

Conceptual Considerations about Transient Stability Assessment for the Adjustment of the Single-Phase Reclosing Time at San Rafael - El Inga 500 kV Transmission Line

Consideraciones Conceptuales sobre Análisis de Estabilidad Transitoria en el Ajuste del Tiempo de Recierre Monofásico de la Línea de Transmisión San Rafael - El Inga de 500 kV

L.M. Dután¹

J.C. Cepeda²

¹*CELEC EP Transelectric, Quito, Ecuador*
E-mail: luis.dutan@celec.gob.ec

²*Operador Nacional de Electricidad CENACE, Quito, Ecuador*
E-mail: jcepeda@cenace.org.ec

Abstract

This work analyzes the implications of several conceptual considerations, such as modeling and integration characteristics, synchronous machine modeling and saturation modeling, in the results of the transient stability analysis facing the occurrence of single-phase faults followed by opening and reclosing at San Rafael–El Inga 500 kV transmission line. For this, the software DIGSILENT PowerFactory, ATP and EMTP-RV are used to model and to simulate the dynamic behavior of the system under different considerations. The results show that the models of synchronous machines based on Park transform present greater problems of stability under unbalanced perturbations or asymmetric conditions. Likewise, it has been also demonstrated how differences of modeling and integration algorithms can lead to different dynamic behaviors in the system, which should be adequately taken into account in the studies.

Index terms– ATP, EMTP-RV, PowerFactory, Park transform, phase domain, saturation, single-phase reclosing.

Resumen

Este trabajo analiza las implicaciones de varias consideraciones conceptuales, tales como características de modelación e integración, tipo de modelación de la máquina sincrónica y efecto de la modelación de la saturación, en los resultados del análisis de estabilidad transitoria ante la ocurrencia de fallas monofásicas seguidas de apertura y recierre monofásico en la línea de transmisión San Rafael–El Inga de 500 kV. Para esto, se usan los programas DIGSILENT PowerFactory, ATP y EMTP-RV, para modelar y simular el comportamiento dinámico del sistema ante diferentes consideraciones. Los resultados muestran que los modelos de máquinas sincrónicas basados en la Transformada de Park presentan mayores problemas de estabilidad ante perturbaciones desbalanceadas o condiciones asimétricas. Asimismo, se demuestra cómo las diferencias de modelación y algoritmos de integración pueden provocar diferentes comportamientos dinámicos en el sistema, lo cual debe ser adecuadamente tomado en consideración en los estudios.

Palabras clave– ATP, EMTP-RV, PowerFactory, Transformada de Park, dominio de fase, saturación, recierre monofásico.

Recibido: 31-07-2017, Aprobado tras revisión: 08-11-2017

Forma sugerida de citación: Dután, L.; Cepeda, J. (2018). “Consideraciones Conceptuales sobre Análisis de Estabilidad Transitoria en el ajuste del tiempo de recierre monofásico de la línea de transmisión San Rafael - El Inga de 500 kV”. Revista Técnica “energía”. No. 14, Pp. 80-91
ISSN 1390-5074.

1. INTRODUCCIÓN

Uno de los objetivos de implementar un esquema de apertura y recierre monofásico es incrementar el margen de estabilidad del sistema eléctrico de potencia (SEP) ante la ocurrencia de una falla monofásica temporaria en una línea de transmisión. Específicamente, cuando la línea de transmisión conecta una central de generación con el resto del SEP, este esquema evita grandes excursiones del ángulo de las máquinas que podrían conducir a su pérdida de sincronismo, así como el aislamiento de la central del resto del SEP; además, incrementa el despacho de potencia de la central en escenarios críticos.

La mayoría de las fallas en un SEP son monofásicas y transitorias [1] y desaparecen una vez que la línea es desconectada. De manera general, y específicamente en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) del Ecuador, a nivel de 69 kV, 138 kV y 230 kV cuando ocurre cualquier tipo de falla se produce la apertura trifásica del elemento que ha fallado (transformador, línea de transmisión, etc.); en algunas líneas de transmisión se tiene implementado un esquema de recierre trifásico, que implica que una vez abierta la línea y transcurrido un tiempo conocido como *tiempo muerto*, contado a partir de la apertura de la línea, se procede al cierre simultáneo de los interruptores de cada fase de un solo extremo de la línea y, posteriormente, el cierre de los interruptores del extremo que permanece abierto si existen las condiciones de sincronización (diferencia de voltaje y ángulo) [2]. En sistemas de Extra Alto Voltaje (EAV), específicamente los que conectan grandes centrales de generación, este esquema de apertura y recierre trifásico (ATF-RTF) puede conducir a que los rotores de las unidades de generación se aceleren demasiado y pierdan el sincronismo durante el tiempo muerto; para que esto no ocurra es necesario que este tiempo sea muy pequeño.

Cuando ocurre una falla fase-tierra en una línea de transmisión se puede aplicar un esquema de apertura y recierre monofásico (AMF-RMF): los interruptores de la fase fallada se abren para que la falla sea despejada, mientras que las dos fases restantes transfieren la potencia (a través de un circuito desbalanceado). Una vez abierta la fase en falla, ésta queda acoplada capacitivamente con las fases sanas, las cuales inducirán un voltaje que mantendrá por un tiempo una corriente de falla conocida como *corriente de arco secundario* de magnitud mucho menor que la corriente primaria de falla [3]. Para tener una alta probabilidad que la corriente de arco secundario se autoextinga, es necesario neutralizar el efecto capacitivo de las fases sanas sobre la fase abierta mediante el uso y ajuste adecuado de un reactor monofásico, conectado al neutro de los reactores de fase que, generalmente, se utilizan en líneas de EAV para controlar el sobrevoltaje provocado por el Efecto Ferranti[3]. Después del tiempo muerto, se produce el recierre de un extremo de la fase abierta y si el arco

secundario se ha autoextinguido el recierre resulta exitoso y se procede a la sincronización en el otro extremo; caso contrario, nuevamente se provocará una falla fase-tierra y, generalmente, se producirá la apertura trifásica de la línea. Para asegurar que el sistema sea capaz de mantener la estabilidad transitoria durante el evento AMF-RMF, es necesario realizar, de forma sistematizada, un apropiado análisis de este fenómeno.

Un estudio de estabilidad transitoria toma en cuenta, principalmente, el modelo de la máquina sincrónica con sus sistemas de control, especialmente el regulador automático de voltaje (AVR por sus siglas en inglés) y el estabilizador de potencia (PSS por sus siglas en inglés). El regulador de velocidad (GOV por su acrónimo en inglés) usualmente se considera demasiado lento para actuar durante el período en el que ocurren los recierres monofásicos (a excepción de que posea dispositivos adicionales de respuesta rápida como los “fast valving” [4]), por lo que puede no ser tomado en cuenta. Además, la capacidad de cortocircuito del sistema juega un papel fundamental.

El comportamiento de una máquina sincrónica se describe matemáticamente por medio de ecuaciones algebraico-diferenciales, que son resueltas mediante métodos de integración numérica implementados en programas computacionales para modelación de sistemas eléctricos de potencia. En estos programas usualmente se utiliza el modelo de máquina sincrónica basado en la Transformada de Park para pasar las ecuaciones de la máquina del dominio del tiempo trifásico (también conocido como Dominio de Fase) al marco de referencia dq0. En este marco referencial simplificado, la dependencia sinusoidal trifásica en el tiempo es eliminada y las ecuaciones son resueltas de manera mucho más sencilla y con menor carga computacional [5]. El problema de este modelo es que pierde precisión cuando el sistema de potencia opera en condiciones desbalanceadas, cuando se toma en cuenta la saturación de la máquina [6] o cuando el paso del tiempo usado para la integración numérica es grande [7]. Para estos casos un modelo de máquina que solucione las ecuaciones en el Dominio de Fase resultaría más adecuado [6]. Sin embargo, [7] indica que el modelo de Park funciona bien, incluso en los eventos antes mencionados, si se disminuye el paso del tiempo usado para la integración numérica.

