



TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Efecto de los cortocircuitos en la estabilidad de frecuencia de redes eléctricas débiles

Effect of the short circuits on the frequency stability of electric weak nets

Ing. Marino Adrian Godoy Arcia¹, Dr. C. Zaid Garcia Sánchez², Ing. Daniel
Hernández Morales³, Ing. Isidro Fraga Hurtado⁴

1- Marino Adrian Godoy Arcia. Refinería Cienfuegos S.A, Cuba.

E-mail: marinoga@nauta.cu

2- Zaid Garcia Sánchez. Universidad de Cienfuegos, Cuba.

E-mail: zaidgarciasanchez78@gmail.com

3- Daniel Hernández Morales. Empresa Eléctrica Cienfuegos, Cuba.

E-mail: danielhm@eleccfg.une.cu

4- Isidro Fraga Hurtado. Refinería Cienfuegos S.A, Cuba.

E-mail: ifraga@refcfg.cu



Resumen

Problemática: la clasificación más aceptada y actualizada de la estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, no considera a los cortocircuitos dentro de las posibles perturbaciones que pueden conllevar a la inestabilidad de frecuencia, pues en la conformación de tal clasificación solo se pensó en sistemas de potencia grandes y fuertemente interconectados, no en sistemas de potencia débiles como es el caso de los sistemas insulares. **Objetivo:** evaluar el efecto de los cortocircuitos en la estabilidad de frecuencia de sistemas de potencia débiles. **Metodología:** se realizó un estudio explicativo, experimental utilizando un régimen patrón propuesto por el Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (IEEE) para evaluar el comportamiento de la velocidad angular y la frecuencia de sus generadores ante un cortocircuito, analizando el estado de potencia activa previa y posterior a la ocurrencia de la falla. **Resultados y discusión:** cuando la relación R/X de la red es mayor que uno, los generadores llegan a frenarse ante un cortocircuito. Ante un cortocircuito, mientras mayor es la razón R/X vista desde el generador hasta el punto de falla, más tiende a disminuir la frecuencia y mientras menor sea, más tiende a aumentar la frecuencia. El tiempo de duración de la falla no influye en la magnitud de la excursión de frecuencia de cada máquina. La magnitud de las excursiones de frecuencia es proporcional a la magnitud de los cortocircuitos. **Conclusión:** En sistemas de potencia débiles, los cortocircuitos pueden condicionar la inestabilidad debido a las grandes excursiones de frecuencia que producen.

Abstract

Problematic: the most accepted and updated classification of the stability of electrical power systems, does not consider short circuits within the possible disturbances that can lead to frequency instability because in the conformation of such classification only thought of large and strongly interconnected power systems, not weak power systems as is the case of island systems. **Objective:** to evaluate the effect of short circuits in the frequency stability of weak power systems. **Methodology:** an explanatory, experimental study was carried out using a standard regime proposed by the Institute of Electrical and Electronic Engineering (IEEE) to evaluate the behavior of the angular velocity and the frequency of its generators when a short circuit occurs, analyzing the state of active power before and after to the occurrence of the failure. **Results and discussion:** when



the R/X ratio of the network is greater than one, the generators are slowed down by a short circuit. In the case of a short circuit, the greater the R/X ratio seen from the generator up to the point of failure, the more the frequency tends to decrease; and the lower it is, the more the frequency tends to increase. The duration of the failure does not influence the magnitude of the frequency excursion of each machine. The magnitude of the frequency excursions is proportional to the magnitude of the short circuits.

Conclusions: *In weak power systems, short circuits can condition instability due to the large frequency excursions they produce.*

Palabras Clave: Cortocircuito, Estabilidad, Frecuencia, Débil.

Keywords: *Short circuit, Stability, Frequency, Weak.*

1. Introducción

La estabilidad de los sistemas de potencia (SP) constituye un problema esencialmente único; sin embargo, las diversas formas de inestabilidad que una red puede manifestar, impiden que tal fenómeno pueda ser entendido correctamente y tratado de manera efectiva al ser considerado como tal. Debido a la alta dimensionalidad y a la complejidad de los problemas de estabilidad, representa de gran ayuda simplificar las suposiciones para analizar tipos específicos de problemas usando una representación del sistema con un apropiado grado de detalle y técnicas analíticas. El análisis de estabilidad, incluyendo la identificación de factores claves que contribuyen a la inestabilidad y el diseño de métodos para mejorar el funcionamiento estable de los sistemas eléctricos, son enormemente facilitados al clasificar apropiadamente la estabilidad en diferentes categorías [1, 2].

La clasificación de estabilidad más reciente y aceptada hasta el momento, es la dictaminada por el "Grupo de Trabajo Conjunto sobre Términos y Definiciones de Estabilidad" de la CIGRE/IEEE. Esta nueva clasificación de la estabilidad de SP difiere ligeramente de la antes dada por parte del señor Prabha Kundur, pues en ella además de tenerse en cuenta la estabilidad del ángulo del rotor y la estabilidad de voltaje, también es considerada la estabilidad de frecuencia [1]. Además, tiene la peculiaridad de no considerar a los cortocircuitos dentro de las posibles perturbaciones que pueden conllevar a la inestabilidad de frecuencia, pues en la conformación de tal clasificación solo se pensó en SP grandes y fuertemente interconectados, no en sistemas de potencia

débiles como es el caso de los sistemas insulares, que son pequeños y están débilmente interconectados.

