

Aplicaciones de la técnica del equivalente máquina – barra infinita sobre la red de alta tensión argentina

F. Viollaz (*)
IITREE-LAT
Facultad Ingeniería. UNLP
La Plata. Bs. As. Argentina

M. Beroqui
IITREE-LAT
Facultad Ingeniería. UNLP
La Plata. Bs. As. Argentina

P. Arnera
IITREE-LAT
Facultad Ingeniería. UNLP
La Plata. Bs. As. Argentina

Resumen: Este trabajo presenta el resultado de evaluaciones de estabilidad transitoria realizadas sobre la red de alta tensión argentina, utilizando la técnica del equivalente máquina – barra infinita.

Esta técnica consiste en calcular los parámetros de un equivalente máquina – barra infinita a partir de simulaciones convencionales de estabilidad transitoria.

Se ilustran ejemplos de aplicación para la determinación de límites de transporte, volúmenes de DAG y tiempos críticos de despeje de fallas.

Palabras Claves: Estabilidad transitoria. Límites de transporte. Equivalentes máquina - barra infinita. Desconexión Automática de Generación.

1. INTRODUCCIÓN

La técnica de análisis “máquina – barra infinita”, u “OMIB” (“One Machine, Infinite Bus”) es ampliamente utilizada en el ámbito docente para explicar la naturaleza del problema de la estabilidad transitoria. Como es sabido, esta técnica aplicada a una máquina vinculada a través de una única reactancia con una barra infinita, permite a través del denominado “criterio de la igualdad de áreas” determinar si un caso (ante fallas o grandes perturbaciones) es estable o no, y en ambos casos, establecer “cuan estable o inestable el caso es” a través del cómputo de las áreas acelerante y desacelerante y de sus diferencias relativas. Asimismo, es posible a través de esta técnica evaluar cualitativa y cuantitativamente el efecto de posibles recursos estabilizantes, como por ejemplo la desconexión automática de generación, los resistores de frenado, la disminución de tiempos de apertura de interruptores, etc. De esta manera, el análisis de la estabilidad transitoria se establece a través de una evaluación directa y físicamente razonable del problema. Esta técnica no es utilizada en general en la industria eléctrica debido a que el sistema real en realidad está constituido por gran cantidad de máquinas, y que en la práctica no existen “barras de potencia infinita”. En estos casos, la estabilidad transitoria se evalúa a través de

simulaciones, en las cuales se observa la coherencia entre las evoluciones de los ángulos del rotor de la totalidad de las máquinas que componen el sistema. A partir de esta observación, se declara que un caso es inestable cuando al menos el ángulo de una máquina se aparta aperiódicamente de los ángulos del resto de las máquinas del sistema. Las simulaciones en sí mismas constituyen un análisis indirecto de la estabilidad, ya que no aportan información de, por ejemplo, cuan estable o inestable es un caso. Esto último se evalúa de manera cualitativa a partir de la observación de alguna variable particularmente crítica que el analista, en función de su conocimiento del sistema, selecciona (por ejemplo, comparando entre simulaciones sucesivas el ángulo del rotor de alguna máquina remota localizada en el área “que exporta potencia”).

Este trabajo presenta algunas evaluaciones realizadas a partir de la construcción de un “equivalente OMIB” utilizando simulaciones del sistema multimáquina completo. A través de esta técnica, se reduce el sistema multimáquina a un equivalente de dos máquinas, que a su vez puede reducirse a otro sistema de una máquina conectada a una barra infinita.

2. CONSTRUCCIÓN DEL EQUIVALENTE OMIB

En el análisis convencional de estabilidad transitoria que se realiza a partir de simulaciones, se declara que un caso es inestable ante la aplicación de una determinada falla “si alguna máquina o grupo de máquinas pierde sincronismo”, es decir, si su o sus ángulos de rotor se apartan aperiódicamente del conjunto de los ángulos restantes. De esta forma, ante un caso inestable quedan determinados dos conjuntos de máquinas: uno que “pierde sincronismo”, y otro “que no lo pierde”.

El método de construcción del equivalente OMIB se basa en este mismo hecho: la identificación de dos grupos o “clusters” de máquinas (ver Refs. [1], [2], [3]). Cada grupo presenta evoluciones coherentes de sus ángulos de rotor y de sus frecuencias. De esta forma, la técnica se

basa en encontrar un único ángulo, una única frecuencia, y únicas potencias mecánicas y eléctricas representativas de cada grupo de máquinas en su conjunto.