Este trabajo se enfoca en analizar, de forma experimental mediante simulaciones, las implicaciones de los conceptos antes mencionados en los resultados del análisis de estabilidad transitoria de máquinas sincrónicas ante la ocurrencia de fallas monofásicas seguidas de apertura y recierre monofásico de una línea de transmisión. Para esto, usando los programas computacionales DIGSILENT PowerFactory, Alternative Transients Program (ATP) y ElectroMagnetic Transients Program Restructured Version (EMTP-RV), se presentan los estudios de estabilidad transitoria de la central Coca Codo Sinclair

(CCS) ante recierres monofásicos de la línea San Rafael – El Inga de 500 kV, en un escenario crítico, tomando en cuenta que la máquina sincrónica es representada con dos tipos de modelos matemáticos diferentes: i) modelo basado en Transformada de Park; y, ii) modelo en el Dominio de Fase. Se modela y valida el AVR de acuerdo a registros reales y se modela el PSS en base a documentos IEEE. Debido a la configuración de la conexión de la central CCS al Sistema Nacional Interconectado (SNI) del Ecuador, se usa un modelo máquina–barra infinita, el cual se adecúa apropiadamente para representar las diferentes configuraciones de generación, topología y demanda.

Los resultados muestran que usando modelos de máquinas sincrónicas basados en Park implementado en DlgSILENT y en el modelo SM59 de ATP se requiere de tiempos muertos menores a 500 ms para que las máquinas de CCS no pierdan la estabilidad, mientras que usando el modelo de máquina en el Dominio de Fase implementado como modelo SM58 en ATP y el modelo de Park *mejorado*, implementado en EMTP-RV, el tiempo muerto para el escenario bajo estudio puede ser superior a 1 s. Asimismo, se demuestra cómo las diferencias de modelación y algoritmos de integración pueden provocar diferentes comportamientos dinámicos del modelo del sistema, lo cual debe ser adecuadamente tomado en consideración en los estudios.

2. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

2.1. Recierre Monofásico, Arco Secundario y Estabilidad Transitoria

La corriente primaria de falla a través del aire provoca su calentamiento y lo ioniza, perdiendo su capacidad de aislamiento. Sobre la base de lo expuesto por [3], en la Fig. 1 se observa que una falla fase-tierra (fase A) se la puede despejar mediante la apertura de, únicamente, la fase fallada (interruptores S_1 y S_2).

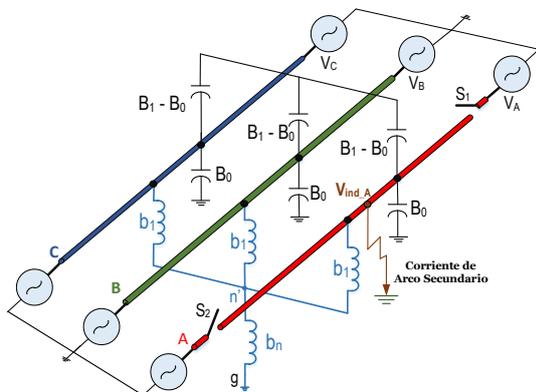


Figura 1: Acoplamiento Capacitivo de Fase Abierta con Fases Sanas

La fase abierta queda entonces acoplada capacitivamente con las fases sanas mediante el arreglo serie paralelo de susceptancias de valor B_1-B_0 . Esto provoca que en la fase abierta se induzca

un valor bajo de voltaje ($V_{ind A}$); el cual, debido a que el aire en el punto de falla está caliente e ionizado, puede mantener la circulación de la corriente de arco secundario. Sin embargo, después de un tiempo, con la ayuda del reactor de neutro y factores como la velocidad del viento y condiciones ambientales, la corriente de arco secundario tiene una alta probabilidad de autoextinguirse[3]. El tiempo desde la apertura de la fase hasta que el aire recupera totalmente su propiedad aislante puede ser estimado mediante (1) que está en función del nivel de voltaje de la línea de transmisión [8].

$$t = 10.5 + \frac{V_L}{34.5} \quad (1)$$

donde t es el tiempo muerto en ciclos y V_L es el voltaje de la línea de transmisión en kV rms.

Usando para sistemas a 500 kV, el tiempo muerto es de 26 ciclos si la frecuencia es 60 Hz, que equivale a 430 ms, el cual es aproximado a 500 ms para este nivel de voltaje.

El origen del arco secundario es el acoplamiento capacitivo entre las fases sanas y la fase abierta; este efecto puede ser neutralizado mediante el uso de un arreglo de cuatro reactores (tres de fase y uno de neutro) conectados a la línea de transmisión, de tal manera que la corriente de arco secundario pueda, mediante una sintonización perfecta del reactor de neutro, llegar a ser cero [3]; en la práctica, éste valor no se consigue. En [9] se presenta una metodología para la sintonización de reactores de neutro del sistema de EAV del Ecuador.

Para visualizar el efecto de una apertura y recierre trifásico y de la apertura y recierre monofásico en la estabilidad transitoria, es posible usar el criterio de áreas iguales. Si el esquema empleado para despejar la falla es el ATF-RTF, entonces, de acuerdo a la Fig. 2, el área A_1 es mayor al área A_2 lo que significa que la máquina sincrónica pierde el sincronismo; en este esquema, para evitar este evento, los tiempos de recierre trifásico deben ser muy pequeños y no siempre es posible aún con el uso de interruptores ultrarrápidos. En cambio, en la Fig. 3 se observa que en un esquema AMF-RMF el área A_1 es menor que el área A_2 , lo que implica que la máquina no perderá sincronismo.

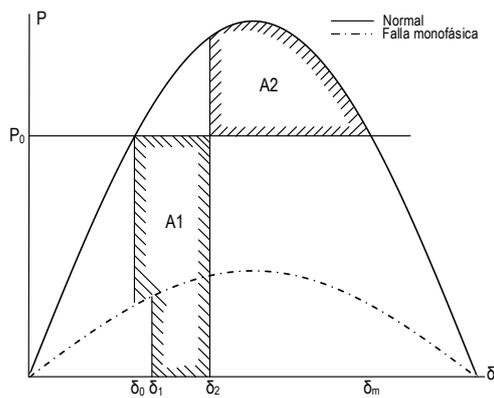


Figura 2: Criterio de Áreas Iguales Durante ATF-RTF [10]

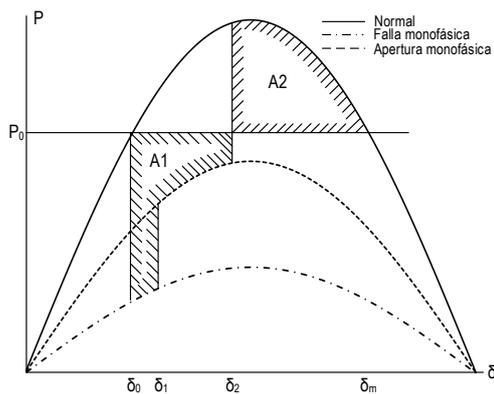


Figura 3: Criterio de Áreas Iguales Durante AMF-RMF [10]

2.2. Modelos de la Máquina Síncronica

De acuerdo a [11], el modelo de una máquina síncronica puede ser representado mediante ecuaciones diferenciales escritas en: i) un marco de referencia asociado al rotor (marco de referencia dq0) con lo cual se excluye la dependencia del tiempo de ciertas inductancias y se elimina la relación sinusoidal trifásica (este método es conocido como Transformada de Park), o ii) mediante ecuaciones diferenciales escritas en variables físicas y coordenadas de fase de estado espacial.

En programas del tipo Electromagnetic Transients Program (EMTP) el modelo de máquina se realiza de manera independiente al de la red, la cual es modelada mediante análisis nodal usando ecuaciones en variables físicas que involucran a las admitancias de los elementos, tal como se muestra en (2) y que se conocen como ecuaciones principales de la red (MNE por sus siglas en inglés) [9].

$$Y_n v_n = i_n \quad (2)$$

Dependiendo del modelo de máquina usado, existen dos maneras de realizar la interfaz entre el modelo de máquina y el modelo de red: aproximación indirecta o aproximación directa. De acuerdo a [11], en la aproximación indirecta, la interfaz entre el modelo dq0 de la máquina y las ecuaciones de la red se realiza mediante un circuito equivalente Norton en

coordenadas de fase; la ventaja de este método es que elimina la necesidad de refactorizar los coeficientes de la matriz MNE en cada paso de tiempo lo que incrementa la velocidad de simulación, pero también introduce, en cada paso de tiempo, un error que se va acumulando tras cada paso de integración y que puede producir ruido numérico e incluso inestabilidad [11].

En cambio, en la aproximación directa, las ecuaciones de la máquina están escritas en la forma original tomando en cuenta los acoplamientos y el modelo es expresado en variables físicas y coordenadas de fase. Con este modelo, las ecuaciones de la máquina son directamente insertadas en las ecuaciones MNE logrando una solución simultánea en cada paso del tiempo; esta aproximación mejora la precisión y estabilidad numérica pero incrementa el tiempo de simulación y esfuerzo computacional, especialmente en estudios de SEP de gran tamaño [11].

Por lo antes mencionado, y de acuerdo a [6] y [11], modelos de máquinas síncronicas basadas en la Transformada de Park pueden provocar resultados erróneos especialmente en condiciones de circuitos no simétricos como líneas de transmisión no transpuestas, ante la ocurrencia de perturbaciones desbalanceadas, o en casos donde es necesario tomar en cuenta la saturación de la máquina. Para estos casos, un modelo de máquina basado en aproximaciones directas debería ser usado. Sin embargo, y de acuerdo a [7], el modelo dq0 representa de manera correcta a la máquina síncronica en este tipo de estudios si se disminuye el paso de tiempo para la solución numérica. Por tal motivo, el modelo de máquina síncronica implementado en el programa EMTP-RV se basa en la Transformada de Park, pero con ciertas modificaciones orientadas a mejorar el algoritmo y a disminuir el paso de integración numérica cuando encuentra escenarios desbalanceados mientras se realiza la simulación; información detallada se puede encontrar en [11].

3. CASO DE ESTUDIO: RECIERRE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SAN RAFAEL - EL INGA

El proyecto de EAV del Ecuador, a 500 kV, permite evacuar la generación de la central CCS (1500 MW) y distribuirla a los principales centros de consumo: las ciudades de Quito y Guayaquil. En la Fig. 4 se muestra la primera etapa del proyecto, que consiste en la construcción de dos líneas de transmisión (LT) a 500 kV que enlazan las subestaciones San Rafael y El Inga, esta última ubicada en Quito. Cada línea de transmisión está equipada con interruptores monofásicos; además tiene conectados bancos de reactores de fase de 30 MVAR en cada extremo y cada banco tiene conectado un reactor de neutro de valor 2500 Ω para minimización de la corriente de arco secundario.

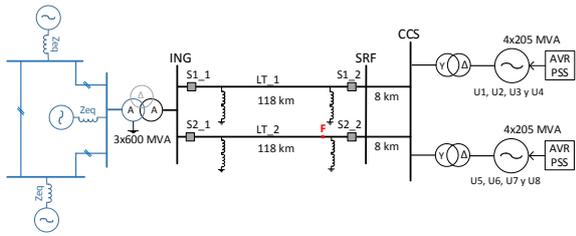


Figura 4: Diagrama Unifilar del Sistema Bajo Estudio

3.1. Escenario Crítico del Sistema Bajo Estudio

De acuerdo a la Fig. 4, la topología más crítica para analizar la estabilidad transitoria de la central CCS resulta cuando se encuentra operando una sola LT entre las subestaciones San Rafael y El Inga y, de acuerdo a estudios iniciales basados en flujos de potencia, transmitiendo 740 MW desde CCS; esto implica que, para el caso crítico de estabilidad, se debe considerar cuatro unidades conectadas. Bajo estas condiciones, el objetivo es analizar la estabilidad transitoria de las cuatro unidades de la central CCS, representadas con diferentes modelos de máquina, ante diferentes tiempos muertos de recierre.

El análisis se realiza mediante simulaciones llevadas a cabo usando tres tipos de programas computacionales: PowerFactory de DIGSILENT, cuyo modelo de máquina se basa en la Transformada de Park [12], ATP el cual dispone de los modelos de máquina SM59 [5] (Transformada de Park) y SM58 (modelo en el dominio de fase) y EMTP-RV cuyo modelo de máquina se basa en una mejora al algoritmo de Park.

En todos los casos, el estudio se fundamenta en un modelo máquina–barra infinita; en PowerFactory el equivalente de red está ubicado en la barra de 500 kV de la SE El Inga, mientras que en ATP y EMTP-RV, para evitar oscilaciones numéricas debido al uso de interruptores ideales, se simulan los transformadores 500/230 kV de la SE El Inga, y se implementa un equivalente de cortocircuito entre las subestaciones El Inga, Santa Rosa y Pomasqui, a 230 kV, tal como se muestra en la Fig. 4.

3.2. Datos de la Máquina Síncrona

La central CCS posee ocho unidades, cada una de 205 MVA, a 13.8 kV y factor de potencia 0.9 en atraso; la velocidad nominal es de 300 rpm y una constante de inercia de 3.972 MW·s/MVA. Además, de acuerdo a las referencias [13] y [14], en un estudio de estabilidad transitoria se debe tomar en cuenta la saturación en el modelo de la máquina síncrona, por lo que en la Fig. 5 se presenta la curva de saturación de una unidad de la central CCS, según fabricante. Para el modelo de máquina se usan los datos de impedancia no saturados [13] y [14] y constantes de tiempo en vacío.

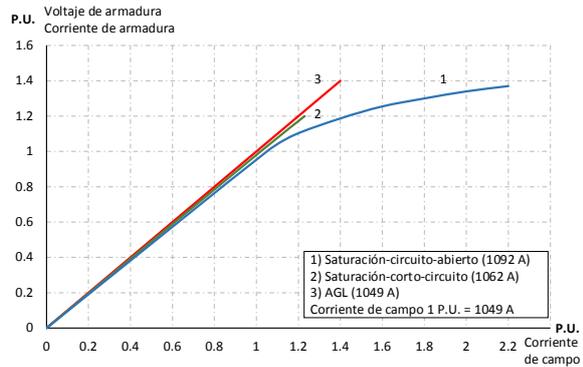


Figura 5: Curva de Saturación de una Unidad de la Central CCS

Cada unidad de generación posee un AVR del tipo EXC9000 tal como se muestra en la Fig. 6 y un PSS del tipo IEEE PSS2B que se muestra en la Fig. 7.

