

Ajuste robusto del compensador estático de reactivos usando un algoritmo metaheurístico multi-objetivo

Domingo Milciades Maldonado González¹, Enrique Ramón Chaparro Viveros²

Centro de Investigación, Facultad Politécnica - UNE.

Ciudad del Este - Paraguay

¹dmmg.ing@gmail.com, ²enriquerchv@hotmail.com

Resumen

El problema de Ajuste Robusto del Compensador Estático de Reactivos (CER), en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), tiene los siguientes objetivos: a) minimización de la inversión financiera para adquisición del CER (directamente proporcional a su capacidad medida en MVar), b) el perfil de tensión para diferentes escenarios de operación, y c) la minimización de la pérdida de potencia activa. Los parámetros del CER que serán optimizados son: la tensión de referencia del regulador correspondiente, y los límites de potencia reactiva inyectados en la red. Se utiliza un Algoritmo Genético (AG) adaptado para Problemas de Optimización Multi-Objetivo. Para dicha adaptación se utilizan dos metodologías: a) suma ponderada de objetivos, y b) Reglas de Dominancia de Pareto. Con la finalidad de acelerar la convergencia del método propuesto, una solución es definida de manera determinística a través de la ecuación matricial de sensibilidad del Flujo de Potencia. Para validación del método son considerados dos SEP.

Descriptor: compensación reactiva, ajuste robusto de parámetros, compensador estático de reactivos, algoritmos genéticos multi-objetivos.

Abstract

The Robust Tuning Problem of the Static Var Compensator (SVC) has the following objectives to be minimized: a) the financial investment for acquiring a SVC device, associated to its measured capacity in MVar, b) the maximum voltage deviation (pu), and c) the maximum active power loss (MW). The SVC parameters are: the reference voltage, associated to the automatic voltage regulator of the SVC, and the minimum and maximum limits of the reactive power injection to the system. A Genetic Algorithm (GA), adapted for Multi-Objective Optimization Problems, is used. Two methodologies for adapting were developed: a) the Pareto Dominance rules, and b) the weighted sum of the objectives. In order to speed up the convergence of the proposed method, a feasible solution is defined deterministically by using the matricial equation of the Load Flow algorithm. The tuning method was applied to an interconnected PES.

Keywords: reactive compensation, robust tuning parameters, static var compensator, multi-objective genetic algorithm.

1. Introducción

El ajuste robusto de los parámetros del CER, considerando múltiples condiciones de operación en Régimen Permanente, forma parte del Problema de Compensación de Reactivos de un determinado SEP [1].

Una vez que los parámetros están debidamente ajustados permite que los SEP operen cerca de sus límites de carga y con un perfil de tensión óptimo ante diferentes perturbaciones. Los CER forman parte de la familia de dispositivos FACTS

(Flexible AC Transmission System) que combinan la electrónica digital con circuitos eléctricos de Corriente Alterna (CA), y poseen alta confiabilidad operacional y rapidez de respuesta [2], y por esa razón son ampliamente utilizados, actualmente, para protección y estabilidad de los SEP [3]. Además, requieren menos inversión financiera para su dimensionamiento y localización.

Los problemas de compensación de reactivos son resueltos, normalmente, en dos etapas: a) etapa financiera, en donde se dimensiona y se

ajustan los parámetros del dispositivo, y b) etapa de operación, en donde se verifica la viabilidad del proyecto anterior aplicando alguna técnica de Flujo de Potencia Optimo.

Entonces, si los valores de los parámetros no satisfacen los requerimientos técnicos, la potencia reactiva necesaria para hacer posible tal dimensionamiento es calculada, retornando a la etapa financiera en donde son nuevamente calculados los parámetros del compensador. El proceso se repite hasta que la potencia reactiva sea cancelada [4–5].

Recientemente, el AG comenzó a ser utilizado en problemas de compensación de reactivos. En la referencia [6], se describe un método de localización de reactivos basado en el AG, y en la referencia [7] fue utilizado el AGMO para la localización y dimensionamiento de bancos de capacitores en un determinado SEP.

En el presente trabajo, se propone una metodología de ajuste robusto de los parámetros del CER, basado en el procedimiento de búsqueda del AG, y considerando múltiples condiciones de operación en Régimen Permanente. Los parámetros considerados son: a) la tensión de referencia, y b) el límite mínimo y máximo de inyección de potencia reactiva en el SEP.