Para cada paso de cálculo del programa de estabilidad transitoria se realizan las siguientes evaluaciones:

$$\delta_C = \frac{1}{H_C} \sum_C H_i * \delta_i$$

$$\delta_N = \frac{1}{H_N} \sum_N H_i * \delta_i$$

Donde $H_C = \sum_C H_i$ y $H_N = \sum_N H_i$ es la suma de las energías cinéticas de cada grupo, δ_i es el ángulo del rotor de cada máquina y los subíndices C y N identifican a los grupos “que pierden sincronismo” y “que no lo pierden” respectivamente. Como puede advertirse a partir de las Figuras 1 y 2, los grupos de máquinas quedan determinados principalmente a partir de los apartamientos relativos al final de la simulación, en que los ángulos representativos de cada grupo se apartan más de 180 grados.

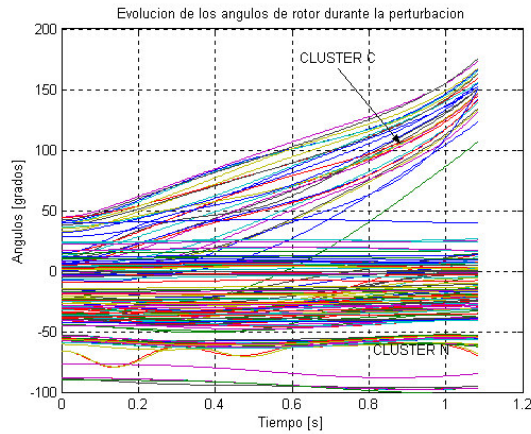


Fig. 1: Ángulos de rotor, caso inestable

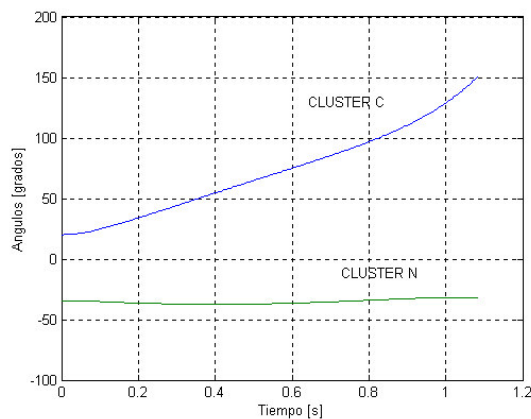


Fig. 2: Ángulos característicos de cada grupo de máquinas, caso inestable

Para los casos estables se aplican los mismos conceptos. Como puede observarse de la Figura 3, la coherencia entre los dos grupos de máquinas se

observa claramente en el instante de máxima excursión angular. En la Figura 4 se aprecian los ángulos característicos de cada grupo así como el ángulo resultante del equivalente OMIB.

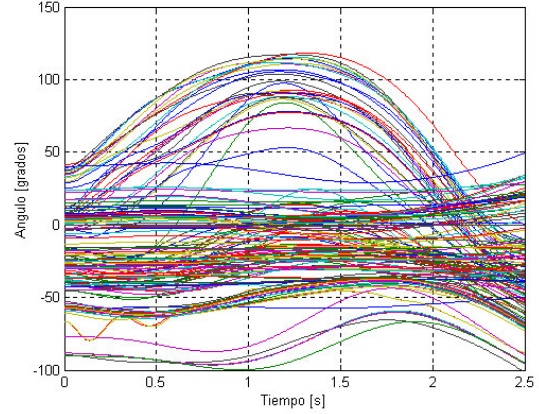


Fig. 3: Ángulos de rotor, caso estable

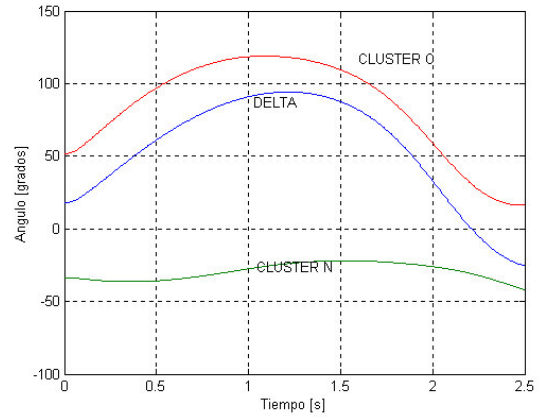


Fig. 4: Ángulos característicos de cada grupo de máquinas, caso estable

El mismo razonamiento se aplica para determinar la frecuencia de cada grupo de máquinas.

Para las potencias se definen las siguientes relaciones:

$$Pmec_C = \sum_C Pmec_i, Pelec_C = \sum_C Pelec_i$$

$$y$$

$$Pmec_N = \sum_N Pmec_i, Pelec_N = \sum_N Pelec_i$$

Una vez determinados los parámetros de cada grupo, es posible reducir el sistema de dos máquinas a un sistema de una máquina equivalente conectada a una barra infinita utilizando los conceptos básicos ilustrados en la Ref. [3]. De esta manera, los parámetros de la máquina equivalente respecto a una barra infinita se definen como:

$$\delta = \delta_C - \delta_N$$

$$\omega = \omega_C - \omega_N$$

$$H = \frac{H_C * H_N}{H_C + H_N}$$

y:

$$Pmec = H \left(\frac{Pmec_C}{H_C} - \frac{Pmec_N}{H_N} \right)$$

$$Pelec = H \left(\frac{Pelec_C}{H_C} - \frac{Pelec_N}{H_N} \right)$$

De esta forma, graficando en abscisas el ángulo y en ordenadas las potencias eléctrica y mecánica del equivalente OMIB, se pueden obtener curvas como la mostrada en la Figura 5, que posee la misma apariencia que las utilizadas en el clásico análisis del equivalente “máquina – barra infinita”.

