



## TRABAJO TEORICO EXPERIMENTAL

### Utilización del paquete libre PSAT para estudios en el Sistema Electro energético Nacional

#### *Using the PSAT free package for studies in the National Electric System in Cuba*

Antonio – Martínez García  
Maykop – Pérez Martínez

Recibido: Octubre del 2012  
Aprobado: Marzo del 2013

#### **Resumen/ Abstract**

La determinación de los regímenes más económicos de operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia, teniendo en cuenta la confiabilidad, es una tarea actual sobre todo en sistemas de grandes dimensiones. En el siguiente trabajo se explican las posibilidades que brinda el paquete libre PSAT para efectuar análisis técnicos y económicos aplicados al Sistema Eléctrico Nacional, tales como flujos de carga, flujos continuados, análisis de estabilidad de la tensión, flujo óptimo de potencia y análisis de pequeñas oscilaciones, con lo cual se obtuvieron los siguientes resultados se evaluó la seguridad de estos regímenes desde el punto de vista de la cargabilidad de los nodos, así como de manera preliminar el amortiguamiento del sistema ante pequeñas perturbaciones y se determinó flujo óptimo para asegurar tensiones permisibles en los nodos. Los regímenes tomados como base para el estudio fueron regímenes bases típicos de invierno con demanda máxima pronosticada de 3187,41MW.

**Palabras clave:** estabilidad ante pequeñas perturbaciones, flujo continuado de potencia, flujo óptimo de potencia, PSAT.

*Determining the economic regimes of operation of Electrical Power Systems, considering the reliability, is a present task especially in large systems. In this paper, we explain the possibilities of the PSAT free package to perform technical and economic analysis applied to the national electricity system, such as load flow, continuous flow analysis, voltage stability, optimal power flow and analysis of small oscillations, which were obtained the following results are evaluated the safety of these systems from the point of view of the chargeability of the nodes, and preliminarily the damping of the system to small perturbations and was determined to ensure optimum flow allowable stresses at nodes. Regimes taken as a basis for the study were typical winter base systems with peak demand forecast of 3187,41 MW.*

**Key words:** stability to small perturbations, continuous flow of power, optimal power flow, PSAT.

#### INTRODUCCIÓN

La determinación de los regímenes más económicos de operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), teniendo en cuenta la confiabilidad, es una tarea actual sobre todo en sistemas de grandes dimensiones, por la complejidad de la tarea a resolver.

Los problemas de la estabilidad de la tensión surgen normalmente en los SEP muy cargados. El colapso de la tensión puede ser iniciado por varias causas, pero los factores principales que contribuyen a su aparición son:

- Los límites de la generación para controlar la tensión y la potencia reactiva.
- Las características de la carga.
- Las características de los aparatos para compensar la potencia reactiva.
- Los sistemas de regulación de tensión y sus ajustes, así como los regímenes de operación de los SEP.

El control de la tensión se realiza controlando la generación de potencia reactiva y el flujo de potencia reactiva en todos los niveles de los SEP. Los generadores son la forma básica y principal de mantener la tensión en los valores especificados mediante sus reguladores automáticos de la tensión. Es por ello, que el objetivo principal que se persigue es asimilar las potencialidades del paquete libre PSAT para efectuar cálculos de flujo, flujo continuado, flujo óptimo y pequeñas oscilaciones en el Sistema Eléctrico Cubano, lo que no se ha hecho hasta el momento en nuestro sistema, por lo que su utilidad práctica es evidente, para ello se utilizaron regímenes bases típicos de invierno con demanda máxima pronosticada de 3187,41MW.

#### UTILIZACIÓN DEL PAQUETE DE PROGRAMAS PSAT EN EL ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIAS

“Power System Analysis Toolbox” (PSAT) es un paquete de herramientas de MATLAB [1] para el análisis estático, dinámico y el control de Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), en el cuál se incluye el cálculo de Flujo de Cargas, Flujo de Cargas Continuo, Flujo de Cargas Óptimo, Análisis de Estabilidad de Pequeñas Señales y Simulaciones en el dominio del tiempo.

#### Flujo de carga

El problema del flujo de carga es formulado como la solución de un juego de ecuaciones no lineales como, ecuación 1:

$$\begin{aligned} f(x, y) &= 0 \\ g(x, y) &= 0 \end{aligned} \quad (1)$$

Donde:

$y$  ( $y \in \mathcal{R}^{2n}$ ),  $n$  es el número de nodos del SEP.

$x$  ( $x \in \mathcal{R}^m$ ), variables de estado.

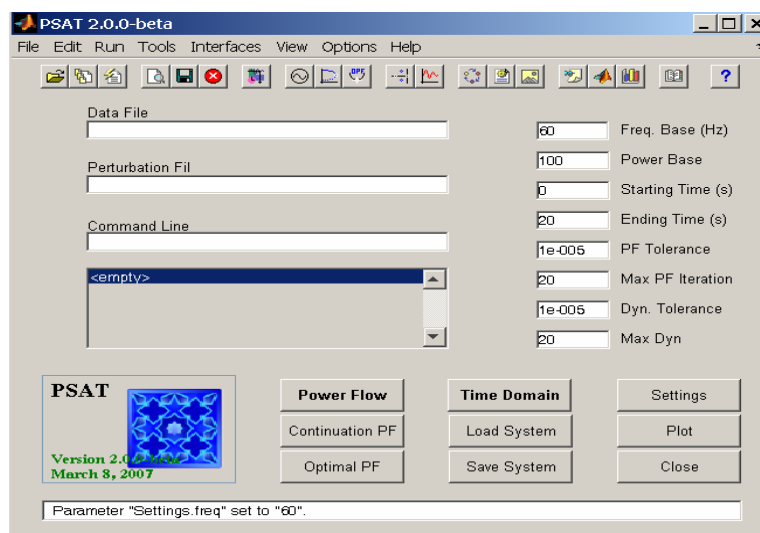
$g$  ( $g \in \mathcal{R}^{2n}$ ), es la ecuación algebraica de balance de la potencia activa y reactiva en cada barra.

$f$  ( $f \in \mathcal{R}^m$ ), ecuaciones diferenciales.

El algoritmo empleado por el software para la solución del problema del flujo de carga es el método de Newton Raphson.

## Ajustes

Los ajustes generales para el cálculo del flujo de cargas, potencia base y frecuencia del sistema, tolerancia de convergencia ("PF Tolerance") y máximo número de iteraciones usadas para el Newton Raphson ("Max PF") pueden ser seleccionados en la ventana principal del programa, figura 1.



**Fig. 1. Menú principal del paquete PSAT para cálculos en Sistemas Eléctricos de potencia.**

## Flujo de Carga Continuo

Una práctica muy utilizada en los análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para estudiar la confiabilidad de algunos regímenes en estado estacionario es la de utilizar la técnica de corrida de flujos continuados, en los que la carga del sistema se va incrementando en pasos hasta que el flujo de carga correspondiente no converja, lo que indica que se ha llegado a un estado no estable del sistema, o de máxima cargabilidad.

La técnica anterior puede emplearse teniendo en cuenta las restricciones de operación del sistema, tales como límites de generación de potencia reactiva en los nodos PV, límites de tensión en los nodos de carga, así como límites de transferencias por las líneas, o sin tener en cuenta estas restricciones, en este último caso los generadores podrán generar toda la potencia reactiva que sea necesaria y no se fijarán límites de tensión en los nodos, los márgenes de estabilidad serán superiores y cuando se llegue a la condición de inestabilidad, la misma se relacionará con situaciones propias de la red que no puede llegar a un régimen estable para la carga que se supone deba de servir.

En el paquete PSAT se da la posibilidad de ejecutar flujos continuados a partir de un flujo de carga previo o base, para las dos condiciones de las que se habla con anterioridad, para efectuar la corrida de flujos continuados hay que partir como se dijo anteriormente de un flujo inicial. [1,2]

La dirección de la corrida de flujos continuados se determina con los valores de potencias activas y reactivas de las cargas destinadas por PSAT para el cálculo de flujo óptimo y direcciones de demandas.

En la figura 2, se muestra como introducir estos datos, donde en la primera caja de edición aparece la potencia base del sistema, y en la segunda y tercera cajas de edición deben de ponerse las direcciones de incremento de la potencia activa y reactiva del nodo en cuestión, por ejemplo, en el caso de la máscara mostrada en la figura 2 las direcciones indican que en el nodo en cuestión las potencias activa y reactiva para el flujo continuado variarán según:

$$P = P_0 + \lambda \cdot 0,4$$

$$Q = Q_0 + \lambda \cdot 0,4$$

Donde  $P_0$  y  $Q_0$  son los valores de la potencia activa y reactiva de la carga en el nodo en cuestión resultados del flujo inicial o régimen a partir del cual se comenzará el estudio de los flujos continuados. El valor del parámetro  $\lambda$  (lambda) será precisamente el resultado a alcanzar después de correr todos los flujos hasta el momento en que el sistema no converja, obteniendo los límites de sobrecarga que el sistema puede admitir a partir del régimen inicial, es decir,  $\lambda$  será el punto de máxima cargabilidad de cada nodo en cuestión [1].

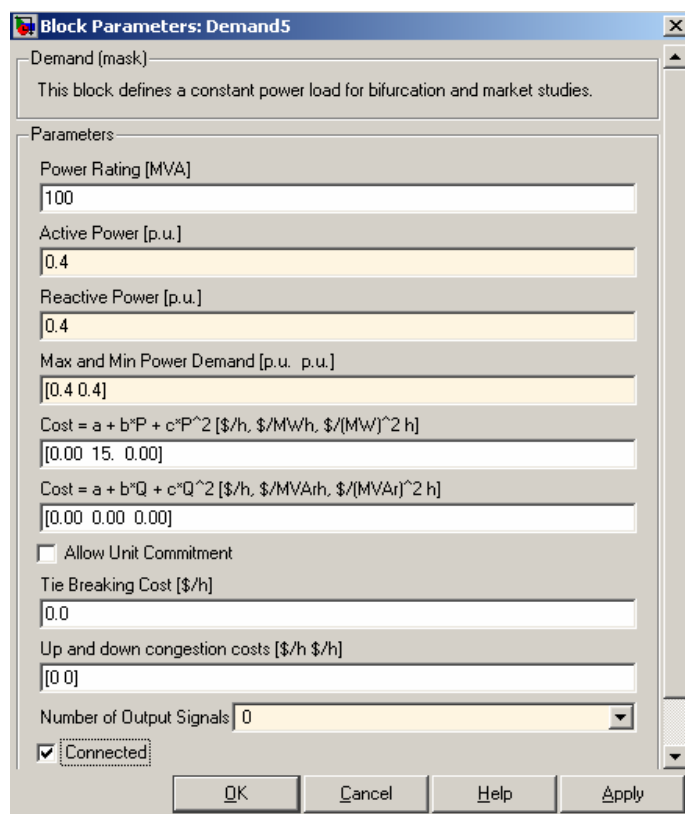


Fig. 2. Pantalla para la selección de los parámetros de las cargas.

### Flujo de potencia Óptimo

Un flujo de potencia óptimo (FPO) es un flujo de potencia que minimiza el costo del combustible empleado en la generación o cualquier otra magnitud asociada al problema, sujeto a un conjunto de restricciones tales como límites de transferencias, límites de tensiones, límites de capacidades de generación activa y reactiva, límite de las derivaciones de los transformadores, etc. Cuando se minimiza el costo del combustible empleado el flujo de carga óptimo puede considerarse como un despacho económico ampliado en el cual además de determinarse las magnitudes de potencias activas a generar por cada unidad se determinan las potencias reactivas, así como la generación de los equipos compensadores y las derivaciones de los transformadores, cumplimentando con las restricciones impuestas. La seguridad de los sistemas eléctricos de potencia es un elemento adicional e importante que surge en la década de los 70 el cual ha tenido una profunda influencia en el problema del flujo óptimo, la seguridad requiere que la operación del sistema sea factible primero para el sistema en su forma íntegra y segundo bajo condiciones de contingencias, es decir cuando falla uno o varios elementos del sistema. La incorporación de restricciones de seguridad

en el problema de FPO ha sido un gran reto para los investigadores en esta área debido al incremento de variables que ello implica.

Una amplia variedad de técnicas se han aplicado, diferenciándose cada una entre sí por su efectividad, velocidad y robustez, algunas de las más relevantes son:

- Las técnicas de proyección del gradiente.
- Las técnicas de Lagrange. [1, 2, 3]
- Técnicas Lineales. [3-4]
- Técnicas cuadráticas.[3, 5]

En el programa PSAT hay implementados tres tipos de funciones objetivos para la resolución del flujo óptimo:

1. Maximización de los beneficios sociales.
2. Maximización de la distancia para la condición de máxima carga.
3. Optimización de una Función multi-objetivo.

El programa internamente representa los algoritmos de la misma manera, ignorando las restricciones que no se corresponde con el tipo de tarea a resolver. La técnica utilizada por PSAT para minimizar la función objetivo son las técnicas de Lagrange.

### **Estabilidad ante pequeñas oscilaciones [4-7]**

La estabilidad ante pequeñas oscilaciones puede ser definida como la capacidad que posee un Sistema de Potencia para mantener el sincronismo cuando está sujeto a una pequeña perturbación. En este contexto una perturbación se considera pequeña si las ecuaciones que describen la respuesta resultante del sistema pueden ser linealizadas alrededor del régimen inicial con el propósito de su análisis en el espacio de estado.

La estabilidad de los sistemas no lineales se puede clasificar en las siguientes categorías:

1-. Estabilidad local: El sistema es localmente estable en torno a un punto de equilibrio si, cuando es sometido a una pequeña perturbación, se mantiene dentro de una región pequeña rodeando el punto de equilibrio.

2-. Estabilidad Finita: Si el estado de un sistema permanece dentro de una región finita  $R$ , entonces, se dice, es estable dentro de  $R$ .

3-. Estabilidad global: Se dice que el sistema es globalmente estable si la región  $R$  incluye el espacio finito entero.

El análisis de la estabilidad de un sistema no lineal está dado por las raíces de la ecuación característica, dado por los autovalores de  $A$ :

- a) Cuando los autovalores tengan parte real negativa, el sistema es estable.
- b) Cuando al menos uno de los autovalores tengan parte real positiva el sistema es inestable.
- c) Cuando los autovalores tengan parte real igual a cero, no es posible determinar si el sistema es estable o no.

En Sistemas Eléctricos de Potencia con un gran número de nodos, los problemas de estabilidad ante pequeñas oscilaciones pueden ser de naturaleza local o global.

Los problemas locales implican a una pequeña parte del sistema. Que pueden estar asociados con las oscilaciones del ángulo del rotor de un generador único contra el resto de SEP o puede estar asociado con oscilaciones entre los rotores de unos pocos generadores que estén relativamente cerca unos de otros, estas oscilaciones se llaman *modos locales de oscilación*. Por lo general, estos modos de oscilación tienen frecuencias que se encuentran en el rango de 0,7 a 2,0 Hz. Los problemas globales son causados por la interacción entre un gran grupo de generadores. Esto implica oscilaciones de un grupo de generadores de un área contra un grupo de generadores en otra área, estas oscilaciones reciben el nombre de *modos interáreas de oscilación*. Para los SEP con un gran número de nodos usualmente suelen tener dos distintas formas de modos interáreas de oscilación:

- a) A bajas frecuencia que involucra a todos los generadores del SEP. El SEP es esencialmente dividido en dos partes, con generadores en un área que se balancean contra generadores de la otra área. La frecuencia de este modo de oscilación se encuentra en el orden entre 0,1 a 0,3 Hz.
- b) A altas frecuencias de oscilación que involucran subgrupos de generadores que oscilan unos contra otros. La frecuencia de esta oscilación es típica para valores entre 0,4 a 0,7 Hz.

De manera general se puede plantear que la frecuencia de oscilación típica del modo interárea es entre 0,1 a 0,7 Hz.

## RESULTADOS DE FLUJO ÓPTIMO, FLUJO CONTINUADO Y PEQUEÑAS OSCILACIONES

Una vez vistas las posibilidades que brinda el paquete libre PSAT para el análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia se pasa a utilizar este paquete para efectuar estudios del SEN cubano partiendo de regímenes bases típicos de invierno con demanda máxima pronosticada de 3187,41MW. El objetivo que se persigue es utilizar el paquete de programa PSAT para evaluar técnica y económicamente y con criterios de seguridad los regímenes bases tomados para los estudios perspectivas del desarrollo del Sistema Electroenergético Nacional. Los regímenes bases analizados fueron los de máxima y mínima demanda. En la tabla 1, se muestran los datos de los regímenes tomados como bases para el estudio.

<b>Tabla 1. Datos de los regímenes máximos y mínimos tomados como bases para el estudio.</b>		
<b>Régimen.</b>		
<b>Datos.</b>	<b>Máxima Demanda.</b>	<b>Mínima Demanda.</b>
Generación Total de Potencia Activa en MW	<b>3187,41</b>	<b>1444,4</b>
Generación total de potencia reactiva en Mvar. + "Shunt" de los condensadores.	1113,61 + 169,94= <b>1283,55</b>	-173,52+208,18= <b>34,66</b>
Carga activa total en MW.	<b>3101,1</b>	<b>1399,5</b>
Carga reactiva total en Mvar.	<b>1151,8</b>	<b>631,82</b>
Pérdidas de potencia activa total en MW.	<b>86,31</b>	<b>44,87</b>
Pérdidas de potencia reactiva total en Mvar.	<b>131,75</b>	<b>-597,16</b>

### Flujo continuado

El objetivo principal del flujo continuado es determinar la reserva máxima de potencia activa y reactiva que tiene el sistema antes de perder la estabilidad por problemas con los módulos de las tensiones. Para esto se tomó el régimen de mínima demanda con y sin restricciones de reactivo en las unidades generadoras, y el régimen de máxima demanda con y sin restricciones de reactivo en las unidades generadoras. La dirección del incremento de las cargas, para los regímenes de máxima y mínima demanda, se tomó como un vector con el valor de la carga en cada nodo.

### Mínima demanda

Después de efectuar la corrida de flujos continuados se obtiene que la lambda máxima sin restricciones de reactivo generado fue de 0,61424 y la lambda máxima con restricciones fue de 0,13356. Este valor de lambda máxima permite obtener el valor máximo al cual se va a incrementar la carga en cada nodo antes de perder la estabilidad por problemas de tensión.

El sistema en su conjunto solamente podrá incrementar la carga en 186,92 MW y 84,39 Mvar, sin que los nodos del sistema lleguen a su punto crítico de cargabilidad variando la carga a factor de potencia constante.

En la figura 3, se muestran las curvas de tensión versus lambda de las unidades generadoras AM3 y FEL2, como se puede apreciar ambas unidades generadoras llegan al punto de máxima cargabilidad, es decir para valores mayores que lambda estos nodos se hace inestables.

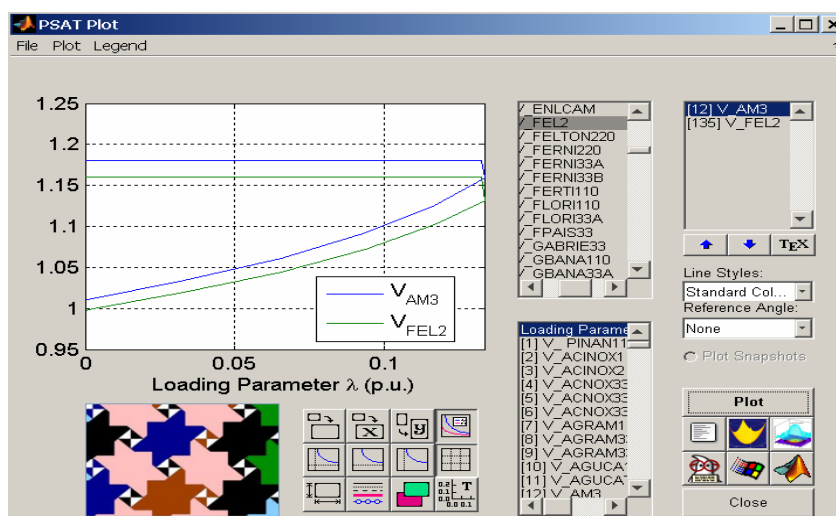


Fig. 3. Curva de Estabilidad de tensión de algunas unidades generadoras.

Es interesante observar que estos nodos generadores llegan al punto máximo de cargabilidad sin que se hayan producido caídas apreciables en el valor de la tensión, este resultado confirma que no basta con fijar altos valores modulares de la tensión en los nodos para asegurar un régimen confiable, sino que son necesarios estudios de flujo continuado para comprobar las reservas de potencia reactiva necesarias por zonas del sistema para asegurar la debida confiabilidad de los regímenes de trabajo.

### Máxima demanda

Después de corrido el régimen se obtiene que la lambda máxima sin restricciones de reactivo generado fue de 0,3033 y la lambda máxima con restricciones fue de 0,04511. Este valor de lambda máxima permite calcular el valor máximo al cual se puede incrementar la carga en cada nodo antes de perder la estabilidad por problemas de tensión.

El sistema en su conjunto podrá incrementar la carga en 139,89 MW y 51,96 Mvar antes de perder la estabilidad por problemas de tensión, este valor pequeño (4,5 %) de incremento indica que el sistema se encuentra trabajando en un régimen muy cercano al de pérdida de estabilidad por problemas de tensión, o de máxima cargabilidad.

En la figura 4, se muestran las unidades generadoras FEL2 Y FELTON6B como se puede apreciar ambas unidades generadoras llegan al punto de máxima cargabilidad, es decir para valores mayores que lambda estos nodos se hace inestables

Al igual que en el caso de mínima demanda es interesante que de nuevo se llega al estado de máxima cargabilidad sin que se produzcan disminuciones apreciables de la tensión en los nodos.

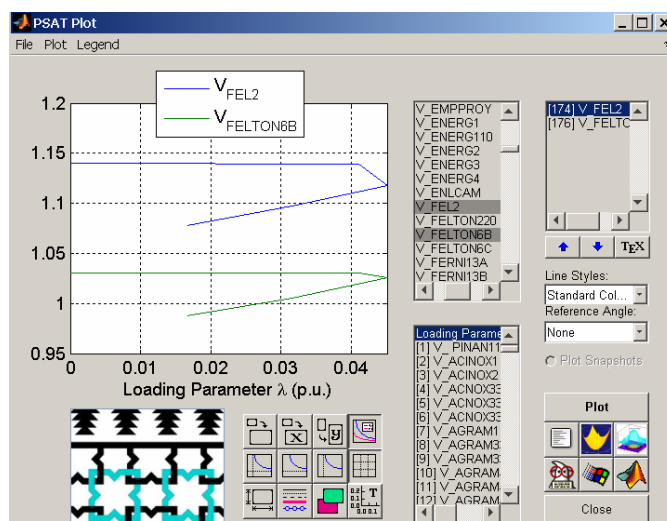


Fig. 4. Curva de Estabilidad de tensión de algunas unidades generadoras.

### Flujo óptimo [5]

En el caso del flujo óptimo se corrieron las variantes que no tienen en cuenta los criterios de seguridad y las que lo tienen en cuenta, que son los dos casos extremos explicados.

En el caso de máxima demanda cuando se tiene en cuenta los criterios de seguridad ( $\omega = 1$ ) el flujo óptimo no converge debido a que el sistema se hace inestable por tensión, lo cual reafirma lo obtenido en el flujo continuado que este régimen está muy cerca del régimen inicial.

Para el cálculo de los coeficientes de la curva de costo ( $Costo = a + b \cdot P + c \cdot P^2$ ) se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos: los precios del crudo, fuel, y diesel fueron de 220, 321, 410,88 \$/t respectivamente, el precio del lubricante, la cantidad de máquinas generadoras por emplazamiento, la potencia nominal, así como el tipo de máquina (MAN, HYUNDAI, MTU y las térmicas).

En el caso de mínima demanda sin tener en cuenta el criterio de seguridad el ahorro fue de: 1,176 miles de \$/h. Cuando se tiene en cuenta el criterio de seguridad no hay ahorro, se gasta más (10,5307 miles de \$/h), producto que se tuvo en cuenta la máxima seguridad del sistema en cuanto a la estabilidad por problemas de tensión y el algoritmo obvia lo económico y tiene más en cuenta la seguridad del sistema, se corrió para el caso de  $\omega = 1$  (máxima seguridad). Se considera los casos de no tener en cuenta la seguridad y teniendo en cuenta la seguridad del sistema, para poder comparar de esta forma los casos extremos.

En máxima demanda sin tener en cuenta el criterio de seguridad el ahorro fue de: 4,26 miles de \$/h.

### Análisis de pequeñas oscilaciones

Se parte del mismo régimen inicial de invierno en máxima generación, o sea período pico. Con el objetivo de analizar la influencia en la estabilidad ante pequeñas perturbaciones del sistema el trabajar los grupos fuel Man, teniendo en cuenta los fenómenos electromagnéticos en régimen de control automático de la tensión se efectuó el mismo estudio pero considerando en las unidades Man del Mariel el regulador de tensión, siendo los resultados los que se muestran a continuación en la figura 5.



## STATE MATRIX EIGENVALUES

Eigvalue	Most Associated States	Real part	Imag. Part	Frequency
Eig As # 62	omega_syn_2, delta_syn_2	-7.7735	24.1863	3.8494
Eig As # 63	omega_syn_2, delta_syn_2	-7.7735	-24.1863	3.8494
Eig As # 64	omega_syn_10, delta_syn_10	-7.7735	24.1863	3.8494
Eig As # 65	omega_syn_10, delta_syn_10	-7.7735	-24.1863	3.8494
Eig As # 77	omega_syn_7, delta_syn_7	-3.704	18.1854	2.8943
Eig As # 78	omega_syn_7, delta_syn_7	-3.704	-18.1854	2.8943
Eig As # 81	delta_syn_16, omega_syn_16	-0.55708	16.0308	2.5514
Eig As # 82	delta_syn_16, omega_syn_16	-0.55708	-16.0308	2.5514
Eig As # 84	omega_syn_13, delta_syn_13	-1.5811	15.4895	2.4652
Eig As # 85	omega_syn_13, delta_syn_13	-1.5811	-15.4895	2.4652
Eig As # 86	omega_syn_3, delta_syn_3	-3.252	15.0083	2.3887
Eig As # 87	omega_syn_3, delta_syn_3	-3.252	-15.0083	2.3887
Eig As # 88	omega_syn_15, delta_syn_15	-1.615	13.9768	2.2245
Eig As # 89	omega_syn_15, delta_syn_15	-1.615	-13.9768	2.2245
Eig As # 90	omega_syn_14, delta_syn_14	-1.2025	13.7218	2.1839
Eig As # 91	omega_syn_14, delta_syn_14	-1.2025	-13.7218	2.1839
Eig As # 92	omega_syn_11, omega_syn_12	-2.8936	15.1586	2.4126
Eig As # 93	omega_syn_11, omega_syn_12	-2.8936	-15.1586	2.4126
Eig As # 94	omega_syn_1, omega_syn_6	-2.676	11.7502	1.8701
Eig As # 95	omega_syn_1, omega_syn_6	-2.676	-11.7502	1.8701
Eig As # 96	omega_syn_9, delta_syn_9	-2.2572	11.2716	1.7939
Eig As # 97	omega_syn_9, delta_syn_9	-2.2572	-11.2716	1.7939
Eig As # 98	omega_syn_4, delta_syn_4	-2.4733	11.4525	1.8227
Eig As # 99	omega_syn_4, delta_syn_4	-2.4733	-11.4525	1.8227
Eig As #100	omega_syn_6, omega_syn_1	-1.9865	10.8204	1.7221
Eig As #101	omega_syn_6, omega_syn_1	-1.9865	-10.8204	1.7221
Eig As #102	omega_syn_5, delta_syn_5	-1.3448	10.4977	1.6708
Eig As #103	omega_syn_5, delta_syn_5	-1.3448	-10.4977	1.6708
Eig As #112	omega_syn_4, omega_syn_5	-0.41721	5.697	0.9067
Eig As #113	omega_syn_4, omega_syn_5	-0.41721	-5.697	0.9067

Fig. 5. Modos de oscilación del sistema teniendo en cuenta las máquinas Man el regulador de tensión.

## CONCLUSIONES

1-. El valor de  $\lambda$  (4,5 %) para el caso del régimen tomado de máxima demanda indica que el sistema está trabajando en un régimen muy cercano al de máxima cargabilidad, por lo que se puede decir que a partir de ese incremento de carga este sistema se hace inestable, lo que indica que el sistema por zonas posee baja reserva de potencia reactiva. Lo cual puede observarse en la curva tensión versus  $\lambda$  de los nodos generadores, estos se hacen inestables en todas las zonas. No ocurriendo lo mismo para el caso de mínima demanda ( $\lambda$  igual 13,3 %) donde las zonas que se hacen inestables son las zonas oriental y central.

2-. En el flujo óptimo se tomaron los casos extremos explicados, este análisis se realizó para el caso del régimen de mínima demanda, porque el de máxima demanda no converge para el caso de  $\omega = 1$ , ya que como se concluyó para el flujo continuado este régimen está muy cercano al régimen de pérdida de estabilidad por problemas de tensión. Además nótese la diferencia que existe en el plan de generación con seguridad y sin seguridad, para el régimen de mínima demanda, este se debe en primer lugar a que cuando no se tiene en cuenta la seguridad del sistema y solamente se tiene en cuenta el ahorro del combustible, el algoritmo tiende a cargar más las plantas generadoras que tengan menor costo de combustible y no tiene en cuenta la variación de la carga y lo que esta afecta a la estabilidad de la tensión, sin embargo, cuando se tiene en cuenta únicamente la seguridad del sistema, el plan de generación cambia drásticamente.

3-. Una vez calculados los modos de oscilación para el caso del régimen de máxima demanda se pudo concluir que todos los valores de frecuencia de oscilación de los autovalores corresponden a modos locales de oscilación, por lo que se puede decir que el sistema se comporta como una sola área.

4-. El considerar en las máquinas MAN el regulador de tensión hace que aumente el amortiguamiento de los modos de oscilación propios asociados a las unidades Mariel 13-2, Mariel 13-3, Mariel 13-4, Mariel 13-NV y por tanto mejora la estabilidad del sistema ante pequeñas perturbaciones.

---

5-. Es importante observar que la no consideración de los reguladores de velocidad disminuye el amortiguamiento de todos los modos de oscilación del sistema.

## REFERENCIAS

- [ 1 ] Milano, F., "Documentación para la versión de PSAT2.0.0  $\beta$ ". 8 de marzo de 2007, [Consulta septiembre de 2007], Disponible en: <http://thunderbox.uwaterloo.ca/~fmilano>.
- [2] SAADAT, H., "Power System Analysis". Editor Betsy Jones, TK1011.S23, 1999, ISBN 0-07-561634.
- [3] XIE, K., *et al.*, "Decomposition model and interior point methods for optimal spot pricing of electricity in deregulation environments". IEEE Transactions on Power Systems, February 2000, vol.15, n.1, p. 39-50, ISSN 0885-8950.
- [4] KUNDUR, P., "Power system stability and control". New York: Mac Graw Hills; 1993; ISBN 0-07-035958-X.
- [5] MILANO, F., *et al.*, "Sensitivity-Based Security-Constrained OPF Market Clearing Model", IEEE Transactions on power systems, November 2005, vol.20, n.4, p. 2051–2060, ISSN 0885-8950.
- [6] ROSEHART, W.D.; *et al.*, "Multiobjective optimal power flows to evaluate voltage security costs in power networks". IEEE Transactions on power systems, May 2003, vol.18, n.2, p. 578-587, ISSN 0885-8950.
- [7] MILANO, F.; *et al.*, "Multiobjective optimization for pricing systems security in electricity markets". IEEE Transactions on power systems, May 2003, vol.18, n.2, p. 596-604, ISSN 0885-8950.

## AUTORES

### **Antonio A. Martínez García.**

Ingeniero Electricista, Doctor en Ciencias Técnicas, Profesor Titular, Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergética, CIPEL. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, La Habana, Cuba.

e-mail: [amg@electrica.cujae.edu.cu](mailto:amg@electrica.cujae.edu.cu)

### **Maykop Pérez Martínez.**

Ingeniero Electricista, Máster en Ingeniería Eléctrica, Profesor Asistente, Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergética, CIPEL. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, La Habana, Cuba.

e-mail: [maykop@electrica.cujae.edu.cu](mailto:maykop@electrica.cujae.edu.cu)