

Sensitivity analysis for the determination of characteristic curves of dead time vs transfer power applied to transmission lines

Análisis de sensibilidad para la determinación de curvas características de tiempos muertos vs potencia de transferencia aplicados a líneas de transmisión

J. Morales^{1,2} P. Dután¹

¹Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, Ecuador
E-mail: pauldutkanmay6@gmail.com

²Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentina
E-mail: jmorales@iee.unsj.edu.ar

Abstract

For the transmission of large electric power blocks to large lengths, Extra High Voltage systems are a good alternative, where the elements that make up the transmission system must be designed in such a way that they offer high reliability and availability during their operation. In this context, it is necessary to perform a proper single-phase autoreclosure, determining the power transmission capacity and the reclosure dead time in the event of single-phase line-to-ground failure considering a single-phase opening and reclosing scheme and Transient Stability of the system. In this sense, this research proposes a methodology to determine characteristic curves corresponding to dead time vs active power of transfer that guarantee a maximum transfer of active power through the transmission lines, and transient stability due to failure, opening and single-phase reclosing events. These characteristic curves will make it possible to decide, from the point of view of transient stability, the most suitable value for adjusting the single-phase reclosing dead time and the dispatched power of the generation central.

Index terms— Transient stability, autoreclosure, dead time, protection relay.

Resumen

Para la transmisión de grandes bloques de energía eléctrica a grandes longitudes, sistemas de Extra Alto Voltaje constituyen una buena alternativa, donde los elementos que conforman el sistema de transmisión deben ser diseñados de tal manera que ofrezcan una alta confiabilidad y disponibilidad durante su operación. En este sentido, es necesario realizar un adecuado autorecierre monofásico, determinando la capacidad de transmisión de potencia eléctrica y el tiempo muerto de recierre ante eventos de falla monofásica línea – tierra considerando un esquema de apertura y recierre monofásico y la estabilidad transitoria del sistema. Este trabajo propone una metodología para determinar curvas características correspondientes a tiempo muerto vs potencia activa de transferencia que garanticen una máxima transferencia de potencia activa a través de las líneas de transmisión, y estabilidad transitoria ante eventos de falla, apertura y recierre monofásico. Estas curvas características permitirán decidir, desde el punto de vista de estabilidad transitoria, el valor más adecuado de ajuste del tiempo muerto de recierre monofásico y la potencia de despacho de la central de generación.

Palabras clave— Estabilidad transitoria, autorecierre, tiempo muerto, relé de protección.

Recibido: 09-04-2019, Aprobado tras revisión: 20-01-2020

Forma sugerida de citación: Morales, J.; Dután, P. “Análisis de sensibilidad para la determinación de curvas características de tiempos muertos vs potencia de transferencia”. Revista Técnica “energía”. No. 16, Issue II, Pp. 1-8

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

© 2020 Operador Nacional de Electricidad, CENACE

1. INTRODUCCIÓN

En líneas de Extra Alto Voltaje EAV el 90% de las fallas son fallas monofásicas. La Tabla 1 muestra un resumen de fallas ocurridas en un Sistema Eléctrico de Potencia SEP de 500kV durante 7 años [1]. Con un porcentaje de ocurrencia de falla monofásica en Líneas de Transmisión LT del 93%, es razonable contemplar la aplicación de apertura y recierre únicamente de la fase fallada.

Tabla 1: Fallas en un SEP de 500kV [1]

Tipo de falla	% de ocurrencia
Línea-Tierra	93
Línea-Línea	4
Doble línea-tierra	2
Trifásica	1
Total de fallas en 7 años	298

Las LTs aéreas de EAV son los elementos con mayor probabilidad de falla en un SEP siendo la más frecuente la falla de tipo monofásica – tierra. Para despejar una falla, la acción a seguir, en este caso es una apertura trifásica de la LT. Sin embargo, si la LT transfiere grandes cantidades de potencia en el instante de la falla, la pérdida total de esta línea puede provocar serias consecuencias. Por tal motivo, se puede optar por una apertura monofásica que implica la apertura únicamente de la fase fallada, permitiendo la transmisión de energía incluso por las otras 2 fases de la LT, respectivamente.

La decisión de seleccionar determinado tipo de apertura involucra no solamente el hecho de perder gran capacidad de transmisión de potencia eléctrica. Si la LT transfiere energía producida por una central, un esquema de apertura trifásica – recierre trifásico puede provocar que las máquinas pierdan el sincronismo si el recierre de la LT no es lo suficientemente corto. En cambio, si el esquema aplicado es la apertura monofásica – recierre monofásico; es decir, una fase fuera de servicio, la potencia producida por la central puede ser transmitida por las fases sanas y, por lo tanto, la estabilidad se puede mantener [2].