La figura 1.1 muestra la clasificación más actualizada que se ha fundamentado sobre los problemas de estabilidad en los SP, identificando sus categorías y subcategorías.

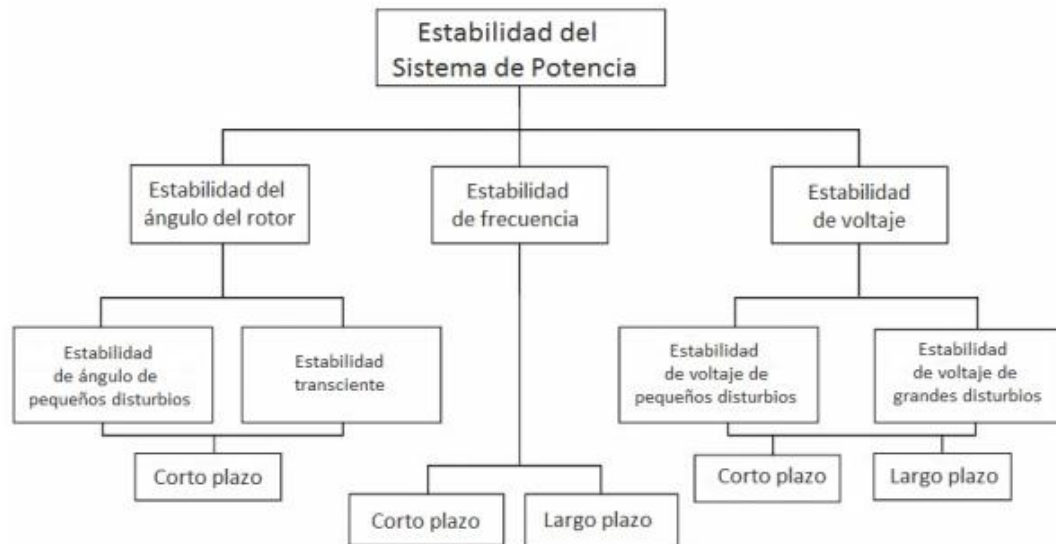


Figura 1.1: Clasificación más actualizada de la estabilidad de SP [1-4].

1.1 Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener una frecuencia constante después de una perturbación grave, resultando en un desequilibrio significativo entre la generación y la carga [5]. Ello depende de la capacidad de mantener/restaurar el equilibrio entre la generación y la carga del sistema, con la menor pérdida de carga posible. La inestabilidad que puede producirse se manifiesta en forma de oscilaciones de frecuencia sostenidas que conducen al disparo de las unidades generadoras y/o las cargas [1].

Los trastornos severos del sistema generalmente resultan en grandes excursiones de frecuencia, flujos de potencia, voltaje y otras variables del sistema, invocando las acciones de procesos, controles y protecciones que no están modelados en la estabilidad transitoria convencional o en los estudios de estabilidad de voltaje. Estos procesos pueden ser muy lentos como la dinámica de una caldera, o solo se pueden desencadenar para condiciones extremas del sistema como el disparo de las protecciones volts/Hertz de los generadores. En grandes SP interconectados, este tipo de situación es más comúnmente asociado con las condiciones existentes después de la división de los



sistemas en islas. En este caso, la estabilidad es una cuestión de si cada isla alcanzará o no un estado de equilibrio operacional con una mínima pérdida no intencional de carga, equilibrio que es determinado por la respuesta global de la isla en base a su frecuencia promedio y no basándose en el movimiento relativo de las máquinas. En general, los problemas de estabilidad de frecuencia son asociados con deficiencias en las respuestas del equipamiento, con una coordinación deficiente del equipamiento de protección y control, o con una reserva de generación insuficiente. En sistemas aislados, la estabilidad de frecuencia podría ser motivo de preocupación ante cualquier disturbio que cause una pérdida de carga o generación relativamente significativa [1].

Durante las excursiones de frecuencia, los tiempos característicos de los procesos y los dispositivos que son activados se extenderán desde fracciones de segundos (correspondiente a la respuesta de dispositivos tales como los de desconexión de carga por baja frecuencia y los controles y protecciones del generador) a varios minutos (correspondiente a la respuesta de dispositivos tales como los sistemas de suministro de energía del motor primario y los reguladores del voltaje de la carga). Por lo tanto, como se puede observar en la figura 1.1, la estabilidad de frecuencia puede ser un fenómeno a corto o a largo plazo. Un ejemplo de inestabilidad de frecuencia a corto plazo puede ser la formación de una isla subgenerada con insuficiente desconexión de carga por subfrecuencia, de modo que la frecuencia decaiga rápidamente causando el apagón de la isla en pocos segundos. Por otro lado, pueden presentarse situaciones más complejas en las que la inestabilidad de frecuencia puede ser causada por los controles de exceso de velocidad de la turbina de vapor o por la protección y los controles de la caldera/reactor, los cuales son fenómenos a más largo plazo con un marco de tiempo de interés que va desde decenas de segundos hasta varios minutos [1].