Como es sabido, la estabilidad transitoria puede analizarse a partir del “criterio de la igualdad de áreas”:

$$\left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 = \frac{1}{H} \int_{\delta_{inicial}}^{\delta_{final}} (Pmec - Pelec) d\delta$$

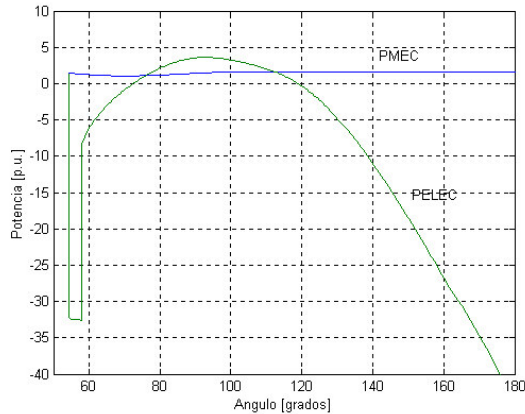


Fig. 5: Características “Potencia – ángulo”, caso inestable

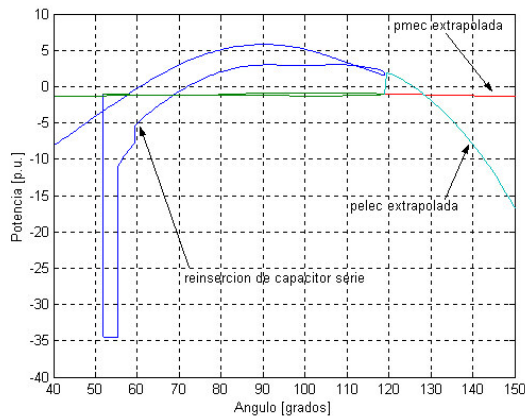


Fig. 6: Características “Potencia – ángulo”, caso estable, con extrapolación cuadrática de la potencia eléctrica.

La integral anterior puede evaluarse gráficamente si se calcula el área bajo la curva de la potencia acelerante versus el ángulo de rotor. Físicamente las áreas representan a las energías acelerante y desacelerante. Si la integral anterior es nula, (“área acelerante igual al área desacelerante”) la velocidad angular relativa entre las máquinas equivalentes será nula al cabo de la primera oscilación (determinada por los límites de integración),

por lo que se deduce que el caso será estable. Si el caso es inestable, es decir, si el área desacelerante no logra compensar al área acelerante, el ángulo de la máquina equivalente comenzará a apartarse aperiódicamente del ángulo de la “barra infinita”, perdiéndose paso cuando el apartamiento supere los 180° eléctricos.

De esta manera, se declara la inestabilidad del caso cuando δ supera los 180°.

Puede calcularse un índice de inestabilidad η , calculado como la diferencia entre las áreas acelerante y desacelerante. De esta manera:

$$\eta = -H * \omega 0 * (\omega_{INEST})^2$$

Donde ω_{INEST} es la variación de frecuencia en p.u. correspondiente al instante en que $\delta = \delta_{m\acute{a}x}$ (ángulo a partir del cual el área acelerante vuelve a aumentar aperiódicamente).

Este índice será tanto mayor cuanto mayor sea la diferencia entre las áreas acelerante y desacelerante.

De manera similar se puede calcular un índice de estabilidad relativa η para casos estables, definido como la diferencia entre las áreas desacelerante y acelerante. En este caso será necesario inferir la totalidad del área desacelerante a partir de extrapolación de las características “potencia vs. ángulo”, de acuerdo a lo ilustrado en la Figura 6. De esta manera se puede cuantificar el grado de estabilidad relativa del caso.

A partir de los resultados inestables, pueden inferirse valores de Desconexión Automática de Generación (DAG). Estos valores pueden determinarse a través de la siguiente expresión aproximada:

$$DAG = \frac{\eta}{\delta_{MAX} - \delta 1} * \frac{H_C}{H} (*)$$

Donde $\delta 1$ es el valor de ángulo correspondiente al instante en que comienza a existir área desacelerante.

3. IMPLEMENTACIÓN

Para lograr identificar estos grupos de máquinas, se incorporó al programa utilizado para realizar las simulaciones de estabilidad transitoria (PSS/E versión 26.2.1, de Power Technologies, Inc.) un modelo de usuario que, para cada instante de tiempo, (“paso a paso” de cálculo), identifica las unidades que componen cada grupo. Esto se realiza ordenando en forma decreciente los ángulos de rotor, eligiendo el máximo apartamiento entre valores sucesivos, y utilizando este valor como “frontera” entre los dos grupos de máquinas. La composición de cada grupo de máquinas puede variar para cada paso de cálculo del programa. La simulación es detenida cuando en el instante en que la diferencia angular entre los dos grupos de máquinas supera los 180 grados. Este instante define la composición de cada grupo de máquinas. A partir de esta composición se evalúan las energías cinéticas y potencias eléctricas y mecánicas correspondientes a cada uno de los pasos de cálculo, evaluándose posteriormente el modelo OMIB de acuerdo a la metodología señalada en el punto anterior.

4.SISTEMA E HIPÓTESIS UTILIZADAS

Se aplican las metodologías descritas sobre el corredor Comahue – Buenos Aires, que forma parte del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Este corredor está formado por cuatro líneas de 500 kV, compensadas en serie, a largo de dos trazas: la traza norte posee aproximadamente 1000 km de longitud, mientras que la traza sur tiene 1300 km. En la Figura 7 se presenta un diagrama unifilar del mismo.

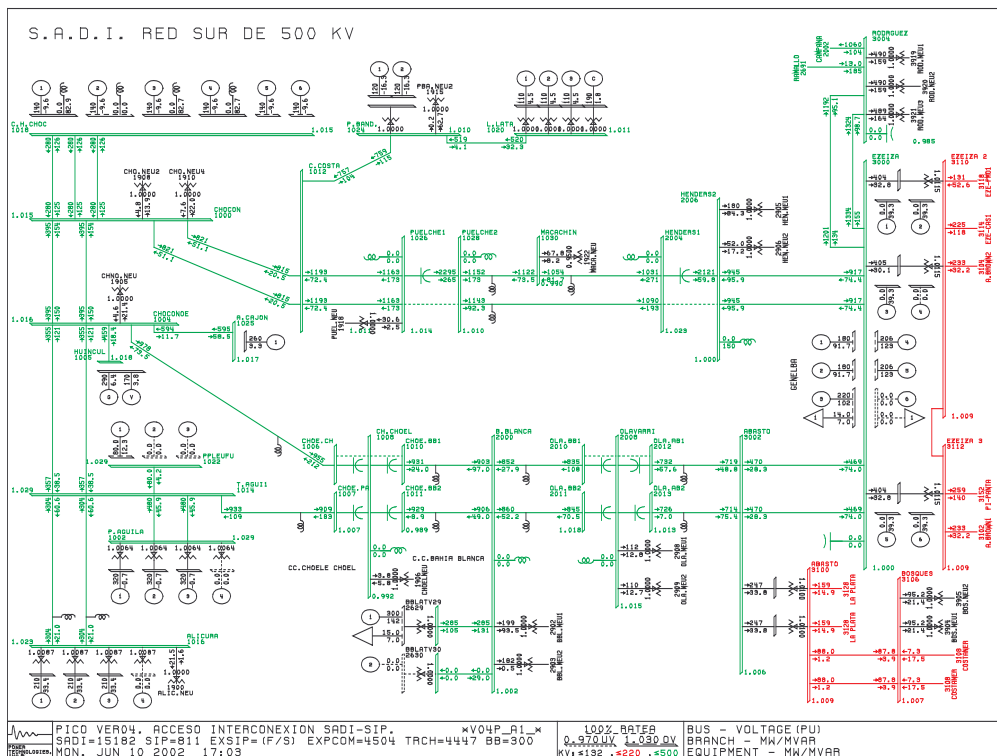


Fig. 7: Esquema de la red empleada

Este corredor posee los siguientes recursos estabilizantes aplicados a problemas de estabilidad transitoria:

-)Resistores de frenado: instalados en cada uno de los grupos generadores de las centrales El Chocón y Planicie Banderita. Poseen un umbral de primera conexión por potencia acelerante y una condición de segunda conexión por integral de potencia acelerante.

-)Desconexión automática de generación: existe un Control Maestro, que en función de la exportación de potencia del corredor y del estado del parque generador en el Comahue, preselecciona unidades a disparar en caso de fallas con salida definitiva del tramo fallado. La cantidad de generación a desconectar es función del tramo de línea fallado.

-)Cortes por relés de mínima frecuencia: a fin de restablecer el equilibrio entre demanda y generación ante la desconexión de unidades generadoras, existe un sistema de cortes de carga por mínima frecuencia.

Es importante notar que los capacitores serie poseen protecciones que los cortocircuitan en caso que a través de los mismos circulen corrientes del orden de las de cortocircuito. Las protecciones los vuelven a insertar en el sistema al cabo de 120 ms, tiempo durante el cual se supone que se produce el despeje de la falla.

Para las evaluaciones de límites de transporte y DAG inicialmente no se considerará la operación de los

resistores de frenado, a fin de ponderar únicamente el efecto estabilizante de la DAG.

Asimismo, para las mismas evaluaciones se considerará el bypass y reinserción de los capacitores serie al cabo de 120 ms, realizándose posteriormente un análisis de sensibilidad a fin de ponderar su efecto sobre la estabilidad transitoria utilizando la técnica OMIB.

En este trabajo se analiza en primer término, la metodología OMIB aplicada a la determinación de límites de transporte sin DAG, ante una falla trifásica, considerando un único tiempo de despeje de falla (80ms, convencionalmente utilizado en la realización de estudios eléctricos como “falla testigo”).

Luego, a partir de los resultados obtenidos, se deducen valores de DAG, sin inserción de resistores de frenado, a fin de asegurar la estabilidad del sistema en postfalla, comparándose estos valores con los actualmente ajustados.

Finalmente, se evalúa la utilización del equivalente OMIB para la determinación del tiempo crítico de despeje de falla.

5. CÁLCULO DE LÍMITES DE TRANSPORTE Y DAG CON EL MODELO OMIB

Normalmente los límites de un sistema de transmisión que vincula dos áreas eléctricas se evalúan partiendo de casos estables, incrementando progresivamente la transmisión

(aumentando la generación en el área exportadora, y disminuyéndola en el área importadora). El límite de transporte se declara si el caso simulado es inestable, mientras que el correspondiente al anterior incremento de transmisión no lo es. En la mayoría de los casos, las simulaciones inestables se descartan, no obteniéndose de ellas información de utilidad alguna.

Salvo que el analista conozca suficientemente la red, es difícil conocer de antemano valores de potencia transmitida del orden de la que corresponde al límite de transporte, por lo que no es posible conocer el número de veces que será necesario repetir simulaciones a fin de encontrar el límite.

Graficando en abscisas la potencia transmitida, y en ordenadas el índice de inestabilidad obtenido por el modelo OMIB para dos casos inestables, puede determinarse el límite usando extrapolación lineal. El límite corresponderá al valor $\eta = 0$.

Como ejemplo de aplicación, se calcula el límite de transporte sin DAG ante una falla trifásica en uno de los dos tramos El Chocón – Puelches 500 kV.

Los valores de partida para determinar los casos inestables pueden determinarse a partir del conocimiento de los parámetros de estado estacionario del sistema a estudiar.

Si se tiene en cuenta que el cuadripolo equivalente del sistema El Chocón –Buenos Aires posee una reactancia equivalente total de 0.0167 p.u. y una susceptancia equivalente total de 39.06 p.u, la máxima potencia transmisible en estado estacionario suponiendo barras de potencia infinita en los extremos receptor y emisor será de $100/0.0167 = 5988\text{MW}$, por lo que si se supone un ángulo máximo de transmisión de 50 grados, el límite de transporte será de aproximadamente 4587MW. Teniendo en cuenta el orden de magnitud de la máxima potencia transmisible, se tomó como valor de partida para el cálculo de los límites un valor cercano a los 4500MW.

De esta forma, con la metodología OMIB se calculan los índices de estabilidad para distintos valores de exportación del Comahue, que se vuelcan a la Tabla I y se grafican en la Figura 8.

Tabla 1: Cálculo de límites, con bypass de capacitores serie de Puelches durante 120ms.

Export. Comahue	η
4503.7MW	-2.77
4400MW	-1.66
4245MW	+0.25

Para el análisis realizado, se partió de alrededor de 4500MW. El segundo valor de potencia transmitida fue 100MW menor (4400MW). La combinación de valores (4400MW, 4500MW) y los índices correspondientes permiten extrapolar linealmente un límite de 4245 MW, que se encuentra en la intersección de la recta resultante con el eje de abscisas.

Tomando los índices correspondientes a este último valor y al de 4400MW, se infiere finalmente un límite de

transporte de 4265 MW, de acuerdo a lo ilustrado en la Figura 8.

De esta manera, se realizan solamente tres simulaciones, correspondientes a un caso estable y dos casos inestables.

El límite de transporte calculado mediante la metodología de búsqueda binaria (prueba y error) es de 4256 MW, resultando el error cometido respecto del método OMIB del 0.2%.

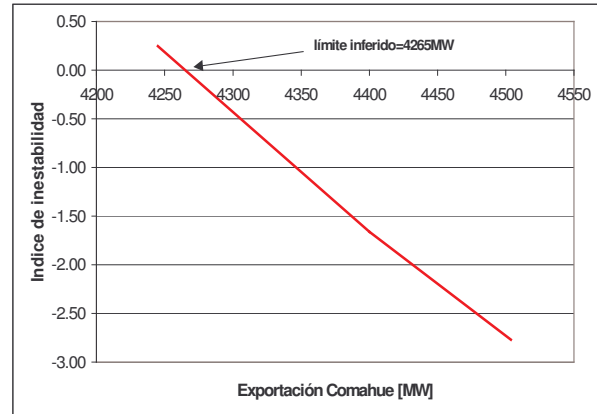


Fig. 8: Cálculo de límites de transporte. Falla trifásica El Chocón – Puelches circuito B, con despeje en 80ms, sin DAG. El límite calculado por la metodología binaria es 4256MW.

Es importante mencionar que los límites calculados no tienen en cuenta restricciones de funcionamiento de estado permanente en postfalla, como la ausencia de sobrecargas o de violaciones a umbrales de tensión. Para esta contingencia, el límite de 4256 MW presenta sobrecargas en postfalla del orden del 6% en capacitores serie, del 54% en el tramo no fallado El Chocón – Puelches 500 kV, y una tensión de 0.944 p.u. en Puelches (siendo el mínimo tolerable de 0.95 p.u.). Se deduce que esta metodología es apta para realizar determinaciones de límites por problemas exclusivos de estabilidad transitoria, debiéndose utilizar posteriormente flujos de carga para determinar que los estados postfalla sean viables en régimen permanente.

Utilizando las fórmulas presentadas en el punto 2, pueden calcularse valores de DAG aproximados para cada caso inestable. Asimismo, utilizando los mismos conceptos puede elaborarse una tabla ordenada indicando la efectividad para participar en la DAG de cada uno de los generadores correspondientes al grupo “que pierde sincronismo”. A fin de verificar estos valores, se realizaron simulaciones de estabilidad transitoria, cuyos resultados salientes se ilustran en la Tabla 2:

Tabla 2: Cálculo de DAG para 4503.7MW

DAG “teórica” [MW]	DAG “real” [MW]	Error DAG [%]	Resultado
682	684	0.3	Estable Sobrecargas: línea C.Costa–Puelches (49%) y cap.serie Olavarría (3%). Baja tensión en Puelches 2 (0.948 p.u.)

Se observan en ambos casos, picos de generación de potencia reactiva que alcanzan como máximo los 250 MVar en los compensadores sincrónicos de Ezeiza, localizados en el extremo receptor del sistema analizado, como lo muestra la Figura 9. Estos equipos poseen una potencia nominal de 125 MVar, y en estas simulaciones no se consideró la presencia de limitadores de sobreexcitación. Se observa en la Figura 9 que las oscilaciones de potencia reactiva son menores a 125 MVar recién al cabo de 7.5 segundos, por lo que existe un riesgo de que el equipo se desvincule de la red en caso de tener protecciones de sobrecarga.

Los valores de DAG calculados son considerablemente menores a los que actualmente utiliza el equipo real (1200MW). En función de lo comentado, se deduce que este mayor valor tiene en cuenta no solamente la DAG necesaria para garantizar la estabilidad transitoria en postfalla, sino también la ausencia de sobrecargas tanto en líneas como en generadores.

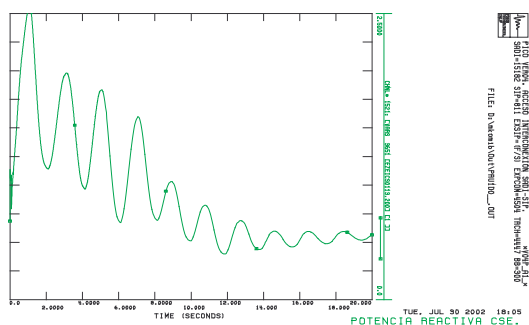


Fig. 9: Potencia reactiva generada por compensador sincrónico de Ezeiza. Falla trifásica El Chocón – Puelches circuito B. DAG=684MW. Exportación del Comahue = 4503.7MW. Escala: 0-250MVar, 0-20s.

A fin de obtener una mejor aproximación a la DAG, que elimine estas oscilaciones de potencia reactiva, se vuelve a calcular su valor pero esta vez suponiendo que existen limitadores de sobreexcitación en Ezeiza y en Bahía Blanca ajustados de tal forma que estos equipos no superen la máxima potencia reactiva disponible a tensión nominal según curva PQ. De esta manera se calculan y verifican los valores contenidos en la Tabla 3:

Tabla 3: Cálculo de DAG para 4503.7MW utilizando limitadores de sobreexcitación en Ezeiza y Bahía Blanca

DAG "teórica" [MW]	DAG "real" [MW]	Error DAG [%]	Resultado
874	890	1.8	Estable Sobrecargas: línea C.Costa-Puelches (37%). Sin violaciones de tensión.Sin sobrecargas en generadores

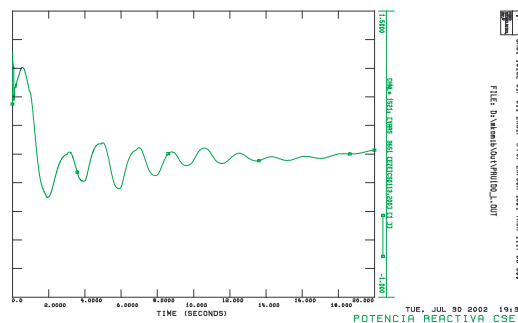


Fig. 10: Potencia reactiva en compensador sincrónico de Ezeiza. Falla trifásica El Chocón – Puelches circuito B. DAG=890MW. Exportación del Comahue = 4503.7MW. -100-150MVar, 0-20s.

Como puede apreciarse en la Figura 10, los valores de DAG calculados eliminan las sobrecargas transitorias detectadas anteriormente. La sobrecarga en postfalla en el tramo Cerrito de la Costa – Puelches podría eliminarse realizando reducción controlada de potencia mecánica de turbina. En general, para el control de sobrecargas en líneas se podrían utilizar otros recursos menos drásticos como la reducción controlada de potencia en unidades de generación térmica, de las que existe un número importante en el Comahue.

6. EFECTO DEL BYPASS DEL CAPACITOR SERIE

Se realiza un análisis de sensibilidad a fin de verificar el efecto del bypass y reinserción de bancos de capacitores serie en la estabilidad transitoria. En la Figura 11 se observa la comparación entre casos sin bypass, con bypass sin reinserción, y con bypass con reinserción en diferentes tiempos.

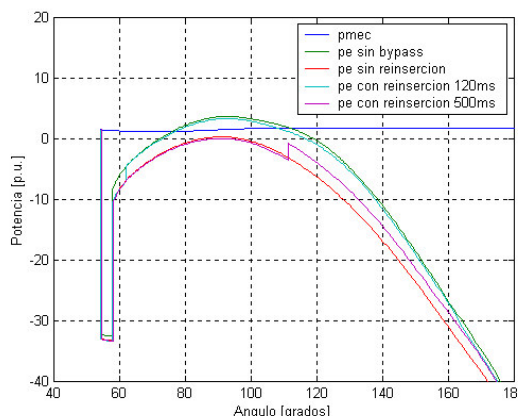


Fig. 11: Efecto del bypass del capacitor serie de Puelches. Falla trifásica Chocón – Puelches B, sin DAG. Exportación 4503.7MW

En la Tabla 4 se resumen los índices obtenidos para cada caso y la DAG asociada a cada uno a fin de que los casos sean estables.

Tabla 4: Efecto del tiempo de reinserción del KSP

KSP	η	DAG Teórica [MW]
Sin bypass	-2.26	483
Con bypass, sin reinserción	-4.59	906 (*)
Reinserción en 120 ms	-2.78	683
Reinserción en 500 ms	-4.60	909(*)
Reinserción en 800 ms	-4.59	906(*)
Reinserción en 1 s	-4.59	906(*)

(*) Estimada para delta=120-80

Como puede notarse, el caso con reinserción en 120ms resulta el más favorable, y está relativamente próximo al correspondiente a no considerar el bypass. Se deduce que el tiempo durante el cual el banco permanece desvinculado de la red degrada la estabilidad transitoria.

7. EFECTO DE LOS RESISTORES DE FRENADO

En la Figura 12 se observa la comparación sobre las características potencia – ángulo de casos con y sin resistores de frenado. En la Tabla 5 se resumen los índices de estabilidad correspondientes y se presentan los montos de DAG necesarios para estabilizar cada caso.

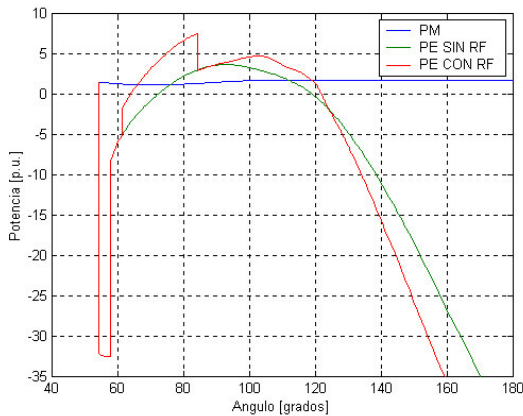


Fig. 12: Efecto de los resistores de frenado. Falla trifásica El Chocón – Puelches circuito B, sin DAG. Exportación del Comahue = 4503.7MW..

Tabla 5: Efecto de los resistores de frenado

Caso	η	DAG Teórica [MW]
Sin bypass de capacitores, Sin resistores de frenado	-2.26	483
Sin bypass de capacitores, Con resistores de frenado	-0.053	8

Durante la simulación, se observó la actuación de la lógica de primera conexión de resistores de frenado, realizada durante un tiempo fijo de 250ms en todas las unidades generadoras de El Chocón y Planicie Banderita. Como puede observarse, la actuación de los resistores de frenado prácticamente elimina la necesidad de DAG a fin de estabilizar el caso.

