

Comité de Estudio C2 - Operación y Control de Sistemas

COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE MOTOGENERADORES FUNCIONANDO EN PARALELO CON LA RED O EN ISLA.

**María Beatriz Barbieri (*)
IITREE-FI-UNLP (**)
Argentina**

**Raúl Bianchi Lastra
IITREE-FI-UNLP
Argentina**

**Mario C. Beroqui
IITREE-FI-UNLP
Argentina**

**V. Fabian Corasaniti
IITREE-FI-UNLP
Argentina**

**Santiago Barbero
IITREE-FI-UNLP
Argentina**

**Patricia L. Arnera
IITREE-FI-UNLP
Argentina**

Resumen – En nuestro país y en la región existen desde hace algunos años numerosas instalaciones industriales de exploración petrolera, o instalaciones de bombeo alimentadas por motogeneradores que funcionan en forma aislada o bien conectados a la red de suministro público.

Actualmente, debido a la necesidad de tener generación disponible en distintos puntos de la red del SADI (Sistema Argentino de Interconexión) de rápida instalación, se han dispuesto generaciones distribuidas conformadas con motogeneradores, también para el suministro de cargas en redes de distribución. Este tipo de generación suma en la actualidad alrededor de 1000 MW, y existen algunos proyectos de instalación de parques adicionales de gran porte que incrementarán aún más este valor.

Los motogeneradores se caracterizan por poseer inercias bastante menores comparadas con las máquinas tipo turbinas, lo cual provoca un comportamiento mucho más inestable ante fallas en la red. En este escenario resulta interesante conocer el comportamiento dinámico de estas generaciones frente a fallas en la red tanto a) funcionando conectadas al sistema de transporte o b) funcionando en isla junto con otros motogeneradores. En este trabajo se presentan ejemplos de ambos casos, en los que se simulan contingencias tales como fallas, y se evalúa el comportamiento dinámico del sistema.

Los resultados obtenidos muestran que el comportamiento de los motogeneradores es más inestable, comparados con máquinas tipo turbinas del mismo porte.

Palabras clave: Motogenerador, Generación distribuida, Estabilidad, Inercia, Falla.

1 INTRODUCCIÓN

Para evaluar el impacto en el comportamiento transitorio de la baja inercia de los motogeneradores se analizan en este trabajo dos tipos de sistemas eléctricos donde se conectan motogeneradores. Uno es considerando que los motogeneradores pasan a repotenciar una Central existente conectada al sistema de transporte, y el otro es considerando que los motogeneradores conforman una pequeña central aislada que alimenta una estación de bombeo.

En ambos casos se modelan los sistemas en programas de simulación digitales y se simulan fallas eléctricas y sus despejes. Como resultado de la simulación se dispone de la evolución temporal de las variables electromecánicas. Luego de la falla, se observan estas variables a fin de identificar la inestabilidad transitoria o colapso del sistema. Se realiza un análisis de la sensibilidad de los resultados a la variación de la inercia de los motogeneradores para ambos tipos de sistemas simulados.

* 48 y 116 S/N. La Plata. Buenos Aires. B1900AMF. Argentina. – e-mail: bbarbieri@iitree-unlp.org.ar

** Instituto de Investigaciones Tecnológicas para Redes y Equipos Eléctricos – Facultad de Ingeniería – Universidad Nacional de La Plata.

2 CENTRAL DE MOTOGENERADORES DE GRAN PORTE CONECTADA AL SADI

En este caso se analiza el efecto en la estabilidad de la red ante la incorporación de alrededor de 100MW de motogeneración adicionales a una Central existente de 204 MW, compuesta por máquinas tipo TV conectadas en 132 kV al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Salen de la barra de la Central cuatro líneas de 132kV, línea LA de alrededor de 100 km, línea LB de 129km, línea LC de 139km y línea LD de 140 km. En los extremos de las líneas LA y LB existen otras generaciones

Se analizan fallas trifásicas y monofásicas en las líneas de 132 kV que salen de la central para establecer la posibilidad de comportamientos inestables. Se consideran diferentes casos de ubicación de la falla y de características de la generación de la central, para determinar aquellas fallas que provocarían inestabilidad en el sistema. Se analizan las medidas necesarias para evitar la inestabilidad.

2.1 Datos utilizados

Los datos eléctricos de los generadores, líneas y equipamiento asociado, que se utilizaron, son los indicados en la base de datos disponibles del SADI, administrada por CAMMESA y las transportistas [1, 2].