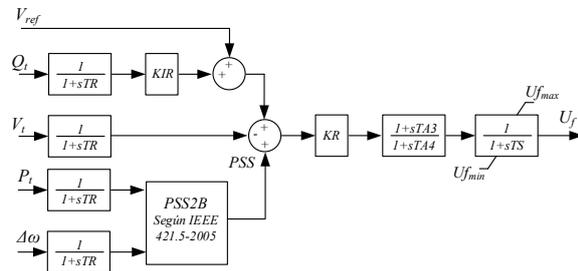


Figura 6: Modelo Simplificado de AVR de cada Unidad de la Central CCS

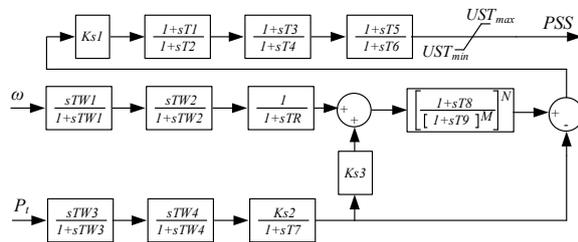


Figura 7: Modelo PSS2B de cada Unidad de la Central CCS

En ATP, los modelos de medición, AVR y PSS fueron desarrollados usando el lenguaje de programación MODELS [15] donde la inicialización de variables debe ser realizada por el usuario, mientras que en EMTP-RV se usaron bloques del tipo Transients Analyzer Control Systems (TACS) con inicialización automática de variables a partir del flujo de potencia. En PowerFactory, por el contrario, la implementación de los sistemas de control se la concreta a través del lenguaje de programación DIGSILENT Simulation Language (DSL). En la Fig. 8 se muestra el sistema bajo estudio implementado en EMTP-RV.

3.3. Validación del Modelo de AVR según Pruebas de Campo y Modelación en PowerFactory

Durante la sintonización en campo de los PSS de la central CCS se realizaron mediciones de la respuesta del AVR de una unidad. La metodología consistió en inyectar un pulso de un 5% sobre el valor de referencia del AVR de una unidad en vacío, aplicado durante 1 s. Este evento de prueba se reprodujo en el programa PowerFactory, lo que permitió realizar la validación de la respuesta dinámica del AVR basado en la aceptable proximidad de su salida simulada con los datos registrados en campo. En ATP, de

acuerdo al diagrama de la Fig. 4, el modelo se ajustó a las condiciones del sistema durante la prueba real del AVR realizada en campo. La Fig. 9 presenta la respuesta dinámica de la salida del AVR ante la prueba de pulso descrita tanto de los registros de campo como de las simulaciones realizadas en PowerFactory y ATP. Es posible apreciar la buena proximidad de las tres señales, lo que ha permitido validar los modelos tanto de PowerFactory como de ATP. Además, en caso de interés, un análisis más profundo respecto de la validación del modelo del AVR de CCS puede ser encontrado en [16].

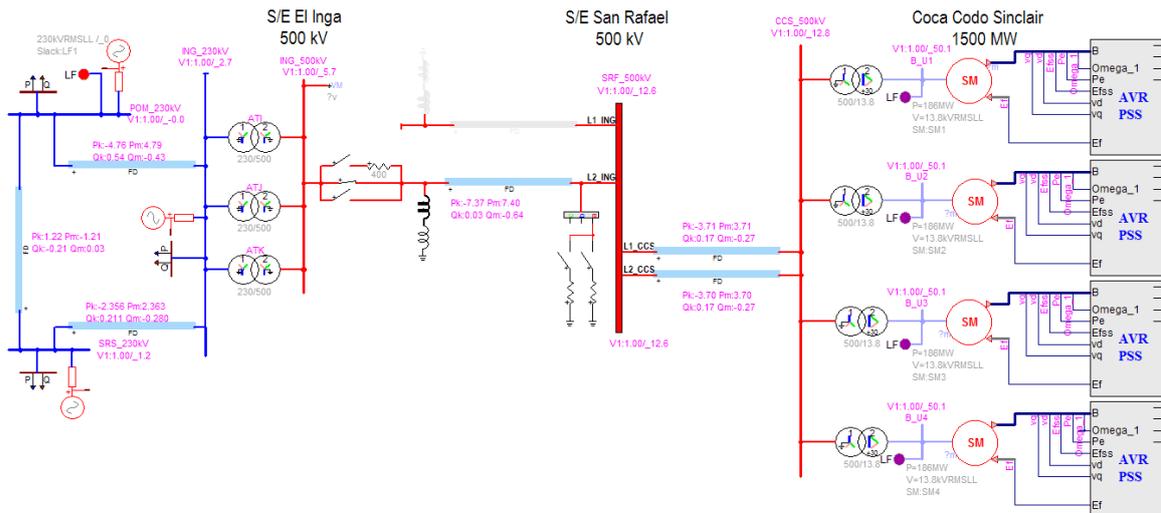


Figura 8: Sistema de Estudio Implementado en EMT-P-RV

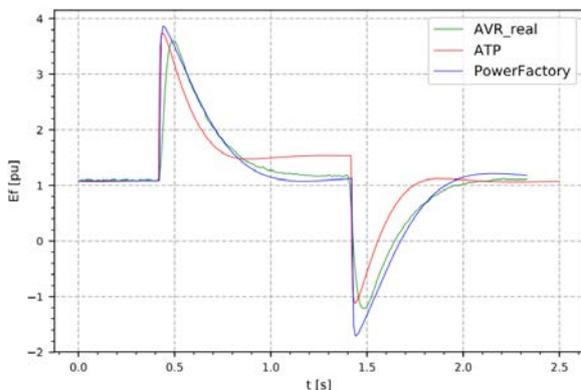


Figura 9: Validación de la Respuesta del AVR de la Unidad U1 de la Central CCS Mediante Comparación con Respuesta Real

Para el PSS se usaron los valores ajustados durante los trabajos de sintonización realizados en campo en febrero de 2017. La respuesta del conjunto Generador + AVR + PSS obtenida mediante simulación en PowerFactory fue validada a través de las pruebas realizadas en campo. El trabajo de sintonización de PSS y subsiguiente validación de modelos puede ser encontrado en [16].

3.4. Tiempos Considerados en la Simulación del Recierre Monofásico

Para todas las simulaciones realizadas, tanto en ATP, EMT-P-RV y PowerFactory, se considera que es la fase A donde ocurre una falla fase-tierra; el tiempo de ocurrencia de la falla es a los 1.5 segundos de simulación, con un tiempo de apertura de los interruptores S2_1 y S2_2 de 100 ms. De acuerdo a [17], se ajusta un tiempo de 200 ms de ocurrencia de arco secundario (intervalo entre 1.6 a 1.8 segundos). El tiempo muerto típico para sistemas a 500 kV es de 500 ms, según (1); por lo tanto el recierre ocurre a los 2.1 segundos con actuación del interruptor S2_1 de fase A (del lado de la SE El Inga).

Asumiendo que el arco secundario se ha autoextinguido, existe un tiempo de sincronización en el que el control del interruptor S2_2 (del lado de la SE San Rafael) analiza que existan condiciones de sincronización (voltaje y ángulo) y, en caso de existir, procede al cierre; en este estudio se ha considerado un tiempo de 100 ms y que existen condiciones de sincronismo. En la Tabla 1 se presentan los ajustes de los tiempos de los interruptores involucrados en el recierre monofásico de la LT San Rafael – El Inga.