8. DETERMINACIÓN DE TIEMPOS CRÍTICOS DE DESPEJE DE FALLAS

Utilizando los mismos principios y metodologías empleadas para calcular los límites de transporte, se evalúa el tiempo crítico de eliminación de la misma falla trifásica anterior. En la Tabla 6 se muestran los índices η obtenidos para tres diferentes tiempos de despeje de falla.

Tabla 6: Cálculo de tiempo crítico. Exportación 4245MW

Tiempo de falla [ms]	η
80	+0.25
100	-3.39
120	-5.93

En la figura 13 se observa la gráfica utilizada para la determinación del tiempo crítico.

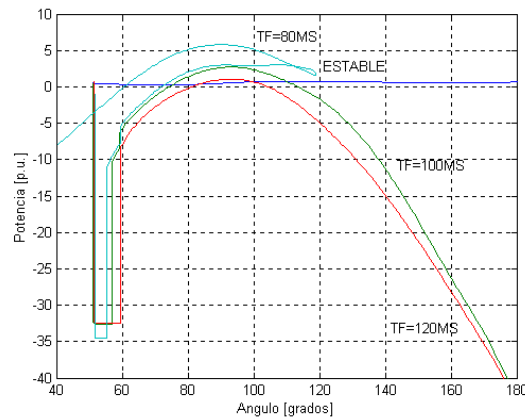


Fig. 13: Efecto del tiempo de duración de la falla. Falla trifásica El Chocón – Puelches circuito B, sin DAG. Exportación Comahue =4245MW

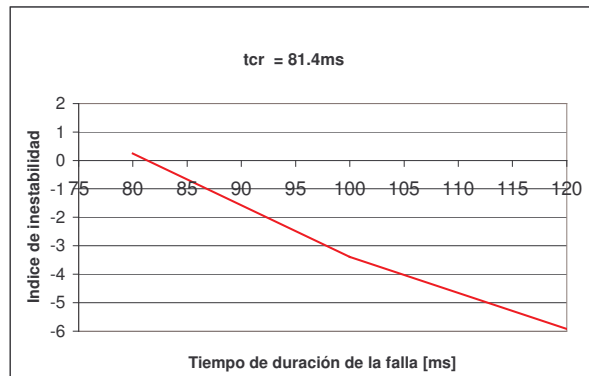


Fig. 14: Cálculo de tiempo crítico de despeje de falla. Falla trifásica El Chocón – Puelches circuito B, sin DAG. Exportación del Comahue = 4245MW

El valor inferido a partir del par de valores 80ms, 100ms es de 81.4ms. El tiempo crítico obtenido mediante la metodología de búsqueda binaria es de 80ms, ya que el caso de 85ms resulta inestable. El paso de integración utilizado fue de 5ms, por lo que se infiere que el límite calculado mediante la metodología binaria se encuentra entre 80 y 85 ms, lo cual coincide con el resultado aproximado mediante el modelo OMIB.

9. CONCLUSIONES

- La metodología OMIB consiste en representar un sistema complejo multimáquina con un equivalente máquina – barra infinita. Esta representación simplificada permite resolver cuestiones relacionadas con la estabilidad transitoria con muy poco esfuerzo de cálculo.
- La metodología OMIB utilizada prueba ser más eficiente que la técnica de búsqueda binaria para la determinación de límites de transporte y de tiempos críticos de despeje de falla.
- La técnica OMIB también prueba ser efectiva en la determinación de los volúmenes de DAG necesarios para lograr altas transferencias de potencia por el sistema analizado.
- El análisis de límites y volúmenes de DAG con el modelo “máquina – barra infinita” se restringe en principio a la evaluación de la estabilidad transitoria. No obstante, el eventual incremento de DAG

- necesario para el control de las sobrecargas en generadores altamente exigidos para control de tensión en postfalla , puede ser determinado mediante las técnicas OMIB si se incluye en el modelo dinámico la representación de limitadores de sobreexcitación.

10. REFERENCIAS

- [1] “Quantitative Search of Transient Stability Limits Using EEAC”. L. Wang, X. Wang, K.Morison, P. Kundur, F.Xue, C.Ding, Y.Luo, Y.Xue. IEEE PES Summer Meeting, Berlin, 1997.
- [2] “An Approach to Real-Time Transient Stability Assesment and Control”. M.Pavella, L. Wehenkel, A. Bettiol, D.Ernst. IEEE PES Summer Meeting Panel Session on Transient Stability Limit Search, Berlin, 1997.
- [3] “Power System Stability, Vol. I: Elements of Stability Calculations”. E.W.Kimbark. IEEE Press Power Systems Engineering Series. 1995 (reimpresión de la edición de 1948).
- [4] “Generalized One-Machine Equivalents in Transient Stability Studies”. M.Pavella. IEEE Power Engineering Review, January 1998.