Para el análisis de este caso se utilizó un escenario correspondiente a un pico de demanda, con la generación nominal en las unidades actuales de la Central y se incluyó la nueva generación consistente en seis motogeneradores de 18 MW cada uno. Estos generadores son conectados en dos grupos de tres a través de dos transformadores de 70 MVA, a la barra de 132 kV de la Central.

Para los motogeneradores y su control de excitación, se utilizó el mismo modelo dinámico, que se utiliza en la base de datos de CAMMESA [1, 2], para otras unidades del tipo motogeneradores.

La inercia de este tipo de generadores es reducida, respecto a otro tipo de generación. En este caso se utilizó un valor la inercia igual a $H=0.8s$, en base de la potencia nominal de máquina, este valor está en la banda superior de los valores típicos para este tipo de unidades [1, 3, 4].

MODELO DEL GENERADOR TIPO GENSAL, SEGÚN [5], DE POLOS SALIENTES

Mbase [MVA]	Xl [pu]	Xd [pu]	Xq [pu]	X'd [pu]	X''d [pu]	T'do s	T''do s	T''qo s	S(1.0)	S(1.2)
22.5	0.05	2.49	1.85	0.25	0.18	3.1	0.042	0.03	0.27	1.1

El sistema de control de excitación de los motogeneradores, es el QEXAC4 [5] con parámetros típicos de este tipo de unidades [1].

2.2 Casos analizados

Se simulan fallas trifásicas y monofásicas. Se aplicó una falla de 120ms ó 150 ms de duración, en el extremo de la Central y en el extremo Remoto respectivamente, para cada una de las líneas analizadas y posteriormente se desconecta la línea fallada. Se realizan variantes para analizar el comportamiento ante estas fallas del sistema con la nueva generación.

En este trabajo solo se presentan a modo de ejemplo los resultados de las fallas en la línea LC.

2.2.1 Falla trifásica en línea LC, lado Central, Caso base.

En este caso se despacha la Central, sin la motogeneración en su potencia nominal (204 MW). Constituye el caso de referencia para ver el impacto de la nueva generación.

A modo de ejemplo se muestra en la Fig. 1 el resultado de la evolución temporal de los ángulos de varias máquinas del sistema, indicadas por colores: Verde los motogeneradores, Azul y Fucsia las máquinas actuales de la Central TV1 y TV2 respectivamente, Negro la motogeneración en extremo de la línea LA, Celeste y Roja Generación en extremo de la línea LB.

Las máximas variaciones angulares se presentan en las unidades de la Central y resultan del orden de 60 grados. Al cabo de los 5 s, perdura una oscilación electromecánica amortiguada del orden de 2 s de período, en la cual están en fase todos los generadores del área.

El comportamiento de todas las variables analizadas indica que este caso es estable.

2.2.2 Falla línea trifásica línea LC, lado Central con la motogeneración en servicio

Se despacha la potencia nominal de la Central (204 MW), y además se despacha la nueva generación de motogeneradores 108 MW, totalizando una generación entre lo existente y lo nuevo de 312MW.

A modo de ejemplo se muestra en la Fig. 2 el resultado de la evolución temporal de los ángulos de varias máquinas del sistema, aledañas a la Central, como en la Fig. 1. Las velocidades de las unidades de la Central y la motogeneración en el extremo de la línea LA, crecen rápidamente, especialmente los motogeneradores de la Central, haciendo que sus ángulos superen los 200 grados en aproximadamente 0.5 s, sin tomar ninguna acción extra a los 1.7s aproximadamente alcanzan los 200 grados las unidades de la generación en el extremo de la línea LB.

El comportamiento del sistema es inestable ya que varias unidades no superan el “primer swing”

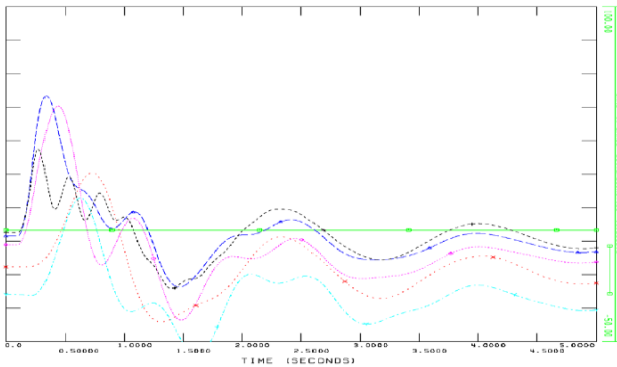


Fig. 1. Caso Base

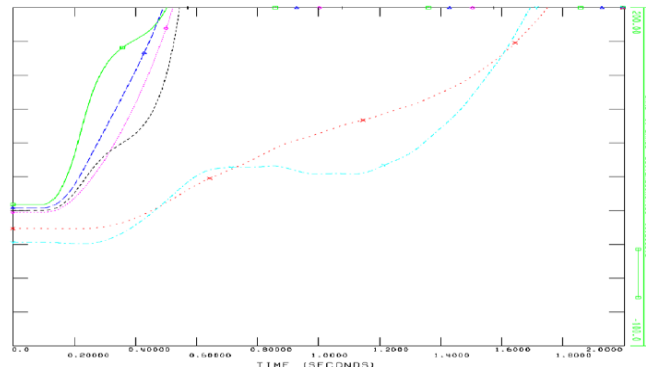


Fig. 2. Motogeneración a H=0,8s.

Verde motogeneradores, Azul Central TV1, Fucsia Central TV2, Negro motogeneración en extremo LA, Celeste y Roja Generación en extremo línea LB.

2.2.3 Falla trifásica línea LC, lado Central, inercia aumentada en la motogeneración a H=2 s.

La alta velocidad con que se aceleran los motogeneradores de la Central indicaría que es la responsable de la inestabilidad del caso anterior. Esta rapidez está relacionada con la baja inercia de este tipo de unidades (H=0.8s). Para verificar que este es el problema que lleva el sistema a la inestabilidad, se presenta este caso donde se le ha variado la inercia de los motogeneradores a valores similares a los de las otras unidades de la Central (H=2s).

Los resultados de este caso se presentan en la Fig. 3. Este caso resulta estable, la pendiente inicial del ángulo es similar en los motogeneradores y las otras unidades de la Central, la variación máxima de ángulo resulta de 100 grados aproximadamente. **Este resultado indica que la baja inercia es la responsable de la inestabilidad del caso anterior**

2.2.4 Falla trifásica línea LC, lado Central, DAG de la Motogeneración (H=0.8s).

En este caso a partir de detectada la falla trifásica cercana, se realiza la Desconexión Automática de Generación (DAG), de las unidades motogeneradoras de la Central. Los resultados de este caso se presentan en la Fig. 4.

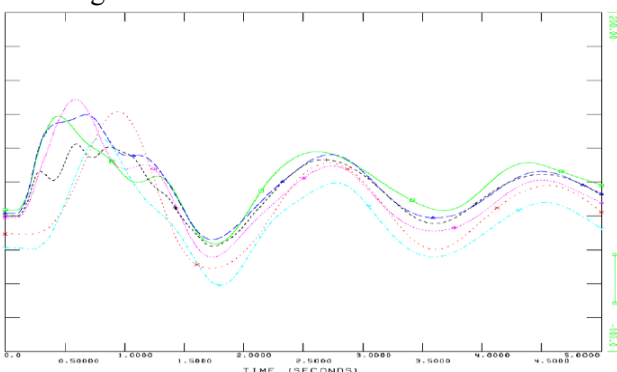


Fig. 3. Motogeneración a H=2 s.

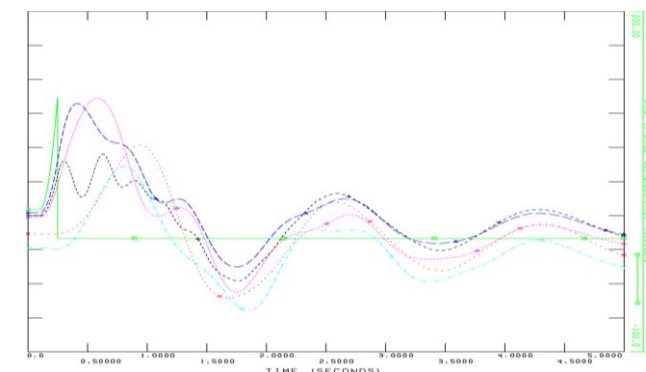


Fig. 4. DAG Motogeneración

Verde motogeneradores, Azul Central TV1, Fucsia Central TV2, Negro motogeneración en extremo LA, Celeste y Roja Generación en extremo línea LB.

Este caso resulta estable, la variación máxima de ángulo en las unidades TV de la Central resulta de 100 grados aproximadamente. **Este resultado indica que debería disponerse de un automatismo de DAG ante fallas trifásicas cercanas.**

2.2.5 Falla trifásica en la línea LC Lado Remoto.

Esta falla se aplica en la línea LC en el extremo remoto de la Central.

Los resultados de este caso se presentan en la Fig. 5. Este caso resulta estable, ya que la perturbación producida en el nodo de la Central es muy pequeña.

2.2.6 Falla trifásica en la línea LC, lado Central. Generación total igual a la del Caso Base pero con los motogeneradores en servicio.

Se presenta un caso compuesto por la nueva motogeneración (108 MW) y reduciendo la generación actual a la mitad de su valor original (102 MW). El objeto de este caso es verificar si el problema de la inestabilidad es por la potencia total exportada por la Central, despachando una potencia equivalente a la del caso base, o por la presencia de generación con menores inercias. Se realiza la misma falla trifásica de 120 ms, en la línea LC lado de la Central. La evolución de los ángulos de este caso se presenta en la Fig. 6.

Los ángulos crecen rápidamente, especialmente los de los motogeneradores, superando los 200 grados en aproximadamente 0.6 s. El comportamiento del sistema es inestable ya que no supera el “primer swing”. También se repite el caso considerando que todas las máquinas de la Central tienen inercias de 0,8 s, para descartar que la inestabilidad se deba a la coexistencia de máquinas de distintas inercias, este caso también resulta inestable (no mostrado).

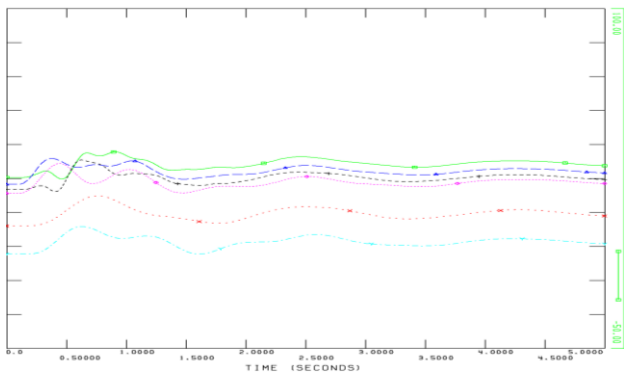


Fig. 5. Falla 3F LA, extremo Remoto.

Verde motogeneradores, Azul Central TV1, Fucsia Central TV2, Negro motogeneración en extremo LA, Celeste y Roja Generación en extremo línea LB

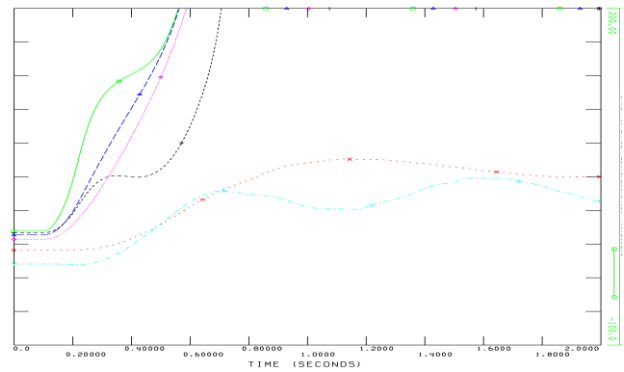


Fig. 6. Falla 3F LC. Mitad TV+ motogeneración.

2.2.7 Fallas trifásicas Lado Central, para las líneas LA, LB, LD.

Se realizan fallas trifásicas en el resto de las líneas teniendo resultados similares al de la línea LC. Con la presencia de motogeneradores las fallas trifásicas cercanas a la Central producen la inestabilidad del sistema y las lejanas no (caída de tensión en la central durante la falla superior a 0,5 pu.).

2.2.8 Fallas monofásicas Lado Central, para las líneas LA, LB, LC y LD .

Aun considerando la presencia de los motogeneradores, las fallas monofásicas en cualquiera de las líneas y en cualquier ubicación no producen inestabilidad en el sistema.

2.3 Análisis de resultados

Del análisis del caso base se puede inferir que sin la nueva generación de motogeneradores en la Central el sistema es estable para cualquier falla trifásica o monofásica en las líneas que llegan allí, aunque la falla sea cercana a la barra de la Central en 132 kV.

Considerando los 108 MW adicionales de generación en la Central con motogeneradores, además de la potencia nominal de la generación existente (204 MW), resulta que las fallas trifásicas cercanas a la Central de todas las líneas, provocan la inestabilidad del sistema con la pérdida de paso no solo en la generación

nueva sino también en la restante de la Central y en algunos casos hasta las ubicadas en los extremos de las líneas LA y LB.

Con una generación similar a la nominal instalada, pero constituida por los motogeneradores nuevos y una generación tipo TV reducida, el sistema resulta inestable para fallas en 132kV cercanas a la Central.

Considerando las fallas trifásicas lejanas a la Central (extremo remoto de las líneas), el sistema resulta estable. Por último ante la presencia de fallas monofásicas aún en 132 kV de la Central, el sistema resulta estable no requiriendo intervención alguna.

2.3.1 Análisis del origen de la inestabilidad.

La expresión de la variación de velocidad y el ángulo en una unidad de generación resultan [4]:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\Delta f [pu]) = \frac{(P_m [pu] - P_e [pu])}{(2 \cdot H)}$$

Donde P_m es la potencia mecánica en pu., P_e es la potencia eléctrica en pu., $d\Delta f[pu]/dt$ es la derivada de la variación de la frecuencia en pu, H es la constante de inercia expresada en la base de la máquina.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\Delta \delta [rad]) = 2\pi 50Hz \cdot \Delta f [pu]$$

Donde $d\Delta \delta[rad]/dt$ es la derivada de la variación de ángulo del rotor.

En el caso particular de un corto circuito P_e se anula durante la falla.

Entonces resultará durante la falla, para los motogeneradores que tienen una inercia de $H=0.8$ s en una base de 22.5 MVA y una potencia inicial de 18 MW (0.8 pu):

$$\Delta f [pu] = \left[\frac{(P_m [pu] - 0 [pu])}{(2 \cdot H)} \right] \cdot t = \left[\frac{(0.8 - 0)}{(2 \cdot 0.8)} \right] \cdot t$$

$$\Delta \delta [rad] = 2\pi 50Hz \cdot \Delta f [pu] \cdot t = 2\pi 50 \cdot \left[\frac{(0.8 - 0)}{(2 \cdot 0.8)} \right] \cdot t^2$$

Al término de la falla ($t = 150$ ms) se alcanzan:

$$\Delta f [pu] = \left[\frac{(0.8 - 0)}{(2 \cdot 0.8)} \right] \cdot 0.15 = 0.075 pu$$

$$\Delta \delta [rad] = 2\pi 50 \cdot \left[\frac{(0.8 - 0)}{(2 \cdot 0.8)} \right] \cdot (0.15)^2 = 3.534 rad = 200 grados$$

Es decir que para cuando termina la falla el ángulo de los motogeneradores ya aumentó doscientos grados, es decir que pierde paso, resultando inestable el sistema, independientemente de lo que suceda al liberar la falla.

Esto sucede debido al bajo valor de la inercia característico de los motogeneradores.

Se verifica que la baja inercia de los motogeneradores es la causante de la inestabilidad. Los casos que eran inestables con una inercia de los motogeneradores de $H=0.8$ s, resultan estable si se la inercia es de $H=2$ s. A su vez el caso que es estable con la inercia de la generación actual de la Central, se vuelve inestable si se utiliza una inercia de $H=0,8$ s.

2.3.2 Pautas para evitar la inestabilidad: Desconexión Automática de Generación (DAG)

Dado que cada vez que ocurra una falla trifásica cercana se perderá indefectiblemente la estabilidad, ante esta circunstancia se puede establecer un mecanismo de Desconexión Automática de Generación (DAG), tal que detectada la falla cercana (por ejemplo por nivel de tensión de secuencia directa) se produzca la desconexión de los motogeneradores.

Con esta acción se pierde la generación de los motogeneradores, pero mantiene el resto de la generación preservando la estabilidad del sistema.

3 GRUPOS DE MOTOGENERADORES ALIMENTANDO CARGAS INDUSTRIALES AISLADOS

Se analiza un sistema aislado de tres motogeneradores de 3865 kW de potencia nominal cada uno, conectados a una barra de 6,6 kV, que alimentan una planta de compresión y bombeo de gas, constituida por motores de inducción en 6,6 kV conectados a la misma barra que la generación, que impulsan máquinas de gran porte cuya potencia activa suma alrededor de 3580 kW. Existen además cargas alimentadas a través de transformadores en niveles de menor tensión que suman alrededor de 2860 kW.

3.1 Datos

3.1.1 Generador

Los motogeneradores tienen un motor de impulso de 3865 kW y un generador eléctrico de 5760 kVA, con factor de potencia nominal de 0,8.

