



Comité Nacional Paraguay

VII SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO

25, 26 y 27 DE OCTUBRE DE 2006



Unión de Ingenieros de la ANDE

VI SEMINARIO TÉCNICO – U.I.A

VII/CE-C4-01

COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA MULTI-OBJETIVO APLICADA AL SISTEMA ELÉCTRICO PARAGUAYO

José Vallejos, Ubaldo Fernández y Rodrigo Ramos

Administración Nacional de Electricidad - ANDE

PARAGUAY

RESUMEN

Este trabajo fue realizado en el marco de estudios de planificación del Sistema Interconectado Nacional y sirvió para validar los esquemas de compensación de potencia reactiva basados en los cálculos convencionales de ingeniería eléctrica y en la experiencia de los profesionales de planificación. En este sentido ha demostrado ser una herramienta útil para la planificación.

El mismo presenta una variante del *Strength Pareto Evolutionary Algorithm* para resolver el problema de la compensación de potencia reactiva en el Sistema Interconectado Nacional. Esto se logra enfocando el problema como un problema de optimización multi-objetivo, tomando restricciones tradicionales como funciones objetivo.

El método desarrolla un análisis extenso de esquemas de compensación de potencia reactiva dando como resultado un amplio conjunto de soluciones óptimas, conocidas como conjunto Pareto. El algoritmo utilizado genera una variedad de esquemas de compensación que permiten realizar una comparación objetiva con el esquema previamente planificación, realizado por técnicas tradicionales de cálculo, en las cuales la experiencia y conocimiento del sistema son cruciales. Así se alcanza el objeto principal de este estudio de verificar el desempeño del esquema de compensación del Sistema Interconectado Nacional adoptado en planificación.

PALABRAS CLAVES

Compensación de Potencia Reactiva, Optimización Multi-objetivo, Algoritmos Evolutivos.

1 INTRODUCCION

La variante del *Strength Pareto Evolutionary Algorithm* (SPEA) [1] aplicada al problema de la compensación de potencia reactiva [2-6] optimiza independientemente varios parámetros relacionados con la planificación y operación de los sistemas de potencia, tales como, inversión en dispositivos de compensación de potencia reactiva, pérdidas de transmisión, desviación promedio de tensión, desviación máxima de tensión y el margen de estabilidad de tensión, medido en un porcentaje de aumento de carga. En adición a trabajos previos, la generación de potencia reactiva de los CERs es incluida como una nueva función objetivo.

Varias restricciones fueron tomadas en cuenta para especificar parámetros, prestándose especial atención en la definición de la máxima compensación de potencia reactiva para cada barra del sistema, basados en el nivel de tensión, la carga de cada barra y el perfil de tensiones deseado.

Como resultado se obtiene un amplio conjunto de soluciones óptimas, conocidas como conjunto PARETO [1,8], que permite poder seleccionar aquella solución que mejor combine los diferentes parámetros.

2 PREMISAS CONSIDERADAS

El enfoque del estudio fue realizado desde el punto de vista de la operación del sistema en régimen permanente, en base al análisis de los flujos de potencias para la carga punta del sistema proyectada para el mediano plazo, con vistas a satisfacer exclusivamente los requisitos del mercado nacional. Se adoptó la configuración de operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) separada, esto es, el sistema operando en dos subsistemas separados eléctricamente en las SEs de Acaray y Guarambaré (SS1 y SS2).

En lo que respecta a obras importantes introducidas en el sistema, se considera disponibles la LT 500 kV Margen Derecha-Limpio y la nueva doble terna en 220 kV Acaray – K30 – Cnel. Oviedo (Circuitos 8 y 9).

El criterio de planificación (*N-I*) impone que la determinación de la compensación de potencia reactiva sea efectuada en condición de operación en régimen de emergencia, ante la contingencia más severa, que constituye justamente el fuera de servicio de la LT 500 kV Margen Derecha-Limpio. La compensación es determinada pues con la operación del sistema principal exclusivamente en 220 kV.

Fueron seleccionadas todas las barras de 66 kV y 23 kV como candidatas, incluyéndose además 11 barras candidatas en 220 kV (Cnel. Oviedo, San Lorenzo, Guarambaré, Lambaré, Pto. Botánico, Limpio, Pto. Sajonia, Eusebio Ayala, Horqueta, P.J.Caballero, Carayao) .

Para la determinación de la máxima potencia de los bancos *shunt* en cada barra candidata se tomaron los siguientes criterios de acuerdo al nivel de tensión:

- Para barras de 23 kV: Como máximo la potencia del banco de capacitores *shunt* a ser instalada puede ser igual a un tercio de la potencia de la carga a ser atendida, conforme a criterios de operación.
- Para barras de 66 kV: La máxima capacidad que podría ser instalada debe ser acorde a la capacidad de los bancos de transformadores 220/66 kV conectados a la barra.
- Para barras de 220 kV: Se toma como criterio evitar variaciones excesivas de tensión durante la conmutación (*switched*) de los bancos de compensación. Así la capacidad máxima se calcula en base a una estimación de la sensibilidad de la barra, tomada como $\frac{\partial V}{\partial Q} \approx \frac{1}{S_{CC}}$, siendo V la tensión en la barra, Q la potencia reactiva inyectada en la barra y S_{CC} la potencia de cortocircuito en la barra.

3 METODO PROPUESTO

Fue implementado un algoritmo de *Inteligencia Artificial* que busca la optimización de la ubicación de bancos de capacitores para compensar el sistema eléctrico de potencia [2-6]. El mismo está basado en el enfoque multi-objetivo de los problemas y en los algoritmos genéticos, la conjunción de dichas técnicas busca optimizar en forma independiente y simultánea varias funciones objetivo. Como resultado se obtiene un conjunto de esquemas de compensación que son óptimas de tal forma que no se puede mejorar uno de los objetivos sin degradar el valor obtenido en los otros, a este conjunto

solución del problema se le conoce como Conjunto PARETO (P) y la evaluación de los objetivos de dicho conjunto se llama Frente PARETO (FP) [1,7].

Fueron seleccionadas para su optimización seis funciones objetivo:

F_1 : Capacidad de los dispositivos de compensación a ser instalados en el SIN

$$F_1 = \sum_{i=1}^n B_i \quad (1)$$

sujeto a: $F_1 \leq F_{1max}$ y $B_i \leq B_{imax}$

donde: n es el número de barras del SIN, F_1 es la compensación total de potencia a ser instalada en forma distribuida en el SIN en MVAR; F_{1max} es la cantidad máxima de potencia reactiva que puede ser distribuida en el SIN, B_i es la potencia del banco de compensadores instalado en la barra i y B_{imax} es la capacidad máxima de potencia que puede ser instalada en la barra i . Debido a que la cantidad y capacidad de los dispositivos de compensación a ser instalados se traducen en costos de inversión, se busca minimizar F_1 .

F_2 : Potencia Activa Perdida

$$F_2 = P_g - P_l \quad (2)$$

donde: F_2 son las pérdidas de potencia activa totales del SIN en MW, calculadas por medio de la diferencia de toda la potencia activa generada P_g y la carga total del SIN P_l . La reducción de las pérdidas de transmisión es un factor económico y técnico crucial en la operación del SIN, por esto se busca su minimización F_2 .

F_3 : Desviación Promedio de Tensión

$$F_3 = \frac{\sum_{i=1}^n |V_i - V_i^*|}{n} \quad (3)$$

donde: F_3 es la desviación promedio de tensión en pu de todas las barras del SIN; V_i es la tensión en la barra i y V_i^* es la tensión en pu deseada en la barra i . Un promedio de desviación de tensión próximo al cero es deseable dentro de un régimen de operación estable del SIN, por eso se desea minimizar F_3 .

F_4 : Desviación Máxima de Tensión

$$F_4 = \max_i (V_i - V_i^*) \quad (4)$$

donde: F_4 es la desviación máxima de tensión en el SIN, en pu. Valores de F_4 próximos al cero son ideales, es decir se busca minimizar F_4 .