2. Metodología

La presente investigación constituye un estudio explicativo que utiliza el método experimental para dar cumplimiento al objetivo propuesto, ya que se enfoca en evaluar el comportamiento de la velocidad angular y la frecuencia de los generadores de un SP débil ante la ocurrencia de un cortocircuito. Para ello, lo principal fue analizar el estado de potencia activa previa a la ocurrencia de la falla e inmediatamente después del despeje de la misma. La comparación de ambos estados nos brindó la información de cómo cambia el frenaje electromagnético de la máquina sincrónica, y por ende, de cómo



se comportan la frecuencia y la velocidad angular del generador ante la ocurrencia de cortocircuitos. Como objetos de prueba fueron utilizados tres regímenes, dos creados por los autores y uno propuesto por el IEEE. Tales regímenes fueron simulados utilizando el software *Power System Explorer* (PSX), versión 18.1, el cual constituye un potente programa de simulación de redes de transmisión creado por un grupo de especialistas del Centro de Estudios de Electroenergética (CEE) de la Facultad de Ingeniería Eléctrica (FIE) de la Universidad Central "Marta Abreu" de las Villas y está certificado por la Unión Nacional Eléctrica (UNE) como de excelencia, pues constituye una herramienta de gran versatilidad cuando de simulación de redes de transmisión se trata ya que permite realizar estudios de flujos de carga (rápido acoplado o rápido desacoplado), flujo de carga óptimo, cortocircuitos y estabilidad [6].

3. Resultados y discusión

El siguiente esquema monolineal constituye una de las formas más sencillas de observar el comportamiento de la velocidad angular de un generador, pues este se encuentra operando de forma individual en el SP. Tal caso es difícil de encontrar, pero se puede condicionar si al independizarse una parte del sistema, por una determinada causa, la sección asilada se ve sometida a grandes disturbios como los cortocircuitos. La figura 3.1 muestra el esquema de prueba sencillo que fue utilizado como patrón en el estudio.



Figura 33.1: Régimen de prueba de un generador [7].

A continuación se muestra una tabla resumen y varias gráficas a través de los cuales se exponen los resultados de las diferentes simulaciones que le fueron hechas al esquema de prueba sencillo. Las mismas se hicieron variando algunos de los parámetros del esquema de prueba con el objetivo de diversificar las condiciones y complementar así los resultados obtenidos.

Es necesario aclarar que en todos los casos ocurre un cortocircuito trifásico en la barra C y el intervalo de análisis está comprendido desde 1 segundo hasta 1.13 segundos.



Tabla 3.1: Tabla resumen [7].

Z de la línea (Ω)	Carga en la barra C (MVA)	Diferencia de velocidad angular del generador (Ciclos/s)	Diferencia de Potencia Activa del generador (MW)
1+j1	1+j1	60 - 58.89 = 1.11	01.04 - 14.84 = 13.80
1+j1	8+j8	60 - 59.54 = 0.46	08.80 - 18.03 = 09.23
1+j1	8+j1	60 - 59.84 = 0.16	08.41 - 15.51 = 07.10
1+j2	8+j8	60 - 59.96 = 0.04	09.03 - 11.53 = 02.50
0.5+j1	8+j8	60 - 60.22 = 0.22	08.44 - 09.54 = 01.10
2+j1	8+j8	60 - 58.41 = 1.49	09.90 - 29.55 = 19.65

De la tabla anterior se observa que los mayores cambios en el estado de potencia activa son capaces de provocar los mayores cambios en los estados de velocidad angular de la máquina sincrónica. La dependencia de dicho comportamiento se debe al estado de carga en condiciones de pre-falla y a las características de la impedancia vista por el generador en camino a la falla.

A continuación se presentan las gráficas correspondientes a la simulación del caso de mayor excursión de frecuencia.