Tabla 1: Tiempo de Actuación de los Interruptores de la Línea en Servicio Durante el Recierre Monofásico

Tiempo de inicio de falla (s):	1.5	
Tiempo de eliminación de falla (s):	1.8	
Interruptor	Tiempo de Cierre s	Tiempo de Apertura s
S2_1	-1	1.6
	2.1	9999
S2_2	-1	1.6
	2.2	9999

4. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

Se simula una falla monofásica cercana a la central CCS (punto F de la Fig. 4), en la línea San Rafael – El Inga (LT_2), para el siguiente escenario: 4 unidades de CCS en operación con un despacho total de 740 MW y una línea de transmisión entre las subestaciones San Rafael y El Inga.

En ATP y EMTP-RV las líneas de transmisión son modeladas mediante parámetros dependientes de la frecuencia y que toman en cuenta la onda viajera; además, el modelo usado considera que las líneas son perfectamente transparentes, esto con la intención de que no resulte demasiado complejo la inicialización de los modelos de medición, AVR y PSS.

Finalmente, el modelo de la resistencia de arco secundario considera una resistencia constante de un valor de $1E-6 \Omega$; en realidad esta resistencia es variable y depende de factores como la elongación del arco, velocidad del viento, entre otros.

Los resultados gráficos que se muestran en los siguientes puntos corresponden a una máquina de CCS, que se considera representativa de las cuatro máquinas (grupo coherente).

4.1. Recierre Monofásico en ATP Modelo SM59

En las Fig. 10 y 11 se muestran el ángulo mecánico y la potencia de salida de una unidad de CCS, para un tiempo muerto de 500 ms, donde se observa que las máquinas pierden estabilidad, mientras que para un tiempo muerto de 300 ms se obtiene una estabilidad oscilatoria. Sin embargo, de acuerdo a lo señalado en [6], éstos resultados pueden deberse al modelo de máquina basado en la Transformada de Park) que es susceptible a perder estabilidad numérica si se toma en cuenta la curva de saturación y/o si el sistema es no simétrico. Simulaciones adicionales fueron realizadas tomando en cuenta lo sugerido en [7], para lo cual se disminuyó el paso de integración numérica de la simulación obteniéndose resultados iguales a los mostrados en las Fig. 10 y 11.

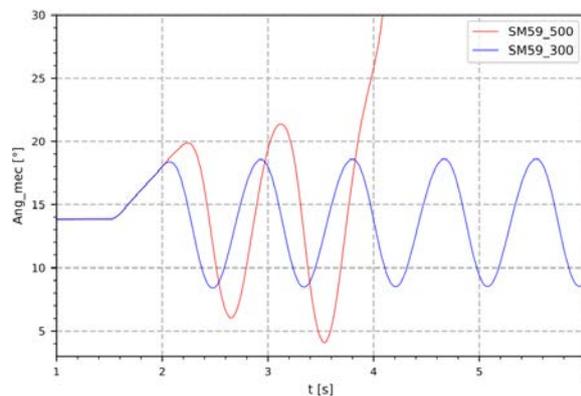


Figura 10: Ángulo Mecánico de una Unidad de CCS para Tiempos de Recierre de 500 ms y 300 ms

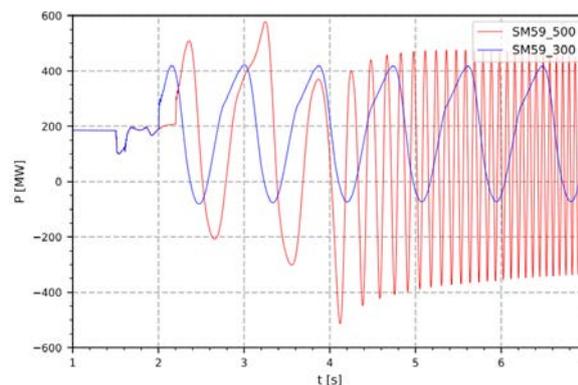


Figura 11: Potencia Activa de una Unidad de CCS para Tiempos de Recierre de 500 ms y 300 ms

4.2. Recierre Monofásico en EMTP-RV y ATP Modelo SM58

En EMTP-RV usando el modelo de Transformada de Park mejorado y en ATP usando el modelo en el dominio de fase SM58, se realizan simulaciones de recierres monofásicos para tiempos muertos de 500 ms y 1000 ms. Para todos los casos no existe pérdida de estabilidad de la central CCS.

En la Fig. 12 se muestran oscilaciones amortiguadas del ángulo mecánico. En la Fig. 13 se observa la variación de la velocidad mecánica respecto a la sincrónica. En la Fig. 14 se muestra el voltaje terminal, mientras que en la Fig. 15 se observa que la salida del AVR sigue, en oposición de fase, al voltaje terminal; es decir, cuando el voltaje terminal disminuye la salida del AVR se incrementa y viceversa. En las Fig. 16 y 17 se muestra la potencia activa y reactiva de una unidad de generación, mientras que de la Fig. 18 se observa la respuesta en oposición de fase del PSS ante la variación de la potencia activa; es decir, cuando la potencia de salida disminuye la salida del PSS se incrementa y viceversa. Además, de la Fig. 17 se observa que durante la sincronización de la línea se producen cambios muy drásticos en la potencia activa de cada máquina sincrónica: la potencia cambia de 184 MW a 325 MW casi de manera instantánea; este comportamiento debe ser analizado para determinar si la máquina es capaz de soportar esta variación.

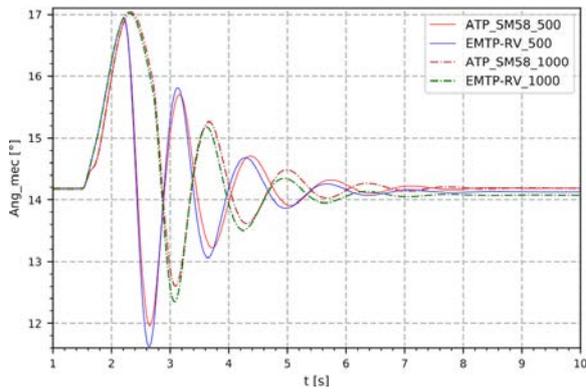


Figura 12: Ángulo Mecánico para Tiempos de Recierre de 500 ms y 1000 ms

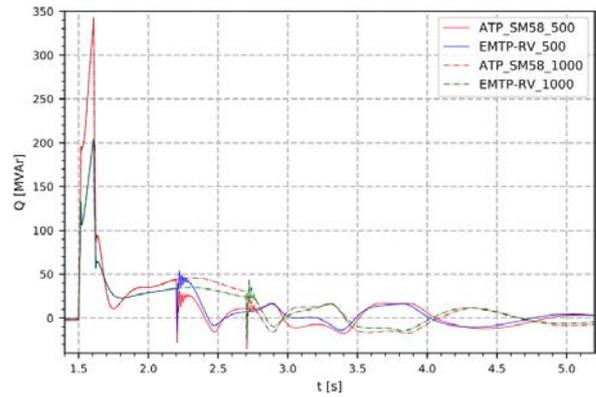


Figura 16: Potencia Reactiva para Tiempos de Recierre de 500 ms y 1000 ms

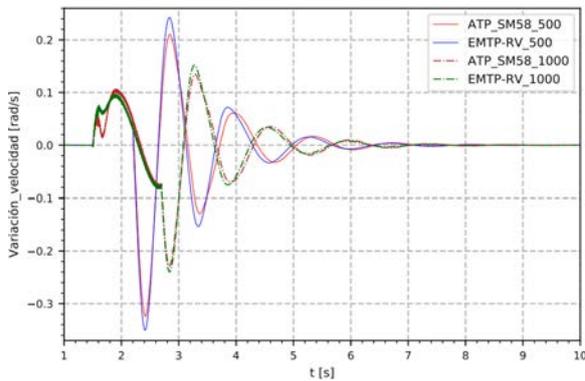


Figura 13: Variación de la Velocidad Mecánica con Respecto a la Sincrónica para Tiempos de Recierre de 500 ms y 1000 ms

