	amb					
Totoras - Ambato	tot	0,400	11,793	0,011	4,148	5,008
	amb					
Daule Peripa - Quevedo	dpr	0,400	0,430	0,002	3,536	4,396
	qvd					
Machala - San Idelfonso	mac	0,300	1,478	0,011	3,429	4,239
	sid					
Molino - Cuenca	mol	0,300	10,152	0,064	4,502	5,262
	cue					

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En las simulaciones de las líneas de transmisión escogidas, se concluye que ninguna está por debajo del límite para el arranque de los Esquemas de Alivio de Carga por Baja Frecuencia (59,4 Hz).

Del análisis de sensibilidad de los tiempos muertos se concluye que el tiempo muerto ideal para recierres trifásicos está entre 350 y 400 ms. Estos tiempos calculados están acorde a la bibliografía utilizada, los cuales establecen que para recierres tripolares se utilicen tiempos muertos de 300 a 400 ms [1].

El tiempo requerido para cerrar el extremo restante de las líneas de transmisión analizadas oscila entre valores de 300 a 450 ms tiempo en el cual se garantiza el cumplimiento de los parámetros de sincronización (voltaje y ángulo de fase) y la presencia de menores oscilaciones en las respuestas de voltaje, frecuencia, ángulo de fase y potencias, después de realizado el segundo cierre.

Después de realizado el estudio se concluye que los tiempos de recierre utilizados mantienen los límites establecidos de voltaje, frecuencia y ángulo, así como también, condiciones de estabilidad establecidos en los reglamentos y regulaciones emitidas por el CONELEC.

Existen varios criterios acerca de la elección de los tiempos de desionización del arco eléctrico y el tiempo de máximo recierre, mientras más rápido sea la aplicación de un recierre, mayor potencia puede ser transmitida sin pérdidas de sincronismo del sistema, pero la probabilidad de un reencendido del arco eléctrico es mayor. Esto se aprecia en las simulaciones, cuando se produce un recierre no exitoso en este caso es perjudicial para la estabilidad y para la respuesta de frecuencia, entonces se recomienda no realizar el recierre, por esta razón es prudente mantener la línea desenergizada por un tiempo no menor al necesario para asegurar que la posibilidad de reencendido del arco no se produzca.

Se recomienda que al momento de escoger el disyuntor donde se debe ejecutar el primer cierre, se escoja el perteneciente a la barra con menor voltaje debido a los beneficios que presta el efecto capacitivo, al momento de chequear condiciones de voltaje en el instante de ejecutar el cierre del extremo restante.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] ABB Switchgear; Protection Application Handbook, Edición 1, Vasteras Suecia, Marzo 1999.
- [2] REGULACIÓN No. CONELEC – 002/06: Calidad del Transporte de Potencia y del Servicio de

Conexión en el SNI, Quito Ecuador, 30 de enero del 2006.

- [3] REGULACIÓN No. CONELEC – 006/00; Procedimientos de Despacho y Operación, Quito Ecuador, 09 de agosto del 2000.
- [4] ALSTOM MEASUREMENTS; Network Protection and Automatic Guide, Francia 2002.
- [5] RUSTEBAKKE H. M.; Electric Utility Systems and Practices, John Wiley & Sons, 1983.
- [6] KUNDUR Prabha; Power System Stability and Control, McGraw–Hill, Palo Alto, California 2001.
- [7] KIMBARK Edward Wilson; Power System Stability, Power Circuit Breakers and Protective Relays, John Wiley & Sons, NY- London, Sydney, Abril 1967.
- [8] ANDERSON and FOUAD; Power System Control and Stability, First Edition, Iowa State the University Press, USA 1977.
- [9] STEVENSON William, GRAINGER John; Análisis de Sistemas de Potencia, Primera Edición, McGRAW-HILL, México 1996.



Franklin Chimarro Alomoto.-

Nació en Quito, Ecuador en 1982. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en Abril de 2007.

Se desempeñó como Asistente de Cátedra en la Escuela Politécnica Nacional en el período académico Marzo – Agosto 2007. Actualmente colabora como operador del Centro de Operación de Transmisión (COT) en TRANSELECTRIC S.A.



Víctor Hinojosa Mateus.-

Nació en Quito, Ecuador en 1975. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en el 2000. Desde enero del 2000 hasta julio del 2001 se desempeñó como Ingeniero de Operación y Transmisión en el CENACE.

En el período agosto 2001 a julio 2005 realizó estudios de doctorado en el Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan en la República Argentina, a través de una beca otorgada por el Servicio Alemán de Intercambio Académico (DAAD). Actualmente, se desempeña como Investigador en el Área de Investigación y Desarrollo del CENACE y es profesor en la EPN. Sus principales áreas de interés están enmarcadas en la Operación y Planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia utilizando Técnicas de Inteligencia Artificial.