Con la metodología de ajuste robusto propuesta se pretende minimizar: a) la inversión financiera en la adquisición del CER, b) el máximo desvío de tensión, y c) la máxima pérdida total de potencia activa.

Por lo tanto, se trata de un Problema de Optimización Multi-Objetivo. Por esa razón, el AG tradicional, descrito detalladamente en [8], deberá ser adaptado para la optimización multi-criterio obteniendo un AG Multi-Objetivo (AGMO).

La principal metodología de adaptación utilizada consiste en la aplicación de las Reglas de Dominancia de Pareto, con las cuales se clasifican las mejores soluciones, produciendo al final del proceso de optimización una familia de soluciones óptimas [9]. Para una comparación de desempeño, también fue implementado el AGMO basado en la suma ponderada de objetivos. Este último algoritmo produce una única solución óptima. Para validar el método de ajuste, ambos AGMO fueron aplicados en un SEP de ejemplo, y sus resultados numéricos comparados. También fue realizada la simulación dinámica transitoria de algunos escenarios de operación críticos, con la finalidad de analizar el desempeño dinámico del CER.

¹La subestación controlada es aquella en donde el CER está instalado, inyectando la necesaria potencia reactiva, a través de la referida subestación, para mantener un buen perfil de tensión en todo el SEP.

2. Compensador Estático de Reactivos

En esta sección será descrito el modelo matemático del CER adoptado en el presente trabajo. De esa manera, el CER está formado por bancos de capacitores y reactores maniobrables controlados por tiristores [1], y están conectados en serie, conforme se indica en la Fig. 1.

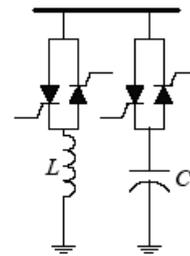


Fig. 1 Estructura del CER.

En la Fig. 2 se representa matemáticamente al CER, considerando la Fig.1, a través de una susceptancia variable, en la región de control, y por una susceptancia fija (constante) cuando actúa fuera de la zona de control, tal como indica la Fig. 2.

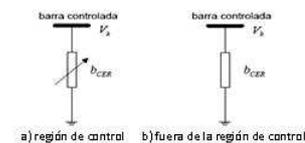


Fig. 2 Regiones de operación del CER.

La susceptancia variable está asociada con la cantidad de potencia reactiva necesaria a ser inyectada al sistema para mantener la tensión en la subestación controlada¹ dentro de valores permitidos; y, la expresión matemática correspondiente es la siguiente:

$$Q_{CER} = b_{CER} \cdot V_k^2 \quad (1)$$

En la región de control, el compensador mantiene la tensión de la subestación controlada dentro de valores admisibles de acuerdo a una regla lineal, conforme se ilustra en la Fig. 3.

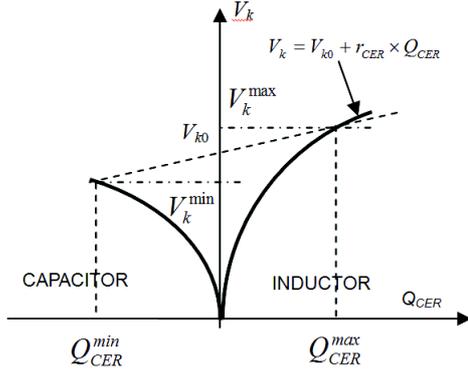


Fig. 3 Tensión vs. Inyección Potencia Reactiva.

La Fig. 3, muestra la curva característica del CER que relaciona la tensión, de la subestación controlada, y la potencia reactiva inyectada por el compensador. El coeficiente r_{CER} es el porcentaje de inclinación de la curva característica. Dicha curva describe también las otras regiones de operación del compensador. Las otras regiones de operación del compensador se encuentran en los límites capacitivo e inductivo asociados con la mínima y máxima potencia reactiva inyectada en el sistema, respectivamente. Esos límites de potencia reactiva son definidos, generalmente, por el fabricante; a través de los cuales, se fijan los valores mínimo y máximo de la susceptancia del compensador.

$$b_{min} = \frac{Q_{CER}^{min}}{V_k^2}, \quad b_{max} = \frac{Q_{CER}^{max}}{V_k^2} \quad (2)$$

La estructura del Jacobiano, en el algoritmo de Flujo de Potencia, es alterada para la representación del CER en la subestación controlada k , adicionando una nueva variable de estado asociada a la potencia inyectada por el compensador ($\Delta x = Q_{CER}$), el cual está relacionada con la función de control del compensador, Δy . La función de control asocia la curