

Operación en isla de un generador sincrónico conectado a una red de Distribución

David Bonjour and Nicolás Yedrzejewski

Abstract— En este trabajo se estudia la operación en isla de un generador sincrónico conectado a una red de Distribución (DIS) a fin de analizar diferencias con el comportamiento esperable en una red de Trasmisión. Se simula la desconexión intempestiva del vínculo con la red de Trasmisión de UTE (TRA) y se realiza un disparo de carga adecuado para lograr el equilibrio entre generación y demanda. Se analiza el comportamiento dinámico de los automatismos modelados, y de las principales variables eléctricas involucradas en la estabilidad del sistema aislado luego de la desconexión con la red de trasmisión para dos situaciones diferentes: desconexión intempestiva sin falta, y desconexión luego de ocurrida una falta. Se analiza el efecto del disparo automático de carga (DAC) en diferentes situaciones de modelado de la red y del propio DAC.

Index Terms— Operación en isla, Disparo Automático de Carga

I. INTRODUCTION

Actualmente, el parque de generación de Uruguay está compuesto principalmente por centrales hidráulicas y térmicas. Las centrales hidroeléctricas están ubicadas en el Río Negro con un potencial instalado de 593 MW, y en el Río Uruguay donde está instalada la central binacional de Salto Grande, compartida con Argentina, con un potencial instalado total de 1890MW.

La generación térmica se ubica cerca de la capital, donde se concentra la mayor parte del consumo del país, con un potencial instalado de 860MW. Existe además generación eólica, de biomasa y cogeneración, instaladas algunas en la red de trasmisión, y otras en la red de distribución de 31.5kV. En los próximos años se prevé una ampliación importante del parque generador basado en fuentes de energía renovables, tanto en la red de trasmisión, como en la red de distribución.

El modelado de la red y de los circuitos equivalentes para el estudio de los transitorios electromecánicos, es una tarea difícil que debe ser considerada dependiendo del caso en estudio.

En este artículo se modela junto con la red de trasmisión, una porción de la red de distribución de 31.5kV, donde se simula el funcionamiento de un generador sincrónico de 13 MVA;

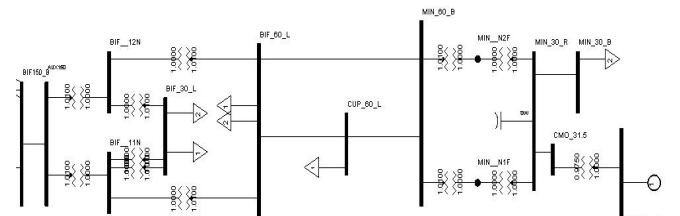
analizándose las interacciones entre la generación y sus sistemas de control, y el resto del circuito en condiciones de operación normales y posteriores a una falta. La posterior recuperación del sistema, requerirá de una adecuada desconexión de cargas en el circuito para lograr el necesario equilibrio entre la carga y generación.

II. MODELO DEL CIRCUITO DE ESTUDIO

En la Figura 1 se muestra el unifilar del circuito elegido para el estudio. El mismo comprende la estación Bifurcación de 150kV (BIF) con dos transformadores en paralelo de 150/66/31.5 kV. Los radiales de 31.5kV de BIF se modelan como carga directamente conectada a la barra de 31.5kV. El radial de 60kV a Floresta se modela como carga directamente conectada a la barra de 60kV. Se modelan las líneas de 60kV que alimentan la carga de la Compañía Uruguaya de Cemento y Portland (CUCP) y la estación de Minas (MIN) que tiene dos transformadores en paralelo de 66/31.5kV.

Como generador sincrónico se utiliza el modelo en PSS de uno de los generadores de 10MW instalados en la Central Batlle y Ordoñez de UTE. En el radial de estudio el generador se conecta a la barra de 31.5kV de MIN a través de un transformador de 31.5/15kV.

Figura 1: Unifilar del circuito



A. Datos de la red

La Figura 2 muestra el mismo unifilar de la red con las impedancias de líneas y transformadores en por unidad de las bases de tensión 150kV, 60kV, 31.5kV y 15kV y de potencia 100MVA. En la parte superior de cada elemento se muestra la parte real de la impedancia y en la parte inferior la parte imaginaria. En cada barra se muestra el nombre y la tensión base de la misma.

El modelo de carga utilizado en este trabajo se corresponde con el utilizado en UTE para estudios de estabilidad transitoria, considerando un modelo ZIP:

- Potencia activa: 30% P constante, 70% Z constante
- Potencia reactiva: 100% Z constante.

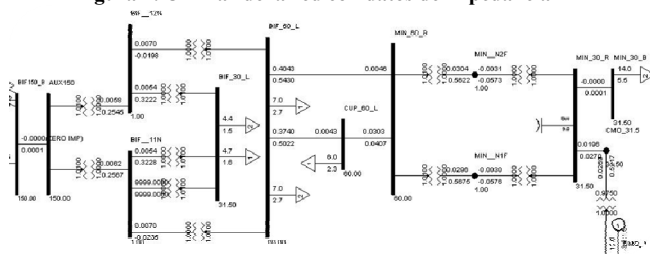
This work has been sponsored by Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), the System Operator of Uruguay and Instituto de Ingeniería Eléctrica (IIE) de la Universidad de la República (UdeLaR).

David Bonjour is with Usinas and Transmisiones Eléctricas (UTE), Montevideo, Uruguay (e-mail: dbonjour@ute.com.uy).

Nicolás Yedrzejewski is with Usinas and Transmisiones Eléctricas (UTE), Montevideo, Uruguay (e-mail: nyedrzejewski@ute.com.uy) and Instituto de Ingeniería Eléctrica (IIE) de la Universidad de la República (UdeLaR), Montevideo, Uruguay (e-mail: nicoyed@fing.edu.uy).

El “Vínculo con TRA” marcado en la figura representa la conexión del circuito en estudio con la red de Transmisión de UTE.

Figura 2: Unifilar de la red con datos de impedancia



B. Datos del generador

En la tabla siguiente se resumen los datos principales del generador utilizado.

Tabla 1: Datos del generador

Sn	13 MVA
Vn	11 kV
Nominal speed	500 rpm
Rotor Type	salient
T ^o do	4.8 s
T ^o do	0.032 s
T ^o qo	0.116 s
H	1.34 kW*sec/kVA
Xd	1.98 pu (100MVA)
Xq	96 pu (100MVA)
X'd	0.383 pu (100MVA)
X''d	0.259 pu (100MVA)
Xl	0.225 pu (100MVA)

El estatismo del regulador de velocidad está ajustado en 5%.

El generador cuenta con los siguientes ajustes en sus protecciones de frecuencia y tensión:

- Sub frecuencia: 47.5Hz, 4s
- Sobre frecuencia: 57.5, 3s
- Sub tensión: 0.8pu, 20s
- Sobre tensión:
 - 1.4pu, 0.5s
 - 1.12pu, 4s

III. DESARROLLO Y METODOLOGÍA

La herramienta de simulación utilizada es el PSS/E.

Para simular la desconexión intempestiva del circuito de estudio con la red de Transmisión se saca de servicio el vínculo entre las barras BIF150_B y AUX150. Este vínculo es una rama de impedancia nula modelada por simplicidad para este estudio particular.

La desconexión intempestiva se realiza de dos maneras:

- Desconectando simplemente el vínculo con TRA y efectuando el disparo de cargas adecuado 200ms después
- Aplicando una falta trifásica en la barra AUX150, despejando la falta a los 100ms, efectuando el disparo de carga adecuado 100ms después.

A. Escenarios de demanda del circuito

La demanda utilizada en el caso base es de 43MW

correspondiente al pico de invierno de 2011.

Este circuito no dispone de equipos de compensación reactiva para control de tensión. Para agregar elementos de discusión al problema se incorpora un banco de condensadores de 9MVar (conectables en pasos de 1MVar) conectados a la barra de 31.5kV de Minas.

En la Tabla 2 se resumen los nombres de los casos estudiados a los que se hará referencia en los gráficos que se presentan.

Tabla 2: Lista de casos estudiados

Caso	Nombre	Demanda MW	Compensación MVar	Comentarios
1	ADSD_43MW_0MVar	43	0	Caso base sin condensadores
2	ADSD_43MW_9MVar	43	9	Caso base con condensadores
3	ADSD_43MW_9MVar_DAC	43	9	Casos utilizados para estudio de sensibilidad al DAC
4	ADSD_43MW_9MVar_DAC+	43	9	
5	ADSD_43MW_9MVar_DAC-	43	9	
6	ADSD_43MW_9MVar_DAR	43	9	Caso en que se realiza disparo automático de reactiva

IV. RESULTADOS

En todas las gráficas que se describen a continuación se muestra la simulación en régimen permanente durante 1s y luego diferentes casos de perturbaciones en el sistema. La referencia en el tiempo para describir los distintos eventos estará siempre referenciada a partir de 1s.

A. Desconexión sin falta

Una de las posibilidades, aunque quizás no la más probable, es la pérdida del vínculo con TRA en BIF sin la ocurrencia de una falta, quedando el circuito de estudio en isla alimentado únicamente por el generador de 10MW.

1) Sin bancos

En este caso la simulación se realiza sin ningún banco de compensación en servicio.

A priori, el desbalance de potencia activa que existe en el circuito que queda en isla es la diferencia entre la demanda (43MW) y la potencia generada (10MW), resultando en un déficit de generación igual a 33MW. El déficit de potencia reactiva es de 17MVar.

En la Figura 3 se observa cómo aumenta la frecuencia hasta que se realiza el disparo de carga a los 200ms luego de formada la isla. Este aumento se debe a que mientras no se realiza el DAC la caída abrupta de la tensión en el circuito (menor a $0.4p_u$, ver Figura 4) provoca que la potencia eléctrica demandada disminuya (modelo de carga activa con 70% Z_{cte}) resultando así menor que la potencia mecánica suministrada al generador (ver Figura 5). En la Figura 5 también se observa el aumento de la velocidad del rotor del generador hasta el momento en que se realiza el DAC. Luego de ocurrido el DAC la tensión comienza a recuperarse, lo que provoca que la potencia eléctrica pase a superar a la mecánica y tanto la velocidad del rotor como la frecuencia comienzan a decrecer.

En la misma figura se observa también que en el instante posterior de formada la isla ocurre una leve desaceleración del rotor del generador de muy corta duración (de 2 a 3 ciclos)

debido al salto de la potencia activa que se produce en ese instante inicial que resulta ser mayor que la potencia mecánica generada por la máquina.

Se destaca en este punto que el modelo de regulador de velocidad adoptado en estos estudios es simplificado y no contiene el modelo correspondiente a los filtros de la señal de velocidad a la entrada del regulador PID, con constantes de tiempo de unos 13ms, lo cual no parece tener mayor influencia en los resultados expuestos. Este podría ser un comportamiento típico en generadores distribuidos y debería verificarse con más casos de estudio. Se hace notar que la mayoría de los generadores instalados en la red de UTE son de mayor porte teniendo reguladores de velocidad con tiempos de actuación mayores a 1s.

De acuerdo con los datos de protecciones del generador no se produciría actuación de protecciones por desviación de tensión o frecuencia.

Figura 3

Frecuencia en la barra de 15kV del generador

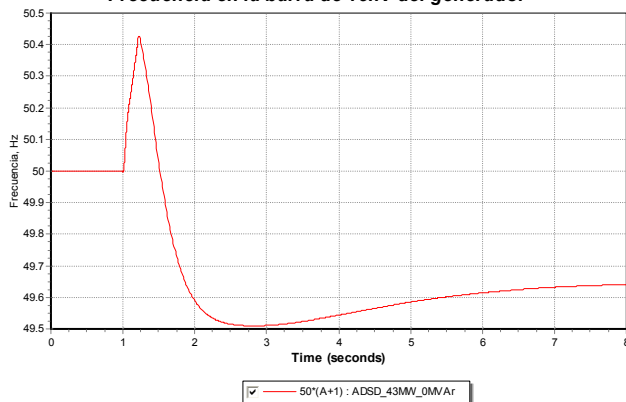


Figura 4

Perfil de tensiones

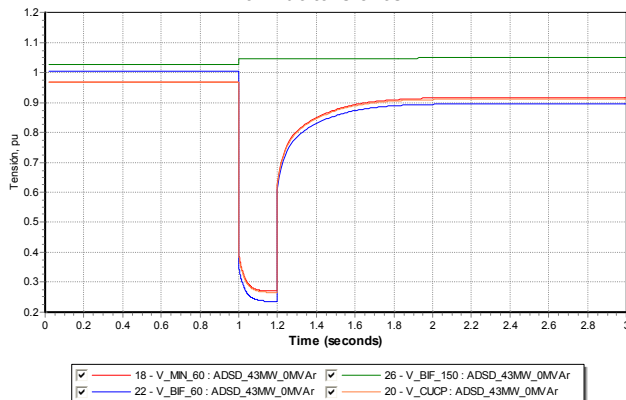
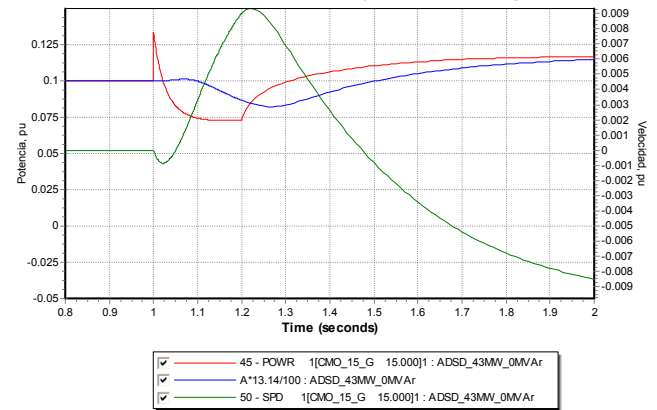


Figura 5:

Potencia activa, mecánica (azul) y velocidad del generador



2) Con bancos

Este caso se simula con 9MVAr de compensación en servicio. El déficit de potencia activa es igual que en el caso sin bancos y el de potencia reactiva es de 8MVAr.

En este caso se resalta que antes de despejar la carga la frecuencia no aumenta tanto debido a que los niveles de tensión inmediatamente después de creada la isla son un poco mayores que en el caso sin bancos (aprox. 10%).

Al momento de despejarse la carga el nivel de tensiones se recupera por encima de 0.8pu lo que implica un aumento en la demanda. Esto se traduce en un desbalance de carga que en este caso es mayor que en el caso sin bancos, provocando una derivada de frecuencia también mayor alcanzándose un nivel de frecuencia más bajo luego de despejada la carga (48.3Hz).

Se observan sobretensiones de orden de 1.2pu amortiguándose rápidamente al valor de consigna.

De acuerdo con los datos de protecciones del generador no se produciría actuación de protecciones por desviación de tensión o frecuencia.

En la Figura 8 se muestra que si bien el comportamiento de las señales de potencia y velocidad del rotor es más oscilatorio, las señales se amortiguan rápidamente.

Figura 6

Frecuencia en la barra de 15kV del generador

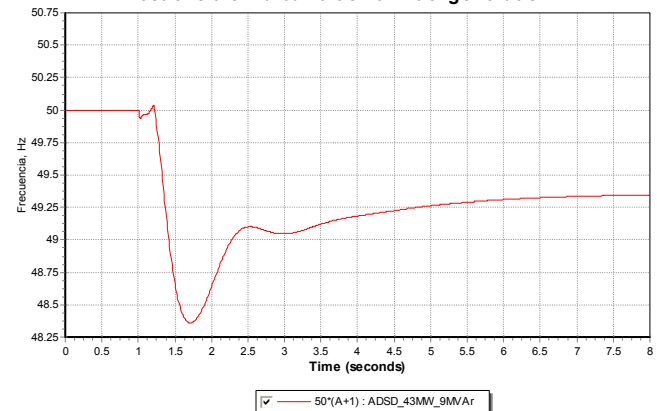


Figura 7
Perfil de Tensiones

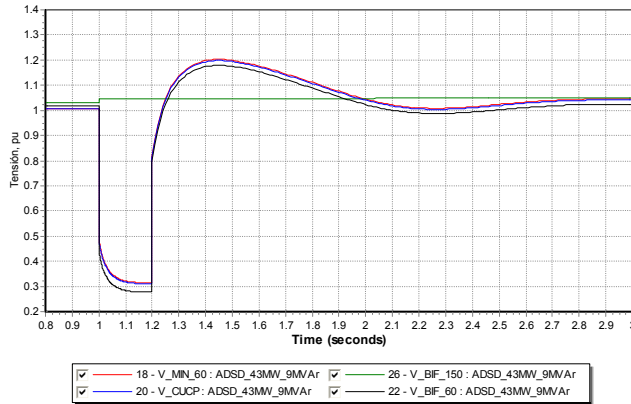
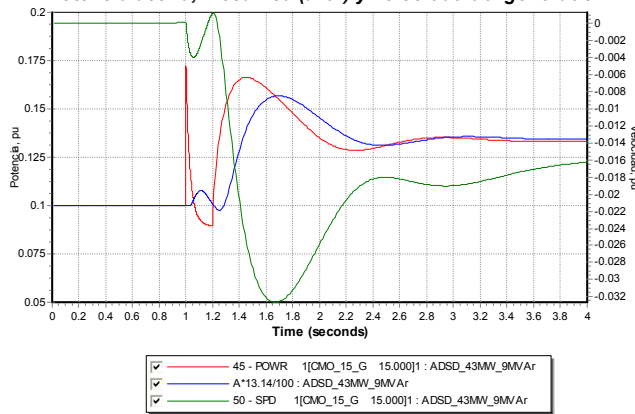


Figura 8
Potencia activa, mecánica (azul) y velocidad del generador



B. Desconexión con falta

En este caso se simula una falta trifásica en la barra de 150kV de BIF. La falta se despeja a los 100ms abriendo el vínculo de interconexión con TRA.

El despeje de carga se realiza 100ms luego de formada la isla.

En la Figura 9 se observa la evolución de la frecuencia. Durante la falta, la misma sube a valores próximos a 51Hz debido al déficit de demanda provocado por la baja tensión (del orden 0.1pu) contrario al caso sin falta. En la Figura 11 se observa que la potencia acelerante es positiva durante la falta y cambia de signo en el instante en que la misma se despeja. La potencia acelerante continúa disminuyendo hasta que ocurre el DAC. De acuerdo a la ecuación $2[H \frac{dw}{dt} = P_a]$, (siendo P_a la potencia acelerante), el comportamiento de la potencia acelerante se traduce a la frecuencia como se observa en la Figura 10 con un cambio de pendiente a los 100ms y otro a los 200ms.

Los valores transitorios de tensión en el circuito (ver Figura 13) son aceptables de acuerdo con los criterios de estabilidad establecidos en UTE, cumpliéndose con los criterios de desempeño mínimo del sistema y no actuación de las protecciones en el sistema eléctrico.

Por último, en la Figura 14 se observa la potencia entregada por el generador que alcanza un valor próximo al nominal con potencia reactiva próxima a -3.5MVar. Se observa además que la potencia mecánica varía rápidamente debido a la baja

constante de inercia para este tipo de generadores. Destacamos nuevamente que el modelo de regulador de velocidad adoptado en estos estudios es simplificado y no contiene el modelo correspondiente a los filtros de la señal de velocidad a la entrada del regulador PID.

Figura 9
Frecuencia en la barra de 15kV del generador

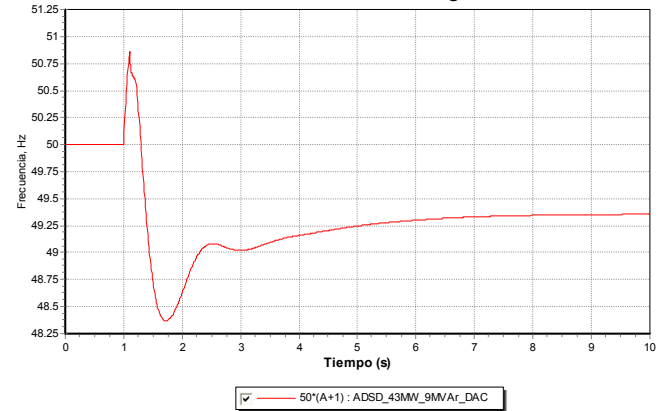


Figura 10
Frecuencia en barras de 15kV del generador

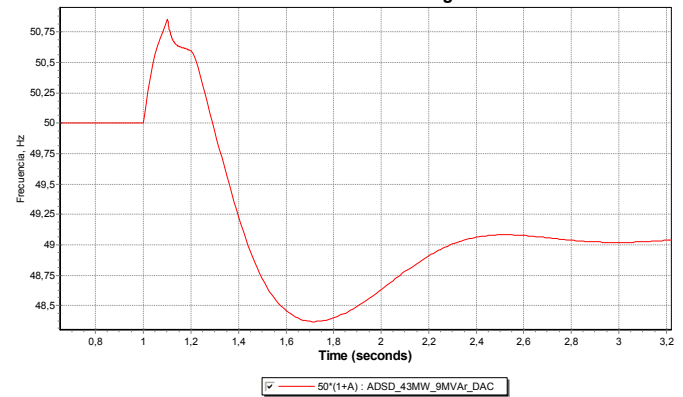


Figura 11
Potencia acelerante (Pmec - Pelec) y velocidad del generador

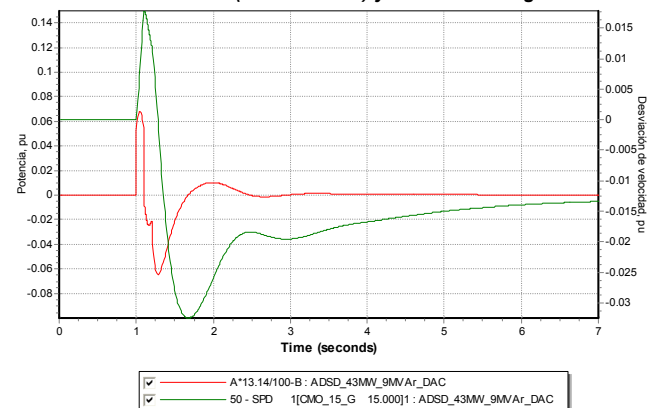


Figura 12

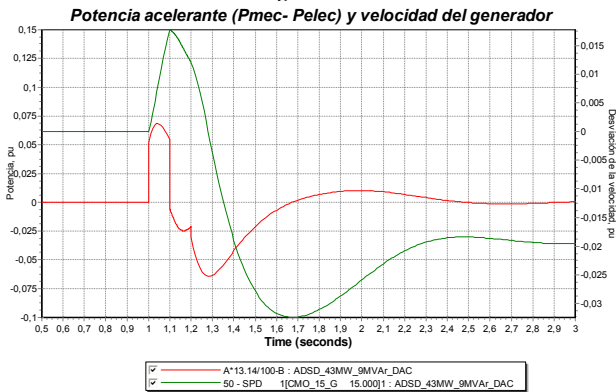


Figura 13

Tensiones

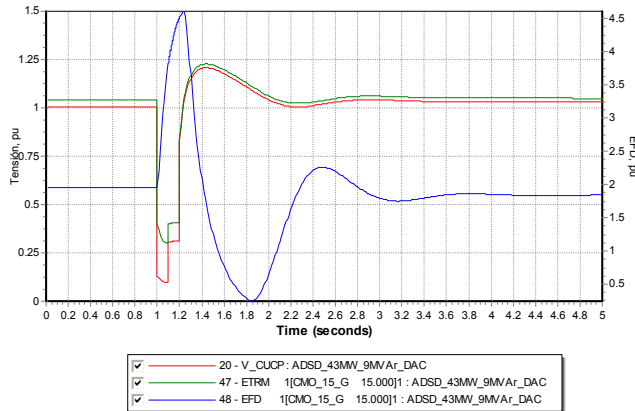
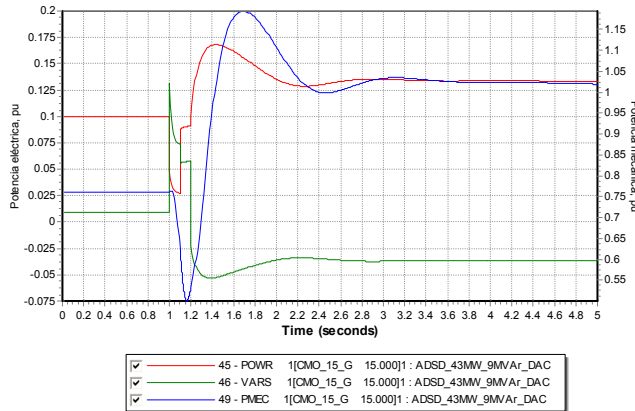


Figura 14

Potencias del Generador



C. Sensibilidad al monto de DAC

La desconexión de carga realizada en el ejemplo de estudio, se corresponde con la cantidad necesaria para equilibrar la demanda con la generación, teniendo en cuenta que la reserva rotante disponible será la diferencia entre la potencia consignada y la nominal de la máquina.

En este punto, se realiza un análisis de sensibilidad al disparo de carga suponiendo que se desconecta una carga diferente a la programada, ya sea porque el sistema de protección que desconecta los radiales de distribución no actúa

correctamente, por errores en las medidas del SCADA, u otra razón.

La carga total a desconectar representa aproximadamente el 30% de la demanda del sistema aislado. Las variaciones de DAC corresponden a una desconexión superior a la programada en un 16% (correspondiente a una de las cargas de 60kV en BIF), y una desconexión inferior a la programada 11% (correspondiente a una de las cargas de 31.5kV en BIF).

Desconectar más carga que la necesaria implica que el generador deba disminuir su potencia generada para alimentar la carga. En cambio, desconectar menos carga que la necesaria implica que el generador deba absorber una demanda superior a la nominal lo que provocará el colapso de la isla. Sin embargo, como se observa en la Figura 16 el generador aporta toda la carga demandada superando su potencia nominal alcanzando el equilibrio. Esta condición de operación del generador no refleja el comportamiento esperado debido a que el modelo utilizado en este estudio no tiene modelada la limitación de la potencia mecánica de la máquina, que como se observa en la Figura 16 alcanza el valor de 1.3pu (base de máquina) mientras que el límite máximo es de 1.1pu (base de máquina) según los datos del fabricante.

En la Figura 17, se observa que al desconectar mayor carga que la necesaria (curva DAC+), los niveles de tensiones transitorias en el circuito no son aceptables de acuerdo con los criterios de desempeño mínimo de UTE. Además en la Figura 18 se observa que la tensión de campo alcanza el límite mínimo de acuerdo con el modelo propuesto por el fabricante ($[VR]_{\min}=0$, tensión de salida del regulador). Esta condición de operación debe evitarse ya que provocará la salida del generador por actuación de la protección de pérdida de excitación de la máquina.