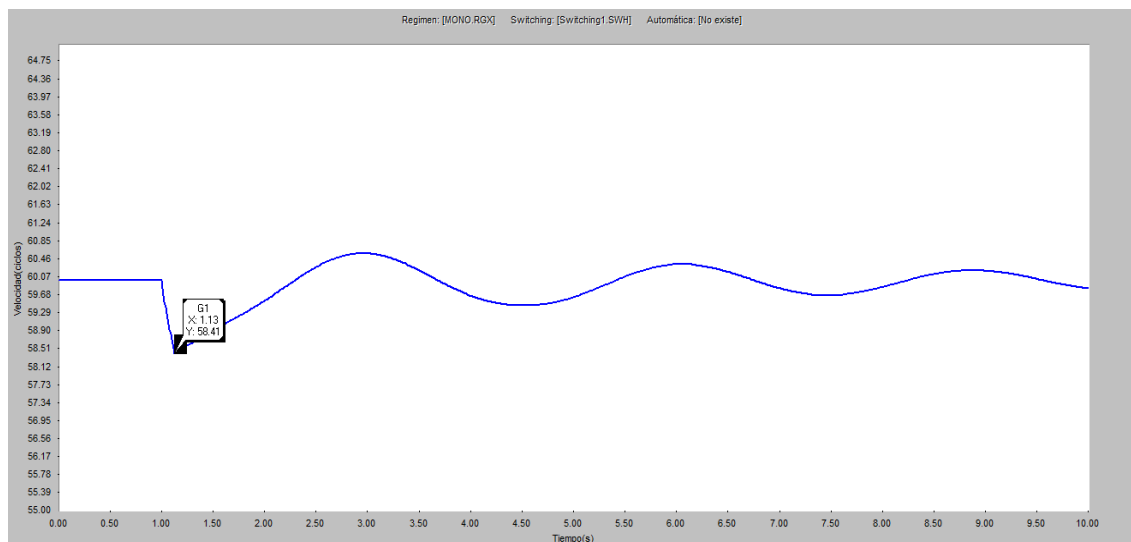


Figura 3.2: Velocidad angular del generador para Z de línea 2+j1 Ω y carga 8+j8 MVA [7].

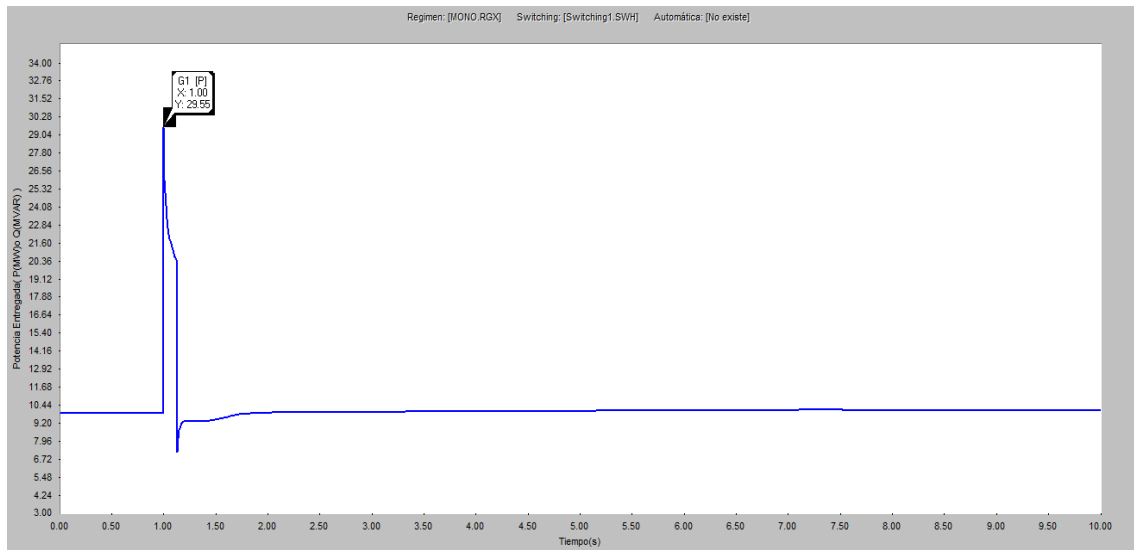


Figura 3.3: Potencia activa del generador para Z de línea $2+j1 \Omega$ y carga $8+j8$ MVA [7].

En la tabla 3.1, también se evidencia cómo la magnitud de las excursiones de frecuencia y potencia activa del generador se ven influenciadas fundamentalmente por las características de la impedancia existente desde el generador hacia el lugar de la falla y no por el estado de la carga, pues como se puede observar, la línea de mayor relación R/X es la que produce el cambio más significativo. Además se puede ver cómo indistintamente del estado de carga, la causa de que la máquina se frene o se acelere está en función de la relación R/X de la línea también. Ante un cortocircuito, para $R/X \geq 1$ la máquina síncrona tiende a frenarse y para $R/X < 1$ tiende a acelerarse, siendo la variación de velocidad y por ende de frecuencia proporcional a tal razón.

El régimen de a continuación, muestra de una forma sencilla la instalación de dos generadores síncronos a una subestación (barra C) a través de líneas con diferentes características, como se puede presenciar en la figura 3.4.

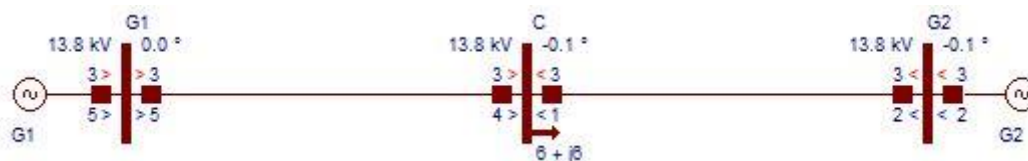


Figura 3.4: Régimen de prueba de dos generadores [7].

La línea de C-G2 es una línea con una relación R/X mayor que uno, como pueden presentarse en los circuitos de distribución; por el contrario, la línea C-G1 tiene una relación R/X menor que 1, rango que se acerca a la relación imperante en las redes de transmisión. Esta diferencia se ha hecho arbitrariamente y de forma intencional para denotar diferentes condiciones de pre-falla en cada generador. Cada línea en sí,



representa la impedancia equivalente de Thévenin desde el generador hasta la barra de la subestación, haciendo más simple el análisis, puesto que una línea sencilla equivalente es más simple que un sistema eléctrico interconectado. Los valores de resistencia y reactancia no fueron normalizados por ningún catalogo o guía, pero son valores que pueden existir en la realidad sin exageraciones. Los generadores utilizados tienen las mismas características (potencias, gobernadores de velocidad, reguladores de voltaje, masa inercial, etc.), tratando así, de que ambos entreguen la misma potencia activa a la subestación para disminuir las diferencias en condiciones de pre-falla y lograr que tales condiciones se concentren en las líneas.

La figura 3.5 muestra gráficamente las velocidades angulares de los generadores del régimen de prueba de la figura 3.4, ante la ocurrencia de un cortocircuito trifásico a tierra limpio en la barra de la subestación. El cortocircuito se manifiesta desde 1s hasta 1.13s, tiempo considerado para 8 ciclos en sistemas de 60Hz.

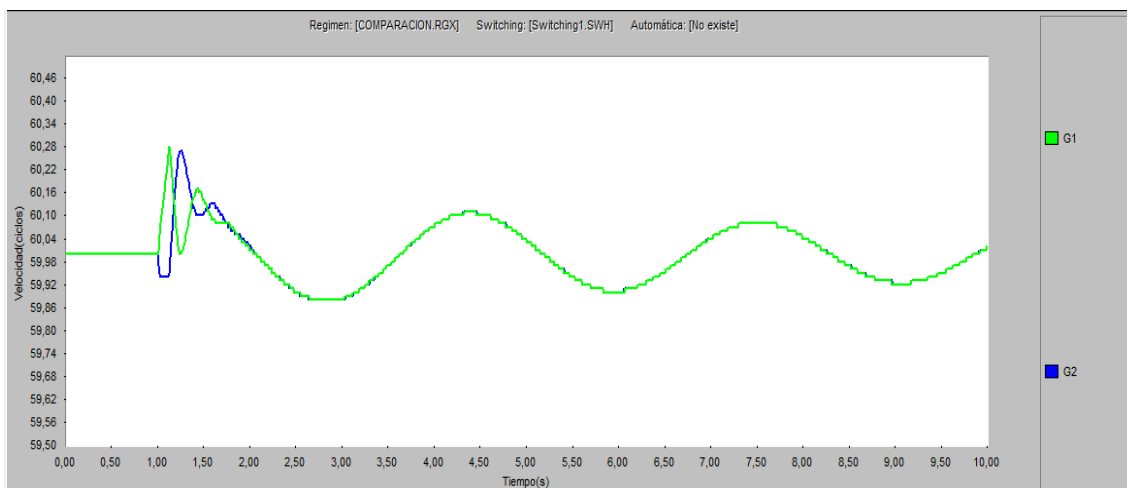


Figura 3.5: Velocidad angular de los generadores para un cortocircuito trifásico en la barra C [7].

El generador G1 (línea verde) aumenta su velocidad angular durante el cortocircuito, mientras el generador G2 (línea azul) la disminuye. Las velocidades de ambos generadores gobiernan la frecuencia en la barra de cada generador.

En la tabla 3.2, mostrada a continuación, se observan los resultados del estudio del cortocircuito para una fase al final del mismo.

Tabla 3.2: Datos de la fase A al final del cortocircuito (T=1.13s) [7].

Generadores	Va (kV)	Ia (kA)	Angulo entre V- I
G1	0.260 (-0.821°)	2.156 (-72.386°)	71.565°
G2	0.406 (-68.515°)	2.090 (-79.825°)	11.31°



Como se observa, el generador G1 posee una mayor diferencia angular entre los fasores de voltaje y corriente, por lo tanto, entrega un gran volumen de potencia reactiva al cortocircuito, sin embargo el generador G2 es el encargado de generar la potencia activa del cortocircuito. En la figura 3.6 se muestra el comportamiento de las potencias activas de ambos generadores durante el tiempo simulado.