Las consecuencias de desconectar una fase mientras la LT transporta energía se reflejan en los ángulos del rotor de las máquinas y en la potencia de despacho. Finalmente, al producirse el recierre y posterior sincronización de la fase fallada, se debe cumplir que esta última acción provoque un cambio de potencia activa que debe ser menor a lo establecido por el diseño del generador; esto implica calentamiento de los conductores que forman el devanado de armadura. Por lo tanto, resulta necesario realizar un análisis de la

potencia luego de que se realice el recierre (en uno de los extremos de la línea) y la sincronización (en el otro extremo de la LT). A falta de valores límites de diseño, se opta por establecer un valor límite máximo para el cambio de potencia del 50% de la potencia nominal de la máquina rotativa.

Para los análisis antes señalados, se debe considerar el tiempo que transcurre entre, desconectar la fase fallada y su recierre, el mismo se conoce como Tiempo Muerto TM y es el tiempo necesario con el cual se espera que la corriente de arco secundario se auto extinga, que el medio aislante (en este caso aire) recupere su propiedad aislante y el voltaje transitorio de recuperación no provoque reencendidos de arco [3]. En este sentido, con el objetivo de mejorar la confiabilidad de un SEP, es importante conocer y reducir los tiempos muertos, como además realizar el recierre de los interruptores lo más rápido posible después de la extinción del arco.

Basado en la revisión bibliográfica, no existen trabajos directamente relacionados a determinar el valor del tiempo muerto en función de la potencia de transferencia. No obstante, diferentes trabajos relacionados con el tiempo muerto, es decir en determinar el instante de extinción del arco han sido presentados. En este contexto, en [4-13], se presentan diferentes técnicas basadas en el análisis de armónicos, donde se usa la amplitud de la segunda, tercera y quinta armónica. Posteriormente, para detectar la extinción del arco secundario, se usa la componente DC debido a la asimetría entre las señales de voltaje. Esas señales son analizadas usando la Transformada Wavelet TW por medio de la wavelet madre daubechies 6 db6. Otros trabajos usan el valor RMS con el objetivo de determinar el tiempo de extinción del arco [14-15]. Sin embargo, similar al ajuste del TM usado tradicionalmente por los relés de protección, este tiempo puede no ser lo suficientemente largo para la extinción completa del arco. En [16] se presenta una metodología para el tiempo de extinción de arco basado en la evaluación de energía transitoria. En [17-18], se presentan dos procesos basados en la Transformada de Fourier Rápida TFR para determinar el tiempo de recierre.

En este sentido, este trabajo propone una metodología para determinar curvas características tiempo muerto vs potencia activa de transferencia que garanticen una máxima transferencia de potencia activa a través de las LTs, y estabilidad transitoria ante eventos de falla, apertura y recierre monofásico. Estas curvas características permiten determinar, desde el punto de vista de estabilidad transitoria, el valor más adecuado de ajuste del tiempo muerto de recierre monofásico y la potencia de despacho de la central.

Finalmente, este trabajo puede ser el punto de partida para estudios más avanzados como estudios de estabilidad transitoria donde el SEP sea modelado

mediante un equivalente dinámico (y no estático como la barra infinita), modelos dinámicos de arco secundario y su interacción con el SEP, métodos que permitan determinar la auto-extinción del arco secundario y estudios de ajuste de protecciones.

2. RECIERRE MONOFÁSICO Y SU IMPORTANCIA EN LA ESTABILIDAD TRANSITORIA

Un recierre exitoso ocurre cuando el arco secundario se auto extingue antes del tiempo muerto, según [19] para un SEP de 500kV, los esquemas de recierre monofásico tienen tiempos muertos preestablecidos típicamente entre 0.4 a 0.5s, esto se corrobora en [20] en donde el tiempo desde la apertura de la fase hasta que el aire recupera totalmente su propiedad aislante puede obtenerse de la ecuación, la misma está en función del nivel de voltaje de la LT.

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

Usando la ecuación (1) para un sistema de 500kV, el tiempo muerto resultante es de 25 ciclos, considerando una frecuencia de 60Hz, el tiempo muerto resultante es de 0.416s, esto está dentro del margen anteriormente establecido.

En este TM se produce el recierre con la falla despejada o no, por lo que resulta de gran importancia asegurar la extinción del arco secundario en este lapso de tiempo. Según [21], los tiempos de arco secundario medidos en pruebas de campo de recierre monofásico han mostrado una dispersión considerable alrededor del valor promedio, lo que significa una desviación estándar relativamente alta. Esto se debe a factores físicos muy variables que afectan la resistencia del arco secundario.

Bajo la consideración de alta dispersión, personal de protección y operación del sistema suele colocar un tiempo muerto seguro de 3 veces el promedio, esta situación lleva a que países industrializados opten por tiempos muertos alrededor de 1.5 a 2s, esto en términos de estabilidad significa que bajo condiciones de carga pesada, la estabilidad transitoria de las transmisiones de EAV se ve seriamente amenazada por tiempos muertos seguros-largos de recierre monofásico, solo porque en circunstancias excepcionalmente desfavorables, los arcos secundarios pueden durar entre 1,5 y 2s [21]. Debido al acoplamiento capacitivo y cuando la corriente de arco secundario se haya auto extinguido, aparece en la fase abierta un Voltaje Transitorio de Recuperación (TRV) el mismo actúa sobre el camino dejado por el arco secundario; si el primer pico supera un valor límite se puede producir el reencendido del arco secundario y continuar durante unos ciclos de apagado y reencendido del arco, manteniendo así la circulación de corriente de arco secundario [22].

Si se vuelve a cerrar en falla permanente, esto puede provocar una influencia adversa, por ejemplo, provocar otro sobre voltaje en el sistema y empeorar las condiciones de trabajo del interruptor [23] pero, aún luego de que se ha dado la extinción del arco secundario, un reenganche completo todavía depende de la capacidad de la fase conmutada para soportar la tensión transitoria en el instante de la reconexión. En LTs relativamente cortas, la corriente de arco secundario puede ser tan baja que la falla se extingue rápidamente y puede realizarse el recierre después de un ligero retraso. Con LTs más largas, se necesita algún tipo de acción para reducir la corriente de arco secundario.

3. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DEL SISTEMA A PRUEBA

En esta sección, se determina la potencia que puede ser transmitida bajo diferentes TMs. Para la metodología, se usa el ejemplo de SEP de Haginomori [24] con el fin de obtener la curva potencia-tiempo, la misma tiene el objetivo de detallar el comportamiento del sistema.

El sistema basado en [24], es simulado usando el software Alternative Transients Program ATP [25]. Ver Fig. 1.

Respecto al tiempo para extinción de arco secundario, se usa un valor de 200ms, y el tiempo para regeneración del aislamiento luego de la falla de 300ms, respectivamente.

Con estos parámetros a cumplir es claro que se impone un TM mayor o igual a 500ms, ya que por condiciones de seguridad no se considera tiempos menores al ya establecido, recordando que un tiempo menor puede garantizar la estabilidad, pero el objetivo del trabajo consiste en aumentar progresivamente el tiempo muerto y obtener la mayor potencia de transmisión.

Con respecto a los parámetros del SEP usado, este está compuesto de un sistema de generación, el modelo de máquina a usar en ATP es el 58 o modelo en el dominio de fase. En la opción output se seleccionan los elementos de salida que sirven para la medición de los parámetros de ingreso a los controladores (AVR y PSS), se debe recalcar que primero debe pasar por un proceso en el cual se acondiciona la señal, esto se lo realiza mediante un TAC que hace las veces de medidor.

Respecto al transformador, en este caso se usa el modelo denominado Hybrid Transformer – XFMR. Las líneas aéreas son simuladas usando el modelo dependiente de frecuencia con matriz de transformación constant JMarti [26].

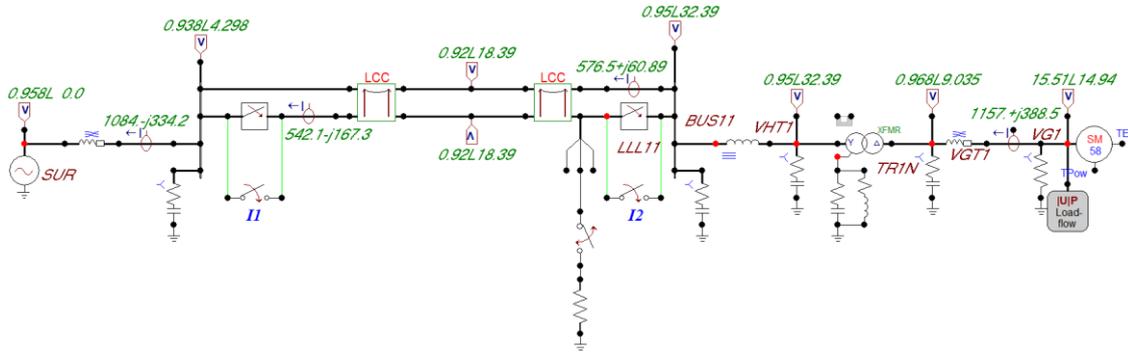


Figura 1: Sistema Eléctrico de Potencia Simulado

4. DETERMINACIÓN DE TIEMPOS MUERTOS DE RECIERRE MONOFÁSICO EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA DE DESPACHO Y ESTABILIDAD TRANSITORIA

Con las aclaraciones realizadas en el punto anterior referente al uso de ATP, se procede a realizar el análisis de los tiempos muertos de recierre monofásico en función de la potencia de despacho y estabilidad transitoria del SEP mostrado en la Fig. 1. Se considera un tiempo muerto mayor a 500ms, y se considera los tiempos muertos correspondientes a 0.5s, 1s, 1.5s, 2s, 2.5s y 3s, respectivamente.

4.1. Tiempo muerto de 0.5s

En este caso, se analiza la potencia límite a soportar sin que se pierda la estabilidad usando este tiempo de recierre monofásico, el límite se considera a la potencia que al aumentar un MW lleve a la pérdida de estabilidad.

La Fig. 2 muestra la curva de oscilación de la máquina con un tiempo muerto de 500ms y una potencia de despacho de 1300MW (máxima potencia posible).

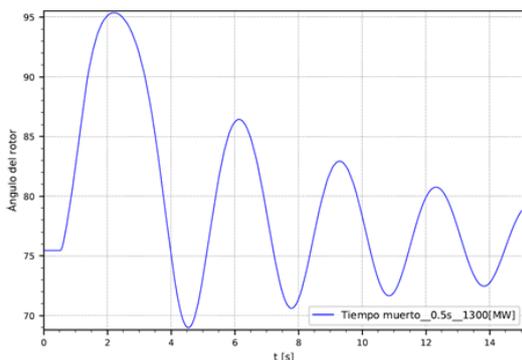


Figura 2: Curva de oscilación del rotor con un tiempo muerto de 0.5s y máxima potencia de despacho (1300 MW)

En la Fig. 2 es posible ver que con una apertura y recierre monofásico ante una falla y considerando 0.5s de tiempo muerto, la máquina síncrona no pierde estabilidad, si bien oscila, no significa una pérdida de sincronismo ya que estas oscilaciones se amortiguan

una vez recuperada la fase en falla, lo cual afirma que se puede despachar 1300MW considerando un tiempo mínimo de recierre de 0.5s ante una falla monofásica.

4.2. Tiempo muerto de 1s

Para este tiempo muerto se busca un valor límite de potencia de despacho soportado sin perder estabilidad transitoria. La Fig. 3 muestra las curvas de oscilación de la máquina, la Fig. 3a representa una potencia de despacho de 1231MW y la Fig. 3b representa una potencia de despacho de 1230 MW, respectivamente.

En la Fig. 3a se puede observar que al considerar un tiempo muerto de 1s, y despachar una potencia de 1231MW, el sistema, luego de una falla pierde completamente la estabilidad, mientras que en la Fig. 3b, es claro que al disminuir 1MW y despachar 1230MW, considerando las mismas condiciones de falla, el sistema es capaz de mantener la estabilidad luego de una falla monofásica, se observa que las oscilaciones se amortiguan y no hay pérdida de sincronismo. Por lo tanto, se puede afirmar que, con un tiempo muerto de 1s, la potencia de despacho sin que se pierda estabilidad es de 1230 MW.

4.3. Tiempo muerto de 1.5s

Con este tiempo muerto, se presentan en la Fig. 4 los resultados referentes a la oscilación del ángulo de la máquina.

La Fig. 4a muestra la oscilación del ángulo de la máquina considerando una potencia de despacho de 1196MW, se aprecia que se pierde el sincronismo provocando la pérdida de estabilidad, mientras que en la Fig. 4b se reduce 1MW a la potencia de despacho, teniendo 1195MW, esto supone conservar el sincronismo y por ende la estabilidad ante una falla monofásica.

4.4. Tiempo muerto de 2s

La Fig. 5 muestra las curvas de oscilación de la máquina ante una falla monofásica y con dos diferentes potencias de despacho. Como se puede observar en la Fig. 5a con una potencia de despacho de 1180MW, y un

tiempo muerto de 2s, luego de una falla monofásica, se pierde la estabilidad de la máquina, mientras que en la Fig. 5b, es claro que con 1179MW de despacho, el sistema mantiene el sincronismo aun oscilando por lo tanto la máquina se mantiene estable luego de una falla monofásica.

4.5. Tiempo muerto de 2.5s

La Fig. 6 muestra las curvas de oscilación de la máquina ante una falla monofásica y con dos diferentes potencias de despacho. La Fig. 6a muestra que se pierde la estabilidad al despachar 1173MW luego de una falla monofásica, en tanto la Fig. 6b muestra que al disminuir el despacho a 1172MW, se mantiene la estabilidad luego de una falla monofásica.

Similar análisis es realizado para un tiempo muerto de 3s. Sin embargo, debido al espacio disponible, los autores consideran no presentar este caso.

La Fig. 6a muestra que se pierde la estabilidad al despachar 1173MW luego de una falla monofásica, en tanto la Fig. 6b muestra que al disminuir el despacho a 1172MW, se mantiene la estabilidad luego de una falla monofásica.

En base a los resultados obtenidos, la Tabla 2 resume las potencias de despacho límite y sus respectivos tiempos muertos en los cuales no se pierde estabilidad en el sistema aun considerando que este oscila luego de la perturbación y recuperación de la LT.

La Fig. 6a muestra que se pierde la estabilidad al despachar 1173MW luego de una falla monofásica, en tanto la Fig. 6 muestra que al disminuir el despacho a 1172MW, se mantiene la estabilidad luego de una falla monofásica.

En base a los resultados obtenidos, la Tabla 2 resume las potencias de despacho límite y sus respectivos tiempos muertos en los cuales no se pierde estabilidad en el sistema aun considerando que este oscila luego de la perturbación y recuperación de la LT.

Tabla 2: Tiempo muerto vs potencia de despacho límite sin pérdida de estabilidad

Tiempo muerto (s)	Potencia de despacho (MW)
0.5	1300
1	1230
1.5	1195
2	1179
2.5	1172
3	1169

La Fig. 7 muestra la curva potencia – tiempo muerto, que ejemplifica el comportamiento del sistema y bajo la cual se cumple un estado de estabilidad transitoria. Esta curva resulta como el objetivo principal de la metodología propuesta.

4.6. Análisis por cambio de potencia durante el recierre y sincronización

Cuando se da un evento de falla u operación anormal del sistema cerca de la estación de energía, se produce un cambio repentino del momento eléctrico del generador e induce vibraciones torsionales en la turbina eje de la unidad generadora [27].

Las oscilaciones de torsión influyen acumulativamente en la fatiga del material y acortan la vida útil del eje; la magnitud de esos efectos depende en gran medida de los valores de amplitud. El eje de una máquina generadora está diseñado para soportar hasta varias docenas de choques fuertes ocasionados por ejemplo, por cortocircuitos cercanos al generador o intentos fallidos de sincronización y un número muy elevado de choques más leves causados por perturbaciones remotas o menores por ejemplo, el cambio de línea a pequeñas diferencias de ángulo [27].

Basado en [27], para que no se afecte la vida útil real de un eje, luego de una perturbación, el cambio en la salida de un generador eléctrico debe ser inferior al 50% (0.5 p.u) de su potencia activa nominal para que la conmutación en la línea sea segura. De acuerdo al criterio del 50% de cambio de potencia, para un análisis se considera el pico máximo de potencia que se da en el momento de sincronización, así como la potencia a la cual se tenía el sistema antes de darse este pico, siendo la diferencia ΔP la que indique si se ha superado o no el límite del 50% de la potencia activa nominal de la máquina. La Fig. 8 muestra un ejemplo de cómo se considerarían estos valores y se obtiene ΔP .

Cabe aclarar que como se ve en Fig. 8, el recierre y sincronización no se dan en el punto máximo de la oscilación, se debe considerar que si se ajusta el tiempo muerto y este coincide el recierre y la sincronización en el punto máximo de la primera, segunda o tercera oscilación, el cambio de potencia ΔP puede ser mayor que si se diese el recierre en la parte baja de estas oscilaciones lo que ya supondría en ese instante una violación por cambio de potencia, para esos casos, estudios deben ser realizados.

Las oscilaciones torsionales tienen una amortiguación natural baja, por lo tanto, dos perturbaciones que ocurren durante un corto período de tiempo podrían dar como resultado oscilaciones mucho mayores de las que causarían por separado. Por esto, si las operaciones de conmutación se llevan a cabo cerca de una central eléctrica, es necesario separarlas a tiempo y de acuerdo a [27] este tiempo debe ser al menos 10s.



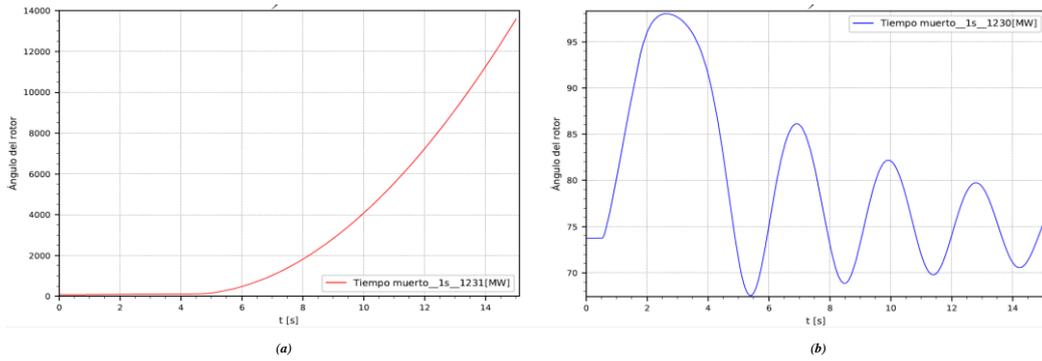


Figura 3: Curvas de oscilación del rotor con un tiempo muerto de 1s, a) potencia de despacho de 1231MW, b) potencia de despacho de 1230MW.

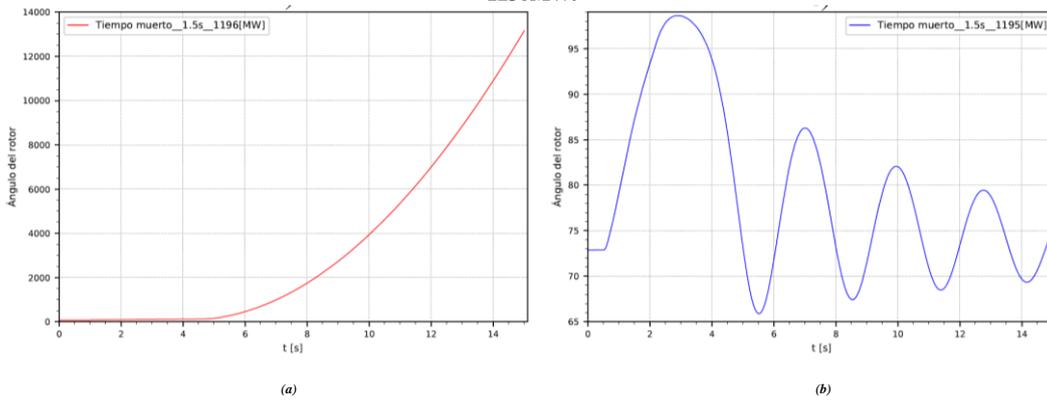


Figura 4: Curvas de oscilación del rotor con un tiempo muerto de 1.5s y potencias de despacho de a) 1196MW y b) 1195MW.

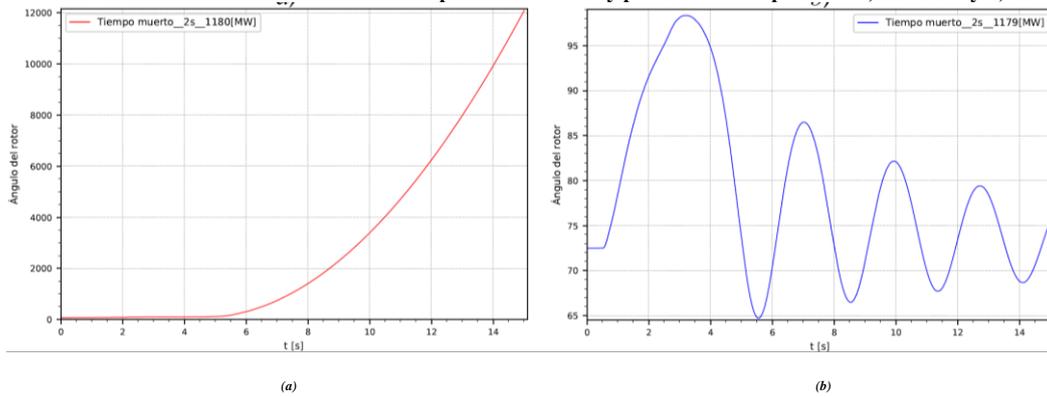


Figura 5: Curvas de oscilación del rotor con un tiempo muerto de 2s y potencias de despacho de a) 1180MW y b) 1179MW.

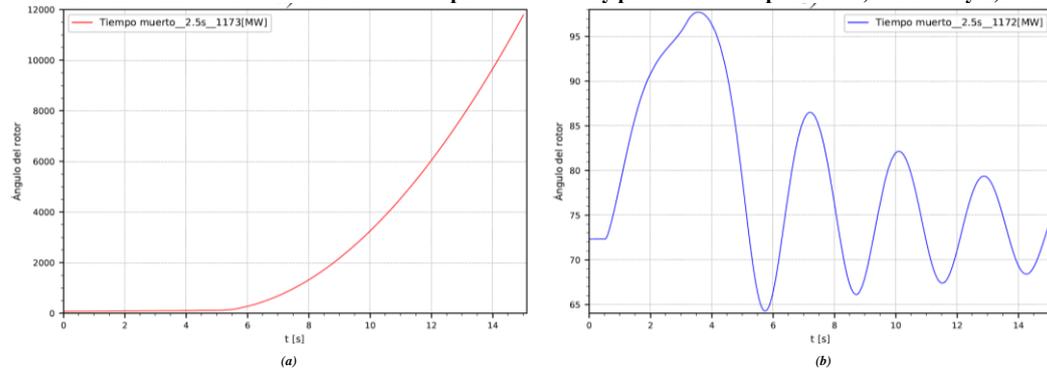


Figura 6. Curvas de oscilación del rotor con un tiempo muerto de 2.5s y potencias de despacho de a) 1173MW y b) 1172MW.

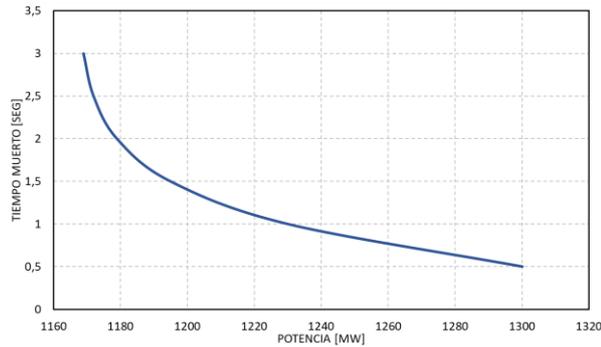


Figura 7: Curva Potencia de despacho vs Tiempo muerto bajo condiciones de estabilidad transitoria.

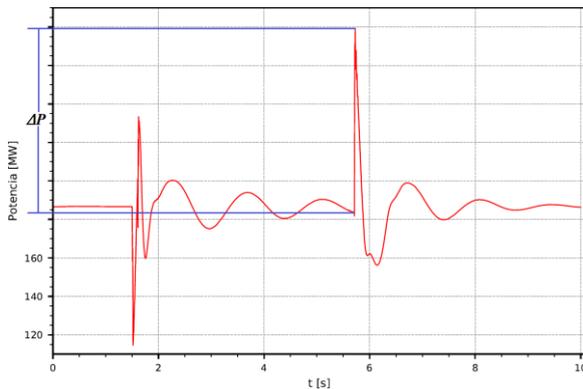


Figura 8: Límites para obtener ΔP considerando un cambio de potencia máximo del 50% de la potencia activa nominal de una máquina.

5. CONCLUSIONES

Este trabajo propone una metodología para determinar curvas características tiempo muerto vs potencia activa de transferencia que garanticen una máxima transferencia de potencia activa a través de las LTs.

Resultados muestran que, al incrementar el tiempo muerto, la potencia de despacho tiende a volverse similar. En este sentido, al cambiar de un tiempo muerto de 0.5s a 1s, la potencia de despacho se reduce de 1300MW a 1230MW, pero al pasar de un tiempo muerto de 2.5s a 3s, la potencia de despacho se reduce de 1172MW a 1169MW, concluyendo que un tiempo muerto mayor no significaría una reducción considerable de la potencia.

Tradicionalmente en los relés de protección, un tiempo muerto constante es ajustado para el recierre. Sin embargo, basado en los resultados de esta investigación, es claro que únicamente un valor de tiempo muerto no necesariamente debe ser el adecuado, debido a que debe realizarse un estudio en función de la potencia de despacho.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Universidad Politécnica Salesiana.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] L. W. Pérez Naranjo, "Modelación de recierre monofásico para estudios de Estabilidad Transitoria," Escuela Politécnica Nacional, 1979.
- [2] M. Kizilcay and T. Priok, "Digital simulation of fault arcs in power systems" European trans. on electrical power, vol.1, pp. 55-60 1991.
- [3] Ivan M. Dudurych, T.J. Gallagher, Eugeniusz Rosolwski. Arc Effect on Single-Phase Reclosing time of a UHV power transmission line. IEEE trans on power delivery, vol 19, N°2 April 2004.
- [4] Ahmed R. Adly, Ragab A. El-Sehiemy, Almoataz Y. Abdelaziz & Said A. Kotb (2017): An Accurate Technique for Discrimination between Transient and Permanent Faults in Transmission Networks, Electric Power Components and Systems, DOI: 10.1080/15325008.2016.1266063
- [5] Naimi, H.M., Hasanzadeh, S., and Pasand, M. S., "Discrimination of arcing faults on overhead transmission lines for single pole auto-reclosure," Eur. Trans. Elect. Power, Vol. 23, No. 8, pp. 1523–1535, 2013.
- [6] Radojevi, Z. M., "Numerical algorithm for adaptive single pole autoreclosure based on determining the secondary arc extinction time," Electr. Power Compon. Syst., Vol. 34, No. 7, pp. 739–745, 2006.
- [7] Jamali, S., and Parham, A., "New approach to adaptive single pole auto-reclosing of power transmission lines," IET Gener. Transm. Distrib., Vol. 4, No. 1, pp.115–122, 2010.
- [8] Radojevi, Z., and Shin, J., "New digital algorithm for adaptive re-closing based on the calculation of the faulted phase voltage total harmonic distortion factor," IEEE Trans. Power Del., Vol. 22, No. 1, pp.37–41, 2007.
- [9] Khodadadi, M., Noori, M. R., and Shahrtash, S., "A non-communication adaptive single-pole autoreclosure scheme based on the ACUSUM algorithm," IEEE Trans. Power Del., Vol. 28, No. 4, pp. 2526–2533, 2013.
- [10] Luxenburger, R., and Schegner, P., "Determination of secondary arc extinction time and characterization of fault conditions of single-phase autoreclosures," Proceedings of International Conference on Future Power Systems, Amsterdam, pp. 1–5, Nov. 2005.

- [11] Golshan, M. E. H., and Golbon, N., "Detecting secondary arc extinction time by analyzing low frequency components of faulted phase voltage or sound phase current waveforms," *J. Elect. Eng.*, Vol. 88, No. 2, pp.141–148, 2006.
- [12] Jamali, S., and Parham, A., "One terminal digital algorithm for adaptive single pole auto-reclosing based on zero sequence voltage," *Iran. Elect. Electron. Eng.*, Vol. 4, No. 3, pp.71–78, 2008.
- [13] Chen, Z., Zhang, B. H., Bo, Z. Q., and Redfern, M. A., "Adaptive optimal reclosure based on analysis of fault current transients," *Power Engineering Society General Meeting*, pp. 2118– 2121, 2003.
- [14] Ngamsanroj, K., Premrudeepreechacharn, S., and Watson, N. R., "500 kV single phase reclosing evaluation using simplified arc model," *Emerg. Technol. Adv. Eng.*, Vol. 4, No. 6, pp. 1–12, 2004.
- [15] Ahn, S., Kim, C., Aggarwal, R. K., and Johns, A. T., "An alternative approach to adaptive single pole auto-reclosing in high voltage transmission system based on variable dead time control," *IEEE Trans. Power Del.*, Vol. 16, No. 4, pp. 676–686, 2001.
- [16] Lin, X., Wang, B., Bo, Z. Q., and Klimek, A., "An intelligent adaptive reclosure scheme for high voltage transmission lines," *Proceedings of International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems*, pp. 1–6, 2007.
- [17] Zahlay, F. D., Rama Rao, K. S., and Ibrahim, T. B., "A new intelligent autoreclosing scheme using artificial neural network and Taguchi's methodology," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, Vol. 47, No.1, pp. 306–313, 2010.
- [18] Zoric, K. J., Jejina, N. D., and Djuric, M. B., "Secondary arc faults detection and determine arc extinction time on overhead lines using neural network," *Electr. Mach. Power Syst.*, Vol. 28, No. 1, pp. 79–85, 2000.
- [19] K. Ngamsanroj, S. Premrudeepreechacharn, and N. R. Watson, "500 kV Single Phase Reclosing Evaluation Using Simplified Arc Model," *IJETAE*, vol. 4, no. 6, pp. 1–12, 2014.
- [20] L. Dután and J. Cepeda, "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, 2018.
- [21] L. Rácz, "Transient Stability improvement of EHV power transmissions by adaptive single-pole reclosing," *Period. Polytech. Electr. Eng.*, vol. 29, p. 10, 1985.
- [22] L. Dután and W. Dután, "Sintonización de reactores de neutro en líneas de 500 kV del sistema eléctrico ecuatoriano," *XXVI Jorandas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica - EPN*, Quito, p. 9, 2016.
- [23] S. Hong-chun et al., "Research of Transient Stability Margin Affected by Single-phase Reclosing," in *International Conference on Power System Technology Research*, 2006, pp. 1–4.
- [24] E. Haginomori, T. Koshiduka, J. Arai, and H. Ikeda, *Power System Transient Analysis: Theory and Practice using Simulation Program (ATP-EMTP)*, 1st ed. John Wiley & Sons, Ltd., 2016.
- [25] "ATP DRAW Version 3.5 for Windows 9x/NT/2000/XP Users' Manual," SINTEF Energy Research–Norwegian Univ. Sci. Technol., Trondheim, Norway, 1999.
- [26] J. R. Marti, "Accurate modeling of frequency-dependent transmission lines in electromagnetic transient simulations," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-101, no. 1, pp. 147–157, Jan. 1982.
- [27] A. Kałol, B. Sobczak, and R. Trębski, "Investigation of the impact of switching a heavily loaded transmission line on operation of a power plant with turbine-generator units," *Acta Energética*, pp. 23–28.



John Morales.- Nació en Cuenca, Ecuador en 1985. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Politécnica Salesiana en 2008; de Doctor en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan en 2014. Sus campos de investigación están relacionados con los relés de protección, transitorios electromagnéticos.



Paul Dután.- Nació en Azogues en 1991. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Politécnica Salesiana en 2019. Su su campo de investigación se encuentra relacionado con la Estabilidad Transitoria.