Figura 15

Frecuencia en la barra de 15kV del generador

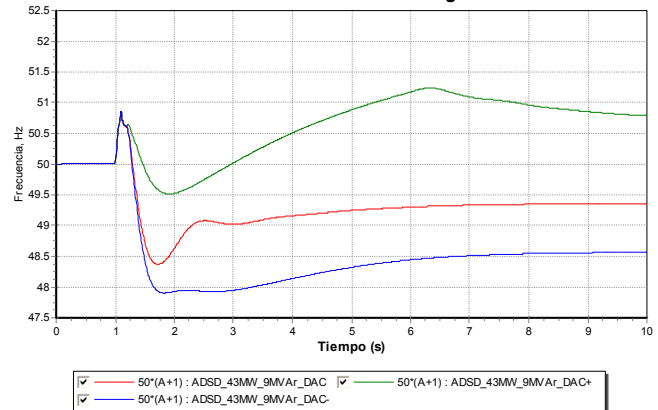


Figura 16
Potencia activa y mecánica del generador

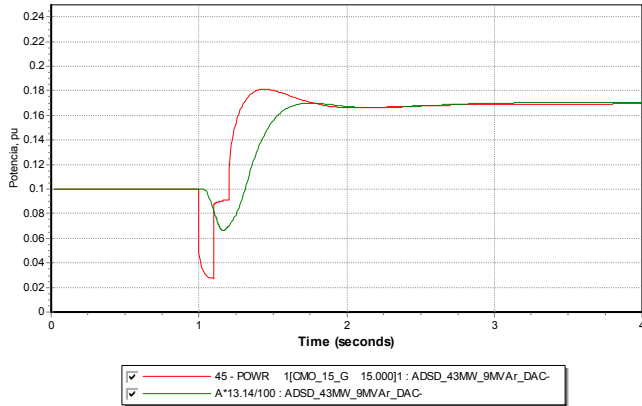


Figura 17
Tensiones

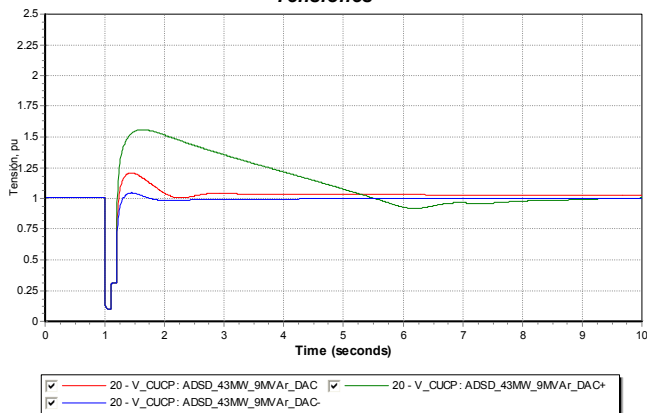
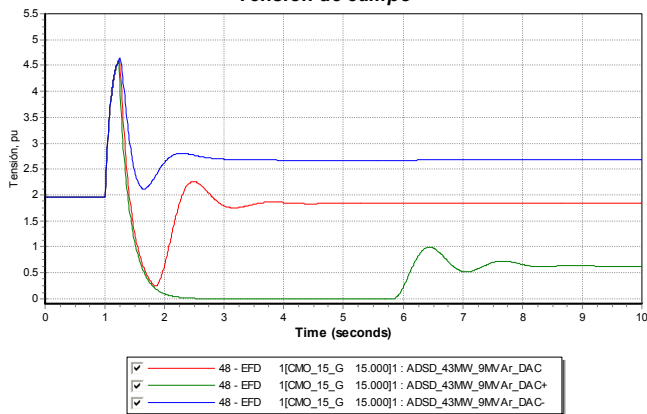


Figura 18
Tensión de campo



en régimen permanente. La solución para este ejemplo es disponer de un sistema de protección sistémica que desconecte los bancos instalados en el circuito cuando se verifiquen ciertas condiciones de operación preestablecidas. Esta protección la llamaremos DAR (desconexión automática de potencia reactiva) y actuará en este ejemplo cuando se detecte la condición de isla con la apertura del vínculo de interconexión con TRA. Se compararán ambos resultados, sin desconexión de reactiva (DAC+) y con desconexión de los bancos (DAR5).

Como se observa en las figuras siguientes, las variables graficadas permanecen dentro de los límites aceptables cuando se aplica DAR.

Figura 19
Frecuencia en la barra de 15kV del generador

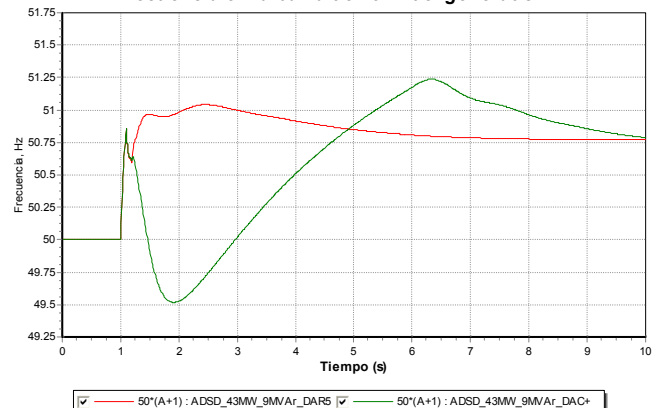
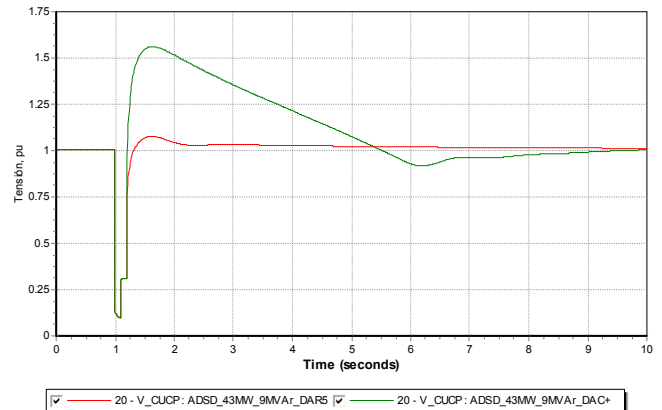