MODELO DEL GENERADOR POLOS SALIENTES [6]

Mbase [kVA]	Xl [pu]	Xd [pu]	Xq [pu]	X'd [pu]	X''d [pu]	X''q [pu]	T'do s	T''do s	T''qo s	S(1.0)	S(1.2)
5760	0.148	1.744	0.91	0.25	0.179	0.203	3.3	0.034	0.182	0.078	0.1648

El modelo del regulador de Tensión usado es el IEEE AC7B, con datos típicos. Representa un sistema de excitación tipo brushless, con campo de la excitatriz alimentada con un transformador trifásico desde bornes del generador. El núcleo del bobinado de campo de la excitatriz dispone de magnetismo remanente para el arranque de la máquina. El límite de la tensión de campo de la excitatriz es proporcional a la tensión de bornes del generador. Esta situación es desfavorable durante la caída de tensión en el sistema por falla y la posterior reaceleración de los motores.

El modelo del regulador de velocidad usado es el GGOV1 [6], con datos típicos de fabricantes [3].

3.1.2 Cargas de motores eléctricos.

Fueron modelados con el tipo doble jaula, y para obtener los parámetros del modelo equivalente (resistencias y reactancias) se consideran las magnitudes características de motores típicos para estos usos, que se indican a continuación [6]:

Motor 1200 kW: $U_n=6.6\text{kV}$, $P_{\text{nominal}}=1275\text{ kW}$, f_p (factor de potencia nominal) $=0.85$, $\text{rpm}=2975$, $I_{\text{arranque}}(I_{\text{arr}})=5\text{ pu}$; $C_{\text{cupla de arranque}}=0.75$, $C_{\text{cupla máxima}}=2.15$, $\text{rendimiento } 94,5\%$. $C_{\text{cupla resistente}} \propto \text{velocidad}$ elevada a 0.1 (prácticamente constante con la velocidad). $H=0.75\text{ s}$. Carga actual 1060kW.

Motor 600 kW: $U_n=6.6\text{kV}$, $P_{\text{nominal}}=530\text{ kW}$, $f_p=0.87$, $\text{rpm}=992$, $I_{\text{arr}}=5.5\text{ pu}$; $C_{\text{cupla de arranque}}=0.9$ $C_{\text{cupla máxima}}=2.1$, $\text{rendimiento } 98,5\%$. $C_{\text{cupla resistente}} \propto \text{velocidad}$. $H=1.35\text{ s}$. Carga actual 500kW.

Motor 4500 kW: $U_n=6.6\text{kV}$, $P_{\text{nominal}}=4500\text{ kW}$, $f_p=0.9$, $\text{rpm}=992$, $I_{\text{arr}}=5.5\text{ pu}$; $C_{\text{cupla de arranque}}=0.9$ $C_{\text{cupla máxima}}=2.1$, $\text{rendimiento } 96,5\%$. $C_{\text{cupla resistente}} \propto \text{velocidad}^2$. $H=0.65\text{ s}$. Carga actual 2020kW.

3.2 Casos de simulación

Se simula una falla trifásica en la barra de 6,6 kV que dura 150 ms. y se evalúa la factibilidad de reaceleración de la planta luego de despejada la falla. Se realiza la simulación de tres casos de la misma falla, donde se varía la inercia de los generadores eléctricos.

Los casos se corresponden con constantes de inercias de $H=1\text{ s}$, representativo de las inercias de los motogeneradores, $H=3\text{ s}$ representativos de turbinas y H muy grande representativo de sistemas muy fuertes donde la frecuencia no varía, considerado como caso base.

En la Fig.7 se observa para los 3 casos la evolución temporal de la tensión en 6,6 kV expresada en pu. En el caso de $H=1\text{ s}$, la tensión no se recupera, en el caso de $H=3\text{ s}$ luego de 2.5 s la tensión se ubica por arriba de 0.8 pu y en el caso de inercia muy grande, en alrededor de 1,5 s la tensión se ubica en 0,8 pu.

En la Fig. 8 se observa para los 3 casos la evolución temporal de la frecuencia expresada en pu. En el caso de $H=1\text{ s}$, tiene un pico de más de 6% al cabo de 1,2 s., en el caso de $H=3\text{ s}$, tiene un pico de 2.5% al cabo de 1,5 s., y en el caso de inercia muy grande, la frecuencia no varía.

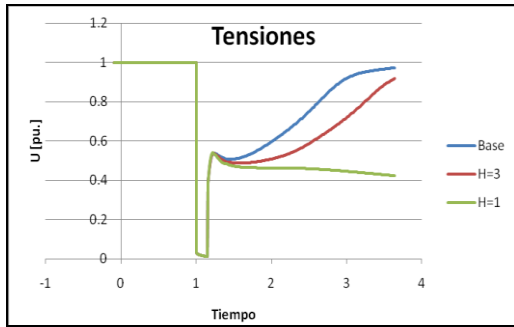


Fig. 7. Tensiones en 6,6 kV para los 3 casos

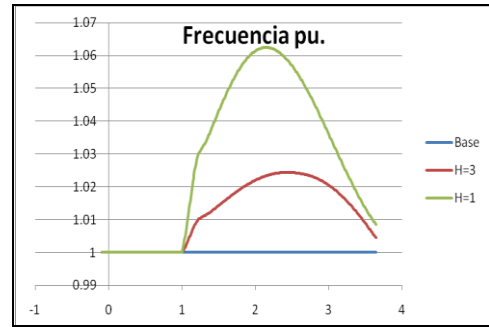


Fig. 8. Frecuencia para los 3 casos

En la Fig. 9 se observa para los 3 casos la evolución temporal de la velocidad expresada en pu. del motor de 1200 kW. En el caso de H=1 s, la velocidad cae con pendiente constante hasta detenerse (velocidad nula) en 3,6 s. En el caso de H=3 s, cae hasta llegar a un mínimo y luego comienza a crecer, y en el caso de inercia muy grande, la caída es menor y se recupera en menor tiempo. Este comportamiento de la velocidad se condice con lo que le sucede al torque eléctrico (Torque E) y mecánico (Torque M) para cada caso, estos se muestran en la Fig. 10.

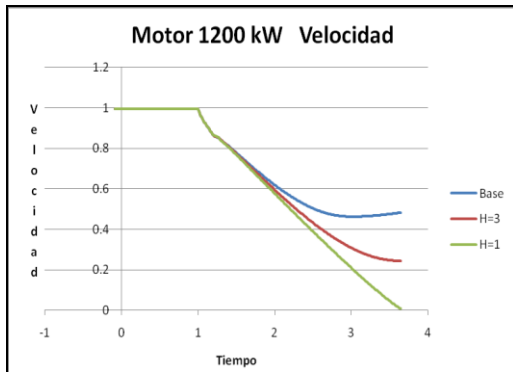


Fig. 9. Velocidades del motor de 1200 kW

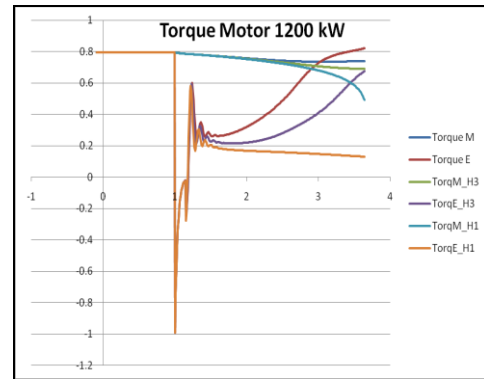


Fig. 10. Torque del motor de 1200 kW

En el instante que se cortan ambos torques (eléctrico y mecánico de cada caso) se tiene el mínimo de velocidad y a partir de este punto cambia de signo la pendiente de la misma, dado que la derivada de la velocidad angular es proporcional a la diferencia de ambos torques. Mientras el torque eléctrico es menor que el mecánico el motor se frena y si el torque eléctrico es mayor que el mecánico el motor se acelera. El torque mecánico o resistente tiene una dependencia directa con la velocidad angular del motor, en esta máquina es proporcional a la potencia 0.1 de la velocidad y el torque eléctrico es proporcional al cuadrado de la tensión y al deslizamiento que está dado por la diferencia de la frecuencia de la red y la velocidad del motor, dividida por la frecuencia de la red [4]. Mientras los motores se frenan consumen más corriente. En la medida que los motores reaceleran insumen menos potencia reactiva o corriente y la tensión se recupera, favoreciendo la reaceleración.

En las Figuras 11 y 12 se representan las evoluciones de la velocidad y el torque para el motor de 600kW y en las Figuras 13 y 14 se muestra lo propio para el motor de 4500 kW.

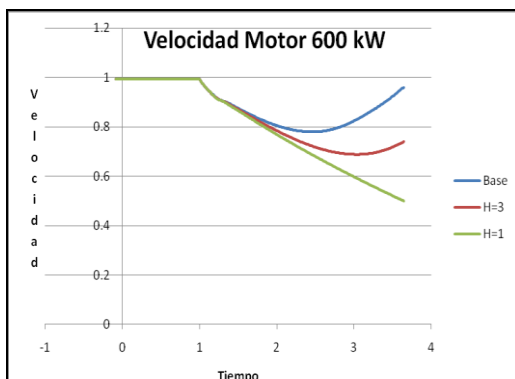


Fig. 11. Velocidades del motor de 600 kW

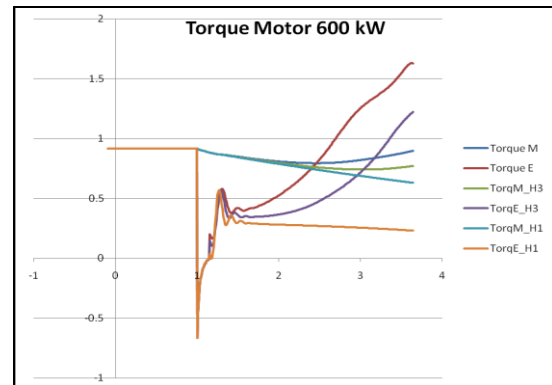


Fig. 12. Torque del motor de 600 kW

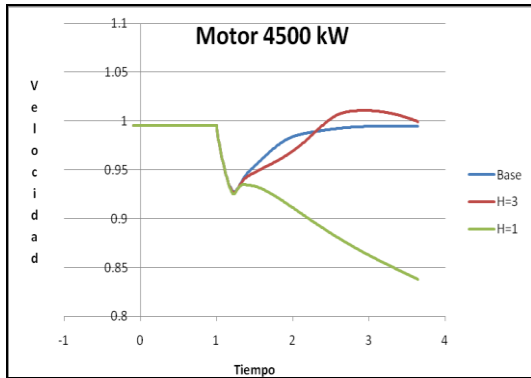


Fig. 13. Velocidades del motor de 4500 kW

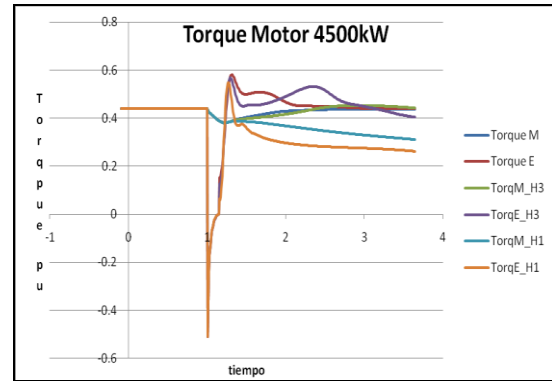


Fig. 14. Torque del motor de 4500 kW

El comportamiento de las variables es similar al ya descrito para el motor de 1200 kW. En el caso de estos dos motores la velocidad cae menos que en el motor de 1200 kW. El motor de 4500 kW recupera su torque eléctrico inmediatamente después de la falla pues funciona con una carga de menos del 50% (2020 kW).

4 CONCLUSIONES

En los sistemas interconectados la presencia de motogeneradores contribuye a la inestabilidad transitoria debido a la baja inercia de los mismos. Para evitar que la inestabilidad de los motogeneradores arrastre el resto de la generación aledaña, conviene realizar su desconexión ante fallas que provoquen su inestabilidad.

En los sistemas aislados con la generación concentrada el problema de la inestabilidad transitoria deja de tener sentido y pasa hacer importante el tema del colapso de tensión, provocado por la reaceleración de motores de inducción que normalmente son la carga de estos sistemas.

La reaceleración de motores depende fundamentalmente del sistema de excitación del generador que determina la recuperación de la tensión. En las simulaciones realizadas se analiza un caso donde a igualdad de los sistemas de excitación, se pone de manifiesto como la inercia de las máquinas generadoras contribuye a este fenómeno.

Para el caso de la inercia de motogeneradores ($H=1$ s, valor más alto del rango típico), la reaceleración no resultó satisfactoria. En cambio para el caso de inercias típicas de turbinas (aún para valores en el rango inferior, $H=3$ s), la reaceleración resulta satisfactoria. El tiempo que tarda en recuperarse la tensión disminuye con el aumento de la inercia, y el valor límite de este tiempo se evaluó considerando una inercia muy grande.

5 BIBLIOGRAFÍA

- [1] TRANSENER *Guia de Referencia de Transener 2014-2021*
- [2] TRANSBA. *Guia de Referencia de Transba 2014-2021*
- [3] J.L. Aguero, M.C. Beroqui, F. Issouribehere, C.E. Biteznik, "Field Testing and Model Validation of Motors-Generators" *Power and Energy Society General Meeting 2010*. ISSN 1944-9925
- [4] Prabha Kundur, "Power System Stability and Control – Edición EPRI January 22, 1994.
- [5] PSS/E V30. *Program Application Guide*
- [6] DigSilent Power Factory V 15.1. *Technical Reference Documentation*. Heinrich-Hertz-Str. 9 72810 – Gomaringen. Germany