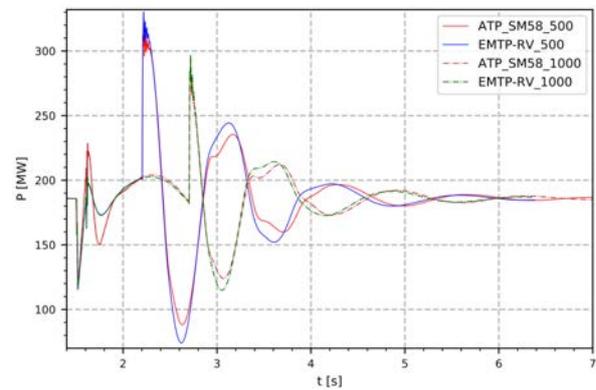


Figura 17: Potencia Activa para Tiempos de Recierre de 500 ms y 1000 ms

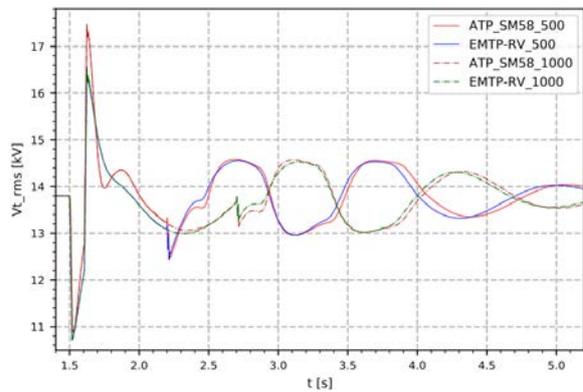


Figura 14: Voltaje Terminal para Tiempo de Recierre de 500 ms y 1000 ms

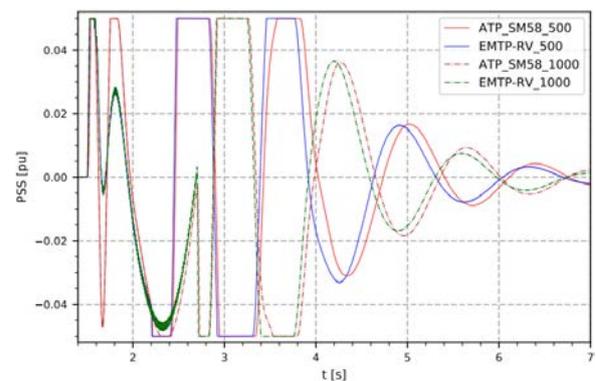


Figura 18: Respuesta del PSS para Tiempos de Recierre de 500 ms y 1000 ms

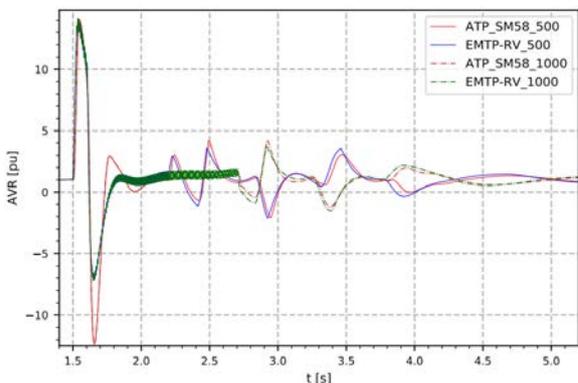


Figura 15: Respuesta del AVR para Tiempos de Recierre de 500 ms y 1000 ms

4.3. Efectos de la Saturación en el Modelo SM59 de ATP

Se realizan simulaciones de recierre monofásico usando un tiempo muerto de 500 ms eliminando la saturación del modelo SM59 el cual es ajustado con valores de reactancias saturadas y no saturadas (según [13] y [14], si no se toma en cuenta la curva de saturación se deben usar las reactancias saturadas). Los resultados son presentados en la Fig. 19 donde también se grafica la respuesta del modelo SM58 con saturación. Se observa que la estabilidad es mantenida y que los resultados se acercan a los obtenidos con el modelo SM58.

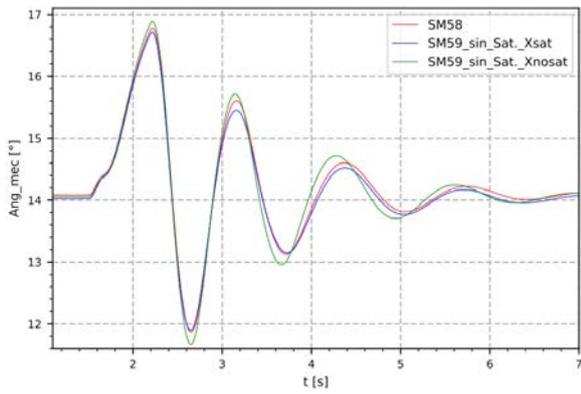


Figura 19: Ángulo Mecánico para Tiempos de Recierre de 500 ms, con Modelo SM59 Sin Saturación y con Reactancias Saturadas y No Saturadas.

4.4. Modelación y Simulación en PowerFactory

En este apartado, se replicarán algunas de las simulaciones realizadas en ATP y EMTP-RV, en PowerFactory, con el propósito de analizar la influencia del tipo de modelación que emplea este software (tanto de la máquina síncrona basada en transformada de Park como del resto de componentes dinámicos) en la estabilidad transitoria. En este caso, la modelación consiste en un sistema máquina–barra infinita en donde el equivalente de red del SNI se conecta en la barra de 500 kV de la SE El Inga. La Fig. 20 presenta el diagrama unifilar del sistema en estudio donde una de las líneas San Rafael–El Inga, a 500 kV, está fuera de servicio.

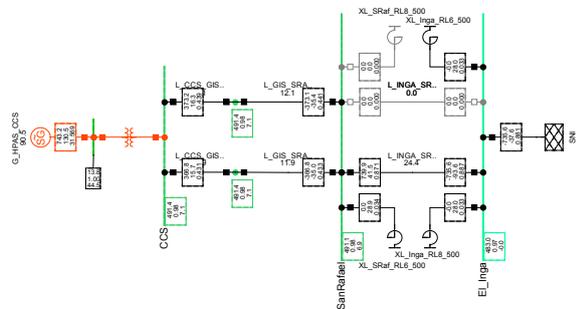


Figura 20: Diagrama Unifilar del Sistema en PowerFactory

Las Fig. 21 y 22 presentan los resultados de la simulación para un tiempo de recierre de 500 ms, bajo las mismas consideraciones descritas en la subsección 3.4, correspondientes al ángulo del rotor y a la potencia de generación activa y reactiva de una unidad de CCS, considerando que la red equivalente del SNI presenta una potencia de cortocircuito de 3300 MVA (caso que puede ocurrir en escenarios tanto de hidrología como de demanda media) y la máquina síncrona consta con un modelo exponencial de saturación. Es posible apreciar cómo el sistema logra permanecer en equilibrio (de forma marginal) en este escenario.