F_5 : Margen de Estabilidad de Tensión

$$F_5 = \lambda_* \quad (5)$$

donde λ_* es el valor porcentual de carga adicional que se puede exigir al SIN antes del colapso de tensión. El mismo fue calculado utilizando el *Método de la Continuación* [7,9,10], asumiendo un factor de potencia de las cargas constante. Lo que se busca con F_5 es maximizar el margen de estabilidad de tensión.

F_6 : Generación de Potencia Reactiva de los Compensadores Estáticos de Reactivos

$$F_6 = \sum_{i=1}^{n_{cer}} Q_i \leq Q_{CER} \quad (6)$$

donde: F_6 es la inyección total de potencia reactiva de los Compensadores Estáticos de Reactivos (CER); Q_i es la generación de potencia reactiva del CER_i y n_{cer} es el número de CERs del sistema eléctrico de potencia.

El SIN posee dos compensadores estáticos de reactivos, ambos en el área metropolitana. Uno en la SE de San Lorenzo de -80/150 MVar en 66 kV y el otro de -150/250 MVar en 220 kV ubicado en la SE de Limpio. De acuerdo a las características de los CERs instalados en el SIN, F_6 tiene como restricción 400 MVar de valor máximo de potencia.

Las primeras simulaciones fueron hechas originalmente con las cinco primeras funciones objetivo. Sin embargo, la inyección de potencia reactiva de los CERs en el SIN es crucial para obtener un punto de operación estable del sistema, verificándose que para ciertos esquemas de compensación evaluados el sistema caía en el lado inestable de la curva de colapso, debido a que los CERs alcanzaban el límite de su capacidad de operación. Bajo estas condiciones, el *Método de la Continuación* implementado se desplazaba sobre dicha trayectoria inestable, que se traducía en tiempo de cálculo elevada e innecesario. Para salvar este inconveniente, y forzar la búsqueda de soluciones con margen de reactivos en los CERs, se incluyó un sexto objetivo que busca optimizar la potencia reactiva inyectada por los CERs, teniéndose como valor máximo de referencia los 400 MVar nominales en ambos compensadores. Consecuentemente, se busca la minimizar de F_6 .

En resumen, el problema multi-objetivo a ser optimizado consiste en resolver la siguiente función:

$$\text{optimizar } \mathbf{F} = [F_1 \quad F_2 \quad F_3 \quad F_4 \quad F_5 \quad F_6] \quad (7)$$

donde \mathbf{F} se conoce como el *vector objetivo*, sujeto a un conjunto de ecuaciones no lineales de flujo de potencia y las restricciones de cada una de las F mencionadas arriba.

Para representar la capacidad de los bancos de capacitores a ser instalados en cada barra i , un vector \mathbf{B} , conocido como *vector de decisión*, es utilizado para indicar la capacidad de cada banco de capacitores instalados en el SIN, como ejemplo para un sistema de n barras.

$$\mathbf{B} = [B_1 \quad B_2 \quad \dots \quad B_n] \quad (8)$$

El conjunto de soluciones de un problema de optimización multi-objetivo consiste en todos los vectores de decisión \mathbf{B} con sus correspondientes vectores \mathbf{F} en los que no pueden ser mejoradas ninguna de sus dimensiones sin producir una degradación en las demás. Este conjunto de vectores de decisión se conoce como Conjunto PARETO Óptimo y se denota por $P_{verdadero}$. El conjunto de vectores \mathbf{F} correspondientes al conjunto $P_{verdadero}$, que se calculan conforme a las funciones objetivo descritas anteriormente, conforman el Frente PARETO Óptimo denotado por $FP_{verdadero}$.

Debido a que $P_{verdadero}$ y su correspondiente $FP_{verdadero}$, no son conocidos en la práctica, por el tiempo de cálculo extenso requerido, para fines prácticos se busca un Conjunto PARETO Óptimo *conocido* ($P_{conocido}$) con su correspondiente Frente PARETO Óptimo conocido ($FP_{conocido}$), ambos muy próximos a $P_{verdadero}$ y $FP_{verdadero}$.

Para el presente trabajo, se ha aplicado una metodología propuesta basada en el método *SPEA*, derivado de los *Algoritmos Genéticos* [11]. El mismo está basado en la generación de una Población Externa compuesta por los mejores esquemas de compensación (individuos) \mathbf{B} de una población evolutiva. Este grupo externo de soluciones constituye el conjunto $P_{conocido}$, disponible en cada momento del cómputo, esto es, la mejor aproximación a $P_{verdadero}$. El *SPEA* original evalúa la adaptabilidad de un individuo en función al número de vectores de decisión dominados por él en la población evolutiva.

El *SPEA* preserva la diversidad de la población usando relaciones de Dominancia PARETO e incorporando un procedimiento de agrupamiento de manera tal a reducir el conjunto de individuos no dominados sin destruir las características del mismo.

4 RESULTADOS OBTENIDOS

Se generó aleatoriamente una población Pop inicial de 100 individuos (vectores de decisión), tomando en cuenta las restricciones de compensación de cada barra candidata y un valor global de compensación de potencia reactiva del SIN de hasta 1000 MVar. Dicho límite que da un factor de potencia global de 0,92, que representaría el factor de potencia donde los bancos de capacitores *shunt* son más económicos que la construcción de nuevas líneas de transmisión. Se realizó una corrida del algoritmo de 50 generaciones, al cabo de las cuales el mismo se detuvo por las condiciones del criterio de parada, obteniéndose como resultado un conjunto SP_{known} de 239 vectores de decisión.

A continuación se presentan figuras que comparan los resultados obtenidos por el algoritmo con el esquema de compensación planificado, obtenido por cálculos tradicionales, discriminadas por nivel de tensión. Las figuras 1 a 3 muestran la potencia reactiva de los bancos en cada barra del SIN por el método (SP_i s) y comparados con el esquema planificado originalmente (Original). Se puede apreciar que una amplia variedad de esquemas y niveles de tensión fueron explorados por el algoritmo utilizado. Adicionalmente nuevos locales candidatos a compensación son presentados por los resultados, especialmente en el nivel de tensión de 66 kV, donde el esquema original no tiene compensación.

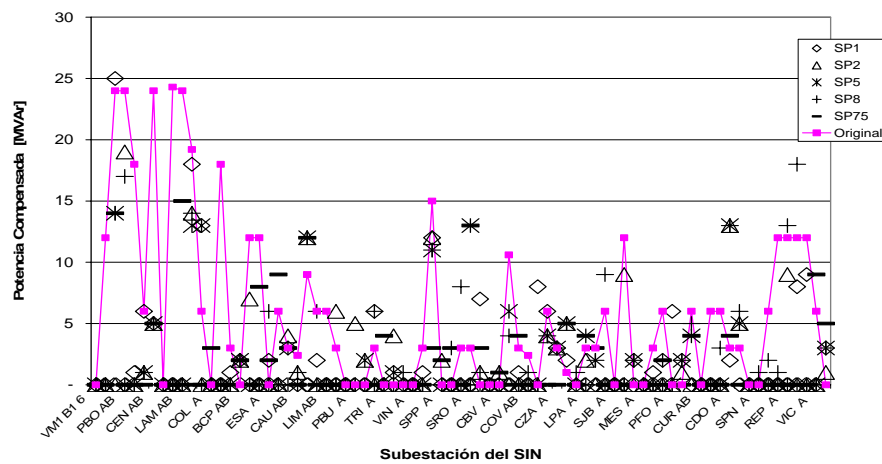


Figura 1 : Ubicación de la Compensación en 23 kV

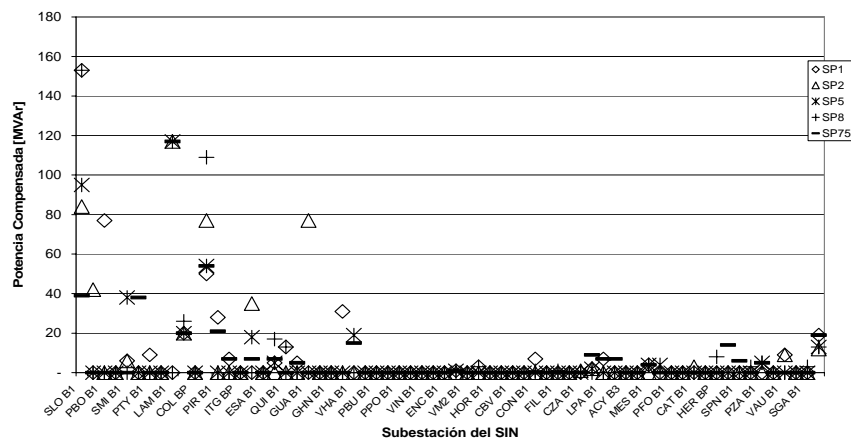


Figura 2 : Ubicación de la Compensación en 66 kV

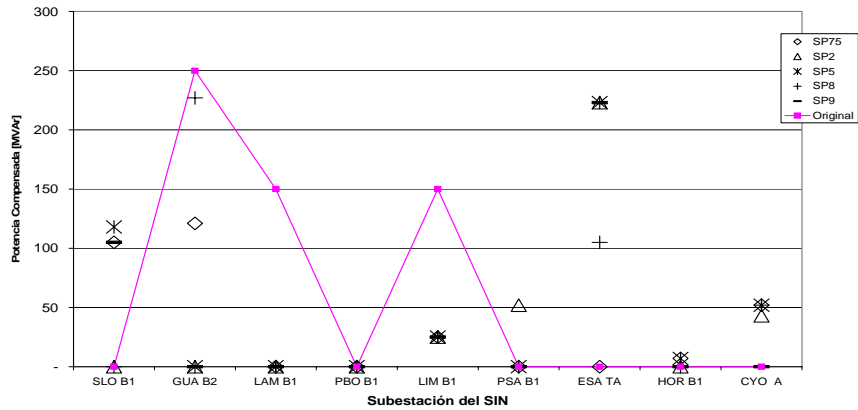


Figura 3 : Ubicación de la Compensación en 220 kV

Histogramas son presentados en las figuras 6, 7 y 8 con la finalidad de identificar la distribución en potencia (MVar) por nivel de tensión para los 239 esquemas obtenidos por el algoritmo y el esquema original. La columna de color negro representa al esquema original de compensación. Así por ejemplo, en la figura 4 se observa que en 23 kV, cerca de 80 esquemas de compensación tuvieron una compensación total igual o inferior a 150 MVar, cerca de 110 esquemas entre 150 y 200 MVar y 40 esquemas con compensación entre 200 y 250 MVar. Análogamente se muestran los resultados para la distribución en 66 y 220 kV, en las figuras 5 y 6 respectivamente.

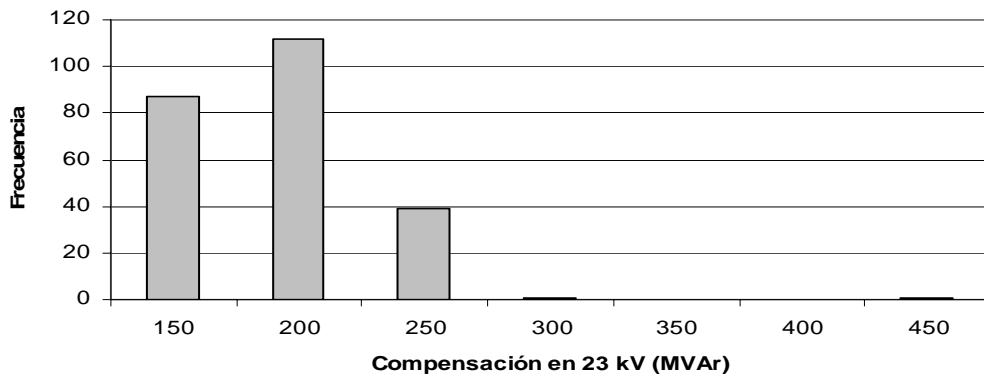


Figura 4 : Número de esquemas vs. Compensación total en 23 kV

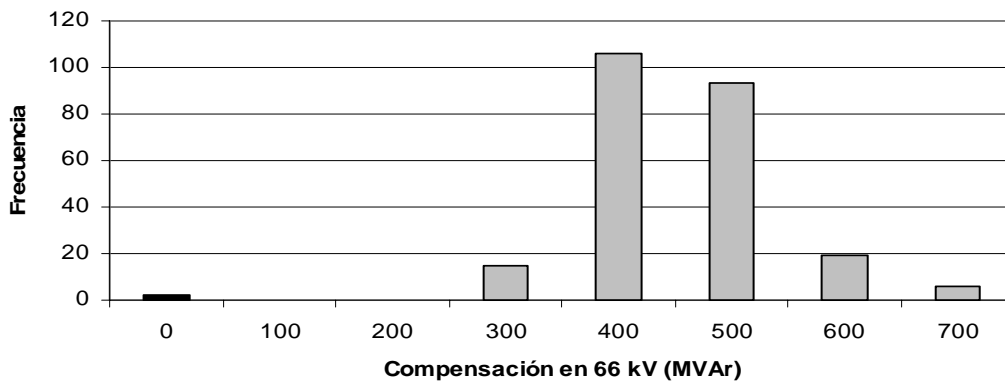


Figura 5 : Número de esquemas vs. Compensación total en 66 kV

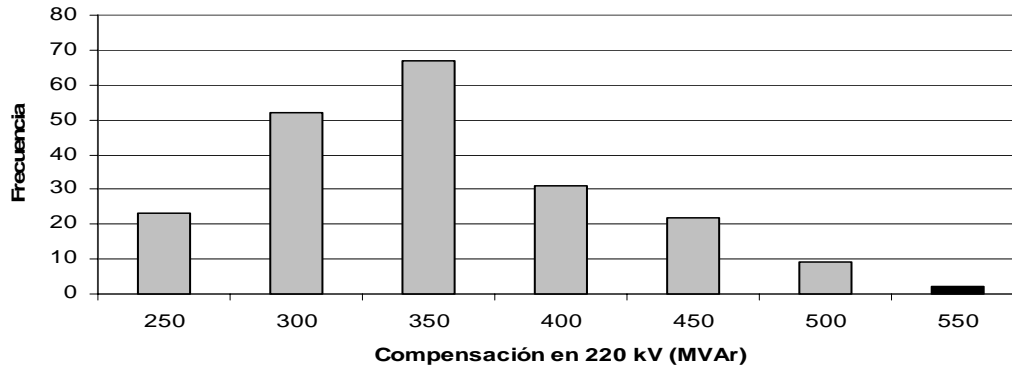


Figura 6 : Número de esquemas vs. Compensación total en 220 kV

Mientras que el esquema planificado de compensación presenta valores elevados (concentrados) en el nivel de 220 kV, el SPEA presenta soluciones con compensación más distribuida. Esto puede ser como consecuencia que el algoritmo no contaba con la restricción que significa la construcción y/o ampliación de los patios en las subestaciones para la instalación de los bancos de capacitores. La inclusión como un objetivo de la minimización del número de barras a ser compensadas o de una función que incluya el costo de la instalación de bancos en las SEs, podría reducir la diferencia presente entre los resultados del algoritmo y el esquema de planificación.

Se presenta un análisis del desempeño de los esquemas de compensación en la siguiente tabla, en la cual pueden apreciarse los resultados para el esquema de planificación comparado con un promedio de los objetivos obtenidos por los esquemas del SPEA, y a modo de ejemplo dos esquemas del conjunto de soluciones del SPEA. Si se realiza una comparación detallada, se puede apreciar que algunos casos del SPEA presentan mejores resultados que los demás casos en determinados objetivos pero nunca en todos los objetivos a la vez, siendo ésta una característica del Frente PARETO.

Tabla I: Desempeño del SIN según los esquemas de Compensación adoptados

	Esquema de planificación (Original)	Promedio de los esquemas del SPEA	Esquema SPEA SP42	Esquema SPEA SP23
Pérdidas de Transmisión [MW]	183	190	191	184
Compensación Total [MVar]	982	868	950	952
Generación de los CERs [MVar]	245	369	275	350
Margen de estabilidad λ [%]	7	5,3	7	8
Desviación máxima de Tensión ΔV [pu]	0,099	0,101	0,07	0,09
Desviación promedio de Tensión ΔV [pu]	0,019	0,015	0,02	0,02

A partir de este análisis se puede concluir que el desempeño del SIN está estrechamente relacionado con la cantidad compensación de potencia reactiva total antes que con la distribución de la misma en todo el sistema. Este comportamiento puede ser explicado por la característica radial del SIN, con centrales de generación que se encuentran geográficamente concentradas, no de forma distribuida, y alejadas de los principales centros de cargas del sistema. Debido a esto altos niveles de compensación son requeridos para permitir la transmisión exclusivamente a nivel de 220 kV, casi independientemente de su localización en el SIN.

5 CONCLUSIONES

En este trabajo la compensación de potencia reactiva multi-objetivo se aplico al SIN. Se incluyeron restricciones operacionales con la finalidad de obtener resultados factibles y potencialmente viables de ser aplicados en el SIN.

El desempeño de los resultados obtenidos fue comparado con el caso de planificación, realizado en base a la experiencia y conocimiento del sistema. Los resultados de la comparación indican que el desempeño del SIN no presenta una alta sensibilidad con respecto a la compensación de potencia reactiva distribuida, pero sí con respecto a la potencia total de compensación a ser instalada. Este comportamiento puede ser justificado por la característica altamente radial del SIN.

El método desarrolló un análisis extenso de esquemas de compensación de potencia reactiva y en este sentido el algoritmo utilizado ha demostrado ser muy útil para obtener una variedad de esquemas de compensación que permiten realizar una comparación objetiva con esquemas previamente determinados, alcanzando el principal objeto de este estudio de validar el desempeño del esquema de compensación del SIN adoptado en la planificación.

Futuros trabajos pueden incluir las diferencias en los costos de los bancos de capacitores por nivel de tensión y la aplicación de técnicas de computación paralela para reducir el tiempo de cómputo.

BIBLIOGRAFIA

- [1] E. Zitzler and L. Thiele, "Multiobjective Evolutionary Algorithms: A comparative Case Study and the Strength Pareto Approach," *IEEE Trans. Evolutionary Computation*, vol. 3, no. 4, pp. 257-271, Nov. 1999.
- [2] B. Barán, J. Vallejos, R. Ramos and U. Fernandez., "Reactive Power Compensation using a Multi-Objective Evolutionary Algorithm". in *Proc. IEEE Porto PowerTech'2001*. Porto - Portugal. 2001.
- [3] B. Barán, J. Vallejos, R. Ramos and U. Fernandez, "Multi-Objective Reactive Power Compensation". in *Proc. IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition*, Atlanta, USA. 2001.
- [4] R. Ramos y J. Vallejos, "Compensación de Potencia Reactiva Multiobjetivo usando Inteligencia Artificial", V Seminario del Sector Eléctrico Paraguayo, IV Seminario Técnico – UIA, Asunción, Paraguay 2002.
- [5] B. Barán, J. Vallejos and R. Ramos, "Multi-Objective Reactive Power Compensation with Voltage Security". in *Proc. IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin América*, Sao Paulo, Brazil. 2004.
- [6] J. Vallejos, U. Fernandez and R. Ramos, "Multi-Objective Reactive Power Compensation applied to the Paraguayan Power System". in *Proc. IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin América*, Caracas, Venezuela. 2006
- [7] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. New York: Mc Graw-Hill, 1993.
- [8] D. Van Veldhuizen, "Multiobjective Evolutionary Algorithms: Classifications, Analysis, and New Innovations," Ph.D. dissertation, Faculty of the Graduate School of Engineering , Air Force Institute of Technology, 1997.
- [9] C.A. Cañizares, editor, "Voltage stability assessment: Concepts, practices and tools,"Tech. Rep., IEEE/PES Power System Stability Subcommittee", Aug. 2002, available at <http://www.power.uwaterloo.ca>.
- [10] R. Seydel, *From Equilibrium to Chaos—Practical Bifurcation and Stability Analysis*, Elsevier Science, North-Holland, 1988.
- [11] D. Goldberg, *Genetic Algorithm is Search, Optimization & Machine Learning*. New York: Addison Wesley, 1989.