Figura 20
Tensiones



DAR

El equilibrio necesario en el sistema aislado, deberá cumplirse ya sea en potencia activa como en potencia reactiva. Como se observó en el punto anterior para el caso de una desconexión mayor a la necesaria (DAC+: 6.97MW adicionales), no se dispone en el circuito en estudio de suficientes recursos de control automático potencia reactiva que permita controlar la tensión del sistema transitoriamente y

Figura 21
Tensión de campo

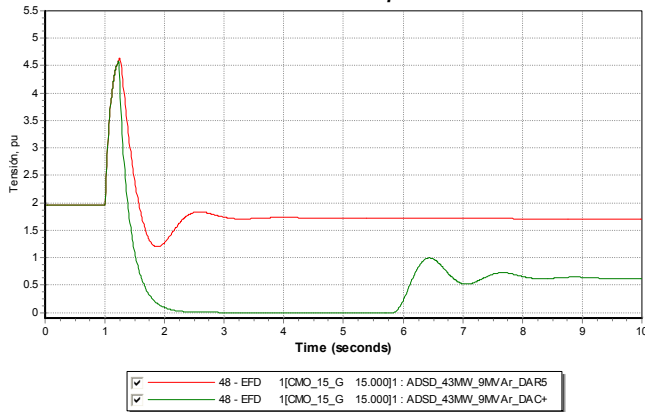
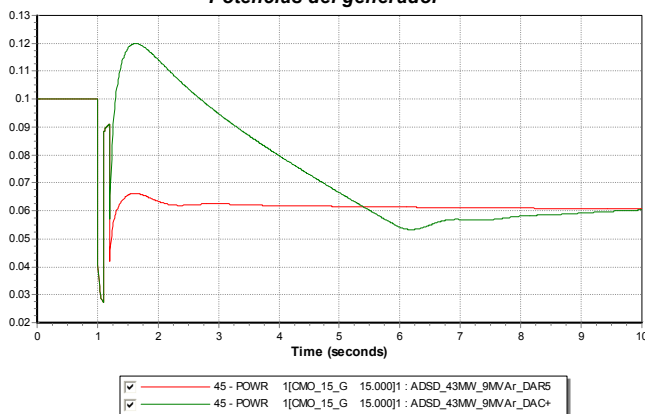


Figura 22
Potencias del generador



V. CONCLUSIONES

En este trabajo se observa la influencia que tiene el modelo de carga empleado (mayormente modelada como impedancia constante) en el comportamiento de la frecuencia dado que la demanda del circuito es fuertemente dependiente del nivel de tensión. De esta manera se aprecia una aceleración del rotor del generador en los casos de pérdida de la interconexión con TRA sin falta a pesar del déficit de generación previo. Esto se debe a la disminución repentina de la demanda del circuito debido a la brusca caída de la tensión.

Cuando se realiza el DAC para igualar la demanda con la generación disponible se produce una desaceleración del rotor del generador debido a que en ese instante la tensión se recupera aumentando la demanda del circuito.

Además se destaca la importancia de la actuación de los reguladores de tensión y velocidad de los generadores en el comportamiento transitorio de las variables debiéndose analizar las posibles limitaciones internas, propias de los automatismos; en caso de que estas no hayan sido modeladas.

Se analizaron las posibles actuaciones del generador y los criterios de desempeño mínimo del sistema utilizados por UTE, diseñándose un esquema básico de disparo automático de carga para resolver los distintos casos.

VI. BIOGRAPHIES

David Bonjour nació en la ciudad de Trinidad en la República Oriental del Uruguay el 17 de junio de 1964. Fue graduado como Ingeniero Electricista en la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República. Su especial área de interés de trabajo incluye estudios de transitorios electromagnéticos (TEMG) y electromecánicos (TEMC), incluyendo el desarrollo y modelado de los equipos de transmisión y generación asociados, desempeñándose desde el año 1994 en el departamento de Estudios Dinámicos de la Red de Trasmisión de UTE, Uruguay. was born in Trinidad, Uruguay, on June, 1964.

Nicolás Yedrzejewski es Ingeniero Eléctrico egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República de Uruguay en 2006. Desde 2004 a 2007 se desempeñó en CIME Ingeniería vinculado a proyectos de Protección Integral contra Descargas Atmosféricas. Desde 2006 es docente del Departamento de Potencia de la Facultad de Ingeniería, actualmente como Asistente Gr. 2. Desde 2007 se desempeña en UTE en la Gerencia de Sector Planificación de la Explotación y Estudios (Despacho Nacional de Cargas) como Especialista en Estudios Dinámicos de la Red.