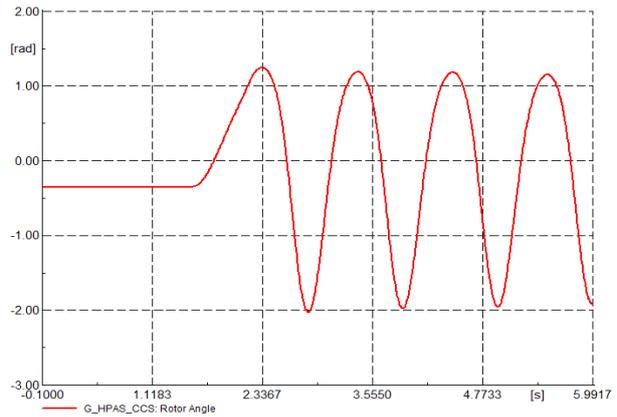


Figura 21: Ángulo del Rotor para Tiempo de Recierre de 500 ms

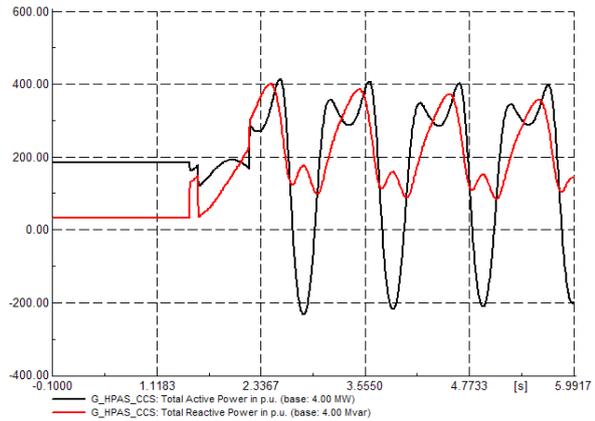


Figura 22: Potencias Activa y Reactiva para Tiempo de Recierre de 500 ms

Las Fig. 23 y 24, en cambio, presentan los resultados de la misma perturbación pero considerando que la máquina síncrona no presenta saturación. En este caso, se produce una inestabilidad de tercera oscilación, lo que refleja un déficit de torque de amortiguamiento debido a un comportamiento no saturado del generador.

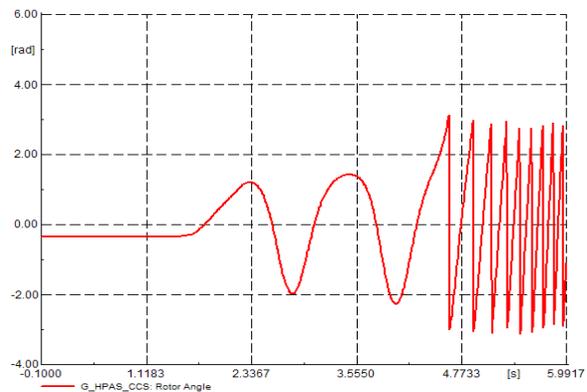


Figura 23: Ángulo del Rotor para Tiempo de Recierre de 500 ms, Sin Saturación

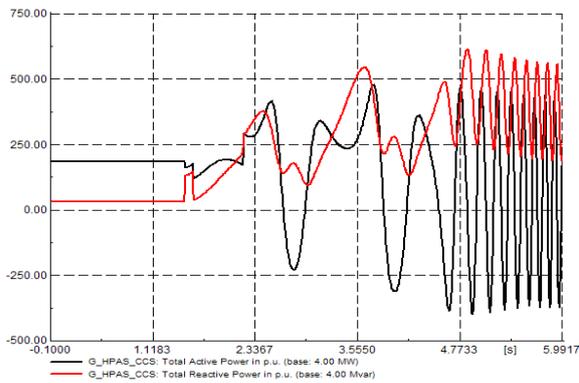


Figura 24: Potencias Activa y Reactiva para Tiempo de Recierre de 500 ms, Sin Saturación

Finalmente, el mismo análisis de recierre monofásico a los 500 ms de ocurrido el despeje de la falla se realiza considerando la saturación exponencial en los generadores pero con una potencia de cortocircuito del sistema equivalente de 3200 MVA (un sistema ligeramente menos robusto). En este caso, la respuesta de la simulación indica que la central CCS pierde sincronismo en la segunda oscilación, como se muestra en las Fig. 25 y 26.

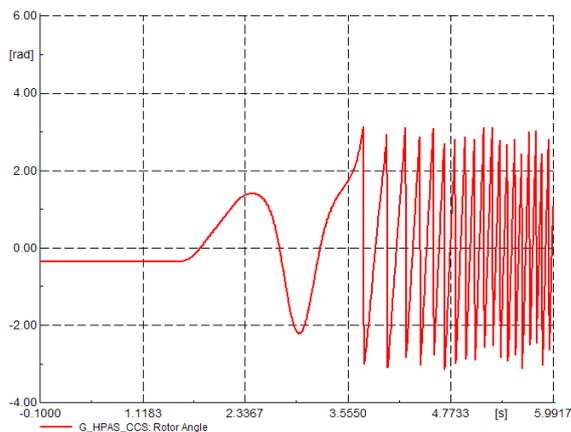


Figura 25: Ángulo del Rotor para Tiempo de Recierre de 500 ms, 3200 MVA de Potencia de Cortocircuito del SNI

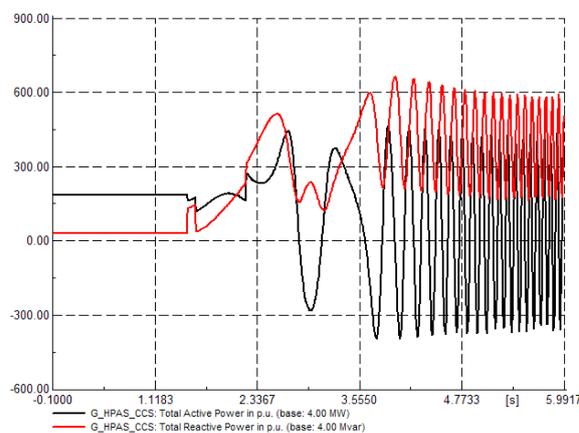


Figura 26: Potencias Activa y Reactiva para Tiempo de Recierre de 3200 MVA de Potencia de Cortocircuito del SNI

4.5. Discusión

En esta sección se han presentado una serie de resultados de simulaciones referentes al mismo fenómeno (análisis de tiempos de recierre monofásico en la línea de transmisión San Rafael–El Inga de 500 kV cuando la línea en paralelo se encuentra indisponible), considerando varios posibles aspectos conceptuales de modelación y simulación, que se ha demostrado, afectan los resultados del análisis. Estas consideraciones conceptuales se resumen a continuación:

- Tres programas de simulación diferentes: ATP, EMTP-RV y PowerFactory. A este respecto, es importante mencionar que cada software emplea diferente modelación y diferentes algoritmos de integración.
- Dos tipos de modelo de máquinas sincrónicas: Modelo Basado en la Transformada de Park y Modelo en el dominio de fase.
- Dos consideraciones diferentes en la modelación del sistema equivalente (barra infinita): sistema reducido o equivalente estático con potencia de cortocircuito.
- Inclusión o no del efecto de la saturación magnética de la máquina síncrona.

De los análisis realizados se ha logrado demostrar lo siguiente:

- Las características propias de cada programa de simulación (ATP, EMTP-RV o PowerFactory), relacionadas tanto con la forma de modelación como con los algoritmos de integración, hacen que los resultados sean diferentes. Así, las simulaciones en ATP y EMTP-RV muestran un sistema con déficit de torque sincronizante, en tanto que las simulaciones en PowerFactory muestran un sistema con falta de torque de amortiguamiento. Estas características hacen que para ATP y EMTP-RV resulta beneficioso no considerar la saturación de las máquinas sincrónicas en tanto que para PowerFactory esto resulta perjudicial.
- En el caso de PowerFactory, en donde se ha modelado al SNI como un equivalente estático, se aprecia claramente que la conexión de CCS con un sistema más robusto (con mayor potencia de cortocircuito) mejora apreciablemente la condición de estabilidad.
- La elección del tipo de modelo de la máquina síncrona resulta crítico. A este respecto, se ha verificado las afirmaciones hechas en [6] respecto que el modelo basado en el marco de referencia dq0 resulta inestable ante perturbaciones desbalanceadas o condiciones asimétricas y en [11] donde se indica que una mejora al algoritmo dq0 permite que este

modelo funcione de una manera adecuada en eventos donde la red está desbalanceada y se toma en cuenta la saturación de la máquina.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este artículo, se han puesto en evidencia varias consideraciones conceptuales relacionadas con la condición de estabilidad transitoria respecto del ajuste del tiempo de recierre monofásico de la línea de transmisión San Rafael–El Inga de 500 kV. En este sentido, se ha demostrado que aspectos básicos de modelación resultan críticos al momento de definir los tiempos críticos de recierre monofásico del sistema. Estos aspectos son: el programa de simulación (ATP, EMTP-RV o PowerFactory), el tipo de modelo de la máquina sincrónica, la inclusión de saturación, entre otros posibles. Un aspecto a resaltar es que se ha confirmado el concepto expresado por [6] respecto de la inestabilidad del modelo basado en la transformada de Park cuando se simulan condiciones desbalanceadas.

Sobre la base de lo mencionado, es oportuno destacar que un adecuado trabajo de modelación debe necesariamente estar acompañado de un proceso de validación de modelos. En este sentido, no es posible, únicamente con resultados de simulación, definir qué modelo deberá ser el apropiado para realizar las simulaciones, más aún cuando se pretende analizar fenómenos de alta criticidad (como el recierre monofásico ante condiciones de alto estrés). A este respecto, mientras no se haya realizado el proceso de validación de modelos, lo recomendable es optar por aquel que brinde los resultados más conservativos a costa de una inevitable des-optimización operativa.

Como trabajo futuro se ha planteado investigar con mayor profundidad sobre técnicas de validación de modelos en base a mediciones, lo cual permitirá, en última instancia, definir apropiadamente cuál es el mejor marco de referencia para realizar estudios de impacto crítico.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] IEEE, “Single phase tripping and auto reclosing of transmission lines-IEEE Committee Report,” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 7, pp. 182–192, Jan-1992.
- [2] E. G. and A. C. Héctor J. Altuve, Normann Fischer, and Armando Guzmán, “Tutorial on Single-Pole Tripping and Reclosing,” presented at the 39th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, 2012.
- [3] E. W. Kimbark, “Suppression of Ground-Fault Arcs on Single-Pole-Switched EHV Lines by Shunt Reactors,” IEEE Trans. Power Appar. Syst., vol. 83, no. 3, pp. 285–290, Mar. 1964.
- [4] Ramnarayan Patel, T. S. Bhatti, and D. P. Kothari, “Improvement of power system transient stability by coordinated operation of fast valving and braking resistor - IEEE Xplore Document,” IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib., vol. 150, no. 3, pp. 311–316, May 2003.
- [5] H. W. Dommel, *EMTP Theory Book*. Microtran Power System Analysis Corporation, 1996.
- [6] E. Haginomori, T. Koshiduka, H. Ikeda, and J. Arai, *Power System Transient Analysis: Theory and Practice Using Simulation Programs (ATP-EMTP)*. John Wiley & Sons, 2016.
- [7] IEEE, “Re-examination of Synchronous Machine Modeling Techniques for Electromagnetic Transient Simulations,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, pp. 1221–1230, Aug-2007.
- [8] IEEE, “IEEE Guide for Automatic Reclosing of Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines,” IEEE Std C37104-2012 Revis. IEEE Std C37104-2002, pp. 1–72, Jul. 2012.
- [9] W. Dután, L. Dután, “Sintonización de reactores de neutro en líneas de 500 kV del sistema eléctrico ecuatoriano,” presentado en las XXVI Jornadas de Ingeniería Eléctrica y Electrónica - EPN, Quito, 2016.
- [10] E. W. Kimbark, *Power System Stability*. John Wiley & Sons, 1995.
- [11] Ulas Karaagac, “Synchronous Machine Modeling Precision and Efficiency in Electromagnetic Transients,” Ph.D. Thesis, École Polytechnique de Montréal, Montréal, 2011.
- [12] DIgSILENT PowerFactory, “Technical Reference Documentation - Synchronous Machine.” 2011.
- [13] P. M. Anderson and A. A. Fouad, *Power System Control and Stability*, 2nd Ed. Wiley India Pvt. Limited, 2008.
- [14] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power system stability and control*. McGraw-Hill, 1994.
- [15] L. Dubé, *Users guide to MODELS in ATP*, Apr-1996.
- [16] J. Cepeda and P. Verdugo, “Automatic Voltage Regulator Model Validation Based on Mean-Variance Mapping Optimization and Field Tests,” Rev. Téc. “energía” No 14, enero de 2018.

[17] SIEMENS, “Adaptive Autoreclosure to Increase System Stability and Reduce Stress to Circuit Breakers,” presented at the The Nordic Workshop in Power System Protection and Control, Trondheim-Norway, 2017.



Luis Manuel Dután Amay.- Nació en la parroquia Guapán de la ciudad de Azogues, provincia de Cañar. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional donde también ha cursado estudios de Maestría en Ingeniería Eléctrica. Desde el

2009 es colaborador de la Corporación Eléctrica del Ecuador CELECEP - Unidad de Negocio Transelectric en el departamento de Planificación y desde 2014 en la Subgerencia de Proyectos de Expansión – Área de Diseño de Subestaciones. Sus áreas de interés se encuentran relacionadas con simulación y análisis de transitorios electromagnéticos, equipo primario de subestaciones y coordinación de aislamiento de líneas de transmisión y subestaciones.



Jaime Cepeda Campaña.- Nació en Latacunga, Ecuador en 1981. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2005, y el de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan en 2013. Entre 2005 y 2009

trabajó en Schlumberder y en el CONELEC. Colaboró como investigador en el Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, Argentina y en el Instituto de Sistemas Eléctricos de Potencia, Universidad Duisburg-Essen, Alemania entre 2009 y 2013. Su tesis de doctorado fue galardonada con el Primer Lugar del Premio “Domingo Faustino Sarmiento” a la mejor investigación realizada en la provincia de San Juan, Argentina en 2014. Recibió el premio Innovadores Ecuatorianos Menores de 35 años del MIT Technology Review en 2015. Actualmente se desempeña como Subgerente Nacional de Investigación y Desarrollo del CENACE y como Profesor a Tiempo Parcial en la Escuela Politécnica Nacional. Sus áreas de interés incluyen la evaluación de vulnerabilidad en tiempo real y el desarrollo de Smart Grids.