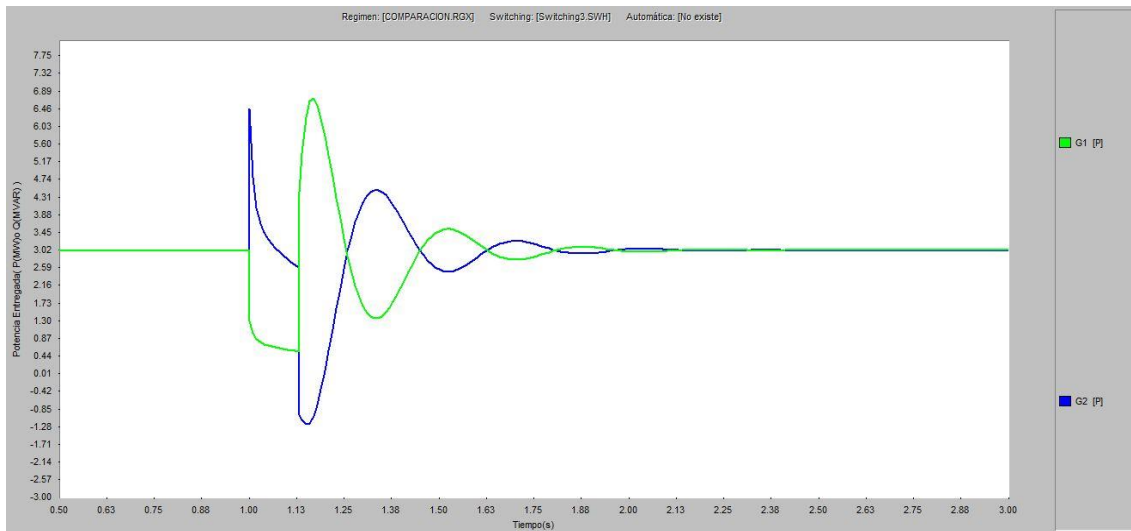


Figura 3.6: Potencia activa de los generadores para un cortocircuito trifásico en la barra C [7].

El aumento de potencia activa del generador G2 durante la ocurrencia del cortocircuito hace que se frene, sin embargo la ausencia de potencia activa del generador G1 hace que se acelere.

En la siguiente tabla se presentan los resultados de los voltajes y las corrientes en los terminales de los generadores para 3 tiempos de duración de la falla y en el instante final de la ocurrencia de la misma. También se ilustran las diferencias angulares entre la misma fase de ambos generadores (gris) y entre los voltajes y las corrientes de cada máquina (verde).

Tabla 3.3: Voltajes y corrientes de los generadores para 3 tiempos de duración de la falla [7].

Voltajes G1 (kV)	T=0 s	T=0.2 s	T=1.1 s
Va	0.405 (-15.883°)	0.283 (9.824°)	0.078 (78.860°)
Vb	0.405 (-135.883°)	0.283 (-110.176°)	0.078 (-41.140°)
Vc	0.405 (-104.883°)	0.283 (129.824°)	0.078 (198.860°)
Voltajes G2 (kV)			
Va	0.653 (-72.463°)	0.373 (-67.744°)	0.122 (168.288°)
Vb	0.653 (-192.463°)	0.373 (-187.744°)	0.122 (48.288°)



II Convención Científica Internacional 2019
Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas
CIENCIA, TECNOLOGÍA Y SOCIEDAD. PERSPECTIVAS Y RETOS

Vc	0.653 (47.537°)	0.373 (52.256°)	0.122 (288.288°)
$\Delta\theta$ entre VG1 y VG2	57°	77°	90°
Corrientes G1 (kA)			
Ia	3.365 (-87.448°)	1.979 (-61.741°)	0.644 (7.295°)
Ib	3.365 (-207.448°)	1.979 (-181.741°)	0.644 (-112.705°)
Ic	3.365 (32.552°)	1.979 (58.259°)	0.644 (127.295°)
Corrientes G2 (kA)			
Ia	3.360 (-83.772°)	1.919 (-79.054°)	0.629 (156.978°)
Ib	3.360 (-203.772°)	1.919 (-199.054°)	0.629 (36.978°)
Ic	3.360 (36.228°)	1.919 (40.946°)	0.629 (276.978°)
$\Delta\theta$ entre IG1 e IG2	4°	18°	149°
$\Delta\theta$ entre V-I G1	71.565°	71.565°	71.565°
$\Delta\theta$ entre V-I G2	11.31°	11.31°	11.31°

Los resultados demuestran que la diferencia angular entre los fasores de ambas máquinas aumenta según lo hace también el tiempo de cortocircuito. Sin embargo la diferencia angular entre el voltaje y la corriente de un mismo generador permanece constante, propiciando que en todo momento el generador G2 entregue el mayor volumen de potencia activa y por tanto se frene indistintamente del tiempo de duración de la falla.

Seguidamente se muestra en la figura 3.7 un régimen patrón de 14 nodos propuesto por el IEEE. Tal SP fue elegido como objeto de estudio debido a que es comparable con un sistema pequeño y débilmente interconectado, donde existen pocos grupos generadores y cargas no muy grandes.

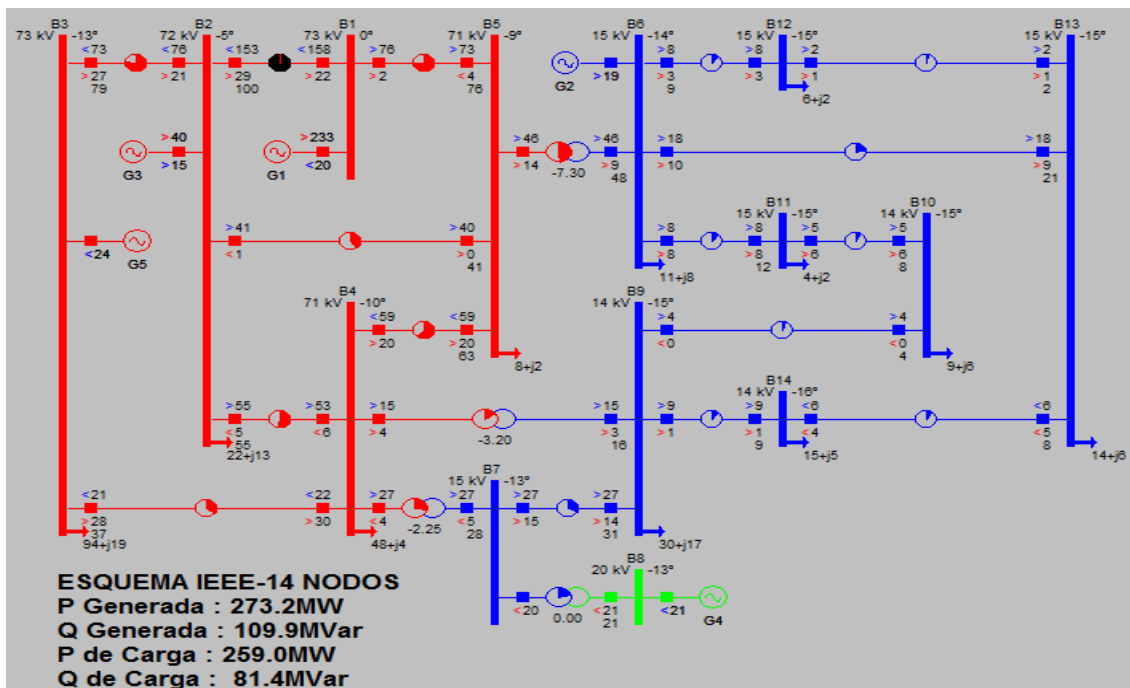


Figura 3.7: Monolineal del régimen patrón de 14 nodos de la IEEE [7].

Además, el régimen patrón de 14 nodos fue reconfigurado haciendo que sus líneas tengan una relación $R/X=1$. Los parámetros de las líneas fueron modificados con el propósito de acercarlo aún más a las características de un SP débil, obteniendo incluso la posibilidad de evaluar y comparar el comportamiento de la velocidad angular y la potencia activa de los generadores ante un cortocircuito, respecto al sistema original (relación $R/X<1$). En cada situación analizada es comparado el régimen patrón original ($R/X<1$) con su homólogo ($R/X=1$) y el tiempo de limpieza de las protecciones es de 8 ciclos.

Inicialmente fue seleccionada de forma aleatoria la barra B5 como sumidero para dos tipos de cortocircuitos, uno bifásico y otro bifásico a tierra. Para el análisis del comportamiento de la velocidad angular y la potencia activa, fueron escogidos los generadores G1 y G3 debido a su cercanía al lugar de la falla. De la situación anterior se pudo observar que las variables estudiadas manifestaron un comportamiento bastante similar en cada sistema (original y su homólogo) ante ambos tipos de cortocircuito, las leves divergencias fueron causadas por la magnitud de los cortocircuitos, los límites de velocidad y en que uno incluye tierra y el otro no. También ocurrió que en el sistema original (relación $R/X<1$) los generadores se aceleran y en el modificado (relación $R/X=1$) se frenan, ello se debe al cambio de entrega de potencia activa de los mismos en



el período antes-durante el cortocircuito, provocando que varíe entonces el torque electromagnético al cual está sometida la máquina sincrónica. Esta diferencia de frenaje electromagnético, aun cuando el torque mecánico entregado por el eje del generador desde su fuente primaria de potencia es prácticamente el mismo, tiende a variar la velocidad del generador según el caso.

Luego se analizó el comportamiento de las velocidades angulares de los generadores G1 y G3 en ambos regímenes patrones, pero esta vez, para la ocurrencia de todo tipo de cortocircuito en la barra B5. Ello se hizo con el propósito de conocer si el tipo de cortocircuito influye significativamente en el comportamiento de las variables estudiadas, o si este solo depende de las características del sistema. En el caso del régimen original (relación $R/X < 1$) se puede decir que la velocidad angular y por ende la frecuencia aumentan para todo tipo de cortocircuito, habiendo ocurrido la mayor excursión de velocidad para el cortocircuito trifásico. Para el régimen modificado (relación $R/X = 1$) los generadores se frenan para todo tipo de cortocircuito y nuevamente la mayor excursión de velocidad fue propiciada por el cortocircuito trifásico. Los resultados anteriores muestran que la velocidad angular de las máquinas se comporta de igual manera ante cualquier tipo de cortocircuito en el mismo lugar y para el mismo régimen patrón, además de que la magnitud de las excursiones está en función de la magnitud de la falla. Por otra parte se evidencia también que las características del sistema influyen en el comportamiento de la velocidad, pues en función de la relación R/X las máquinas pueden llegar a frenarse o acelerarse.

Finalmente fueron realizadas una serie de simulaciones en las que se consideran diferentes tipos fallas en diferentes elementos del SP, exclusivamente el régimen patrón modificado (relación $R/X = 1$). Las fallas consisten en: un cortocircuito trifásico en la barra B13, un cortocircuito monofásico en la barra B13, un cortocircuito trifásico en el 50% de la línea L13 (B3-B4) y un cortocircuito monofásico en el 50% de la línea L13 (B3-B4). La evaluación del comportamiento de las velocidades angulares de los generadores G1 y G3 para la ocurrencia de fallas en diferentes posiciones posibilita una caracterización más certera de cómo se comporta tal variable ante cortocircuitos en un SP débil. Al simular las situaciones anteriores se obtuvo que existen diferencias en cuanto al comportamiento de las velocidades angulares de los generadores según cambia el tipo de falla y la ubicación de la misma. Ante un cortocircuito trifásico en la



barra B13 el generador G3 se acelera abruptamente, llegando a alcanzar excursiones de frecuencia de hasta 0.25 Hz durante la amortiguación de las oscilaciones y el generador G1 se frena más ligeramente, llegando a efectuar excursiones de frecuencia de hasta 0.08 Hz en el período de amortiguación de las oscilaciones. Ante un cortocircuito monofásico en la barra B13 el generador G3 se acelera ligeramente, desarrollando excursiones de frecuencia de hasta 0.16 Hz en el período de amortiguación y el generador G1 prácticamente mantiene invariable su velocidad durante el cortocircuito, pero durante el período de amortiguación de las oscilaciones su frecuencia llega a alcanzar valores de hasta 60.06 Hz. Ante un cortocircuito trifásico en el 50% de la línea L13 (B3-B4) el generador G3 inicialmente se frena muy ligeramente y luego se acelera abruptamente, presentando excursiones de frecuencia de hasta 0.4 Hz durante la amortiguación de las oscilaciones mientras que el generador G1 se frena bruscamente, llegando a desarrollar excursiones de frecuencia de hasta 0.24 Hz en el período de amortiguación de las oscilaciones. Ante un cortocircuito monofásico en el 50% de la línea L13 (B3-B4) el generador G3 se acelera rápidamente, llegando a alcanzar excursiones de frecuencia de hasta 0.2 Hz en el período de amortiguación y el generador G1 se frena ligeramente, alcanzando excursiones de frecuencia de hasta 0.09 Hz durante la amortiguación. El hecho de que los generadores del sistema de potencia modificado (relación $R/X=1$) se frenen o se aceleren más ante cortocircuitos, se le confiere tanto a la distancia eléctrica existente entre los mismos y la falla, como a la magnitud de la misma. Mientras más eléctricamente cerca esté la máquina del cortocircuito, mayores excursiones de frecuencia se producen. Mientras mayor magnitud tenga la falla, mayor cantidad de generadores son involucrados y contribuyen a la misma.

4. Conclusiones

- En los SP débiles el comportamiento de las unidades generadoras puede diferir de lo que se ha plasmado tradicionalmente en los textos de estabilidad. En estos casos los generadores tienden frenarse, disminuyendo así la frecuencia.
- Ante la ocurrencia de un cortocircuito existe proporcionalidad directa entre las excursiones de frecuencia que se producen en los generadores sincrónicos y la magnitud la relación R/X vista desde la máquina hasta el punto de falla.



- En SP débiles, los cortocircuitos pueden condicionar la inestabilidad debido a las grandes excursiones de frecuencia que producen, razones por las cuales deben ser incluidos dentro de las posibles perturbaciones que conducen a tal fenómeno.

5. Referencias bibliográficas

- [1] I. C. J. T. F. o. S. T. a. Definitions. (2004, Definition and Classification of Power System Stability. VOL. 19.
- [2] L. L. Grigsby, *Power System Stability and Control*, Second Edition ed. United States of America Taylor & Francis Group, 2006.
- [3] S. M. P. Londoño, "Propuesta para la identificación y monitoreo de áreas débiles con relación a la estabilidad de tensión en sistemas eléctricos de potencia," Doctor en Ingeniería Facultad de Ingeniería y Arquitectura, Universidad Nacional de Colombia Manizales, Colombia 2013.
- [4] Z. G. Sánchez, "Metodología para Estudios Estáticos de la Estabilidad de Tensión," Doctor en Ciencias Técnicas, Centro de Estudios de Electroenergética, Universidad Central "Marta Abreu" de las Villas, Santa Clara, 2011.
- [5] M. T. J. Bucciero, *Interconnected Power System Dynamic Tutorial*, Third Edition ed. 3412 Hillview Avenue, Palo Alto, California 94304: Electric Power Research Institute, 1998.
- [6] Z. G. Sánchez, "Manual para las aplicaciones docentes del Power System Explorer," F. d. I. E. Centro de Estudios de Electroenergética, Universidad Central "Marta Abreu" de las Villas, Ed., ed, 2002.
- [7] E. A. L. José A. González-Cueto Cruz, Salvador Samora Sorí, Zaid Garcia Sánchez, , "Power System Explorer (PSX)," 18.1 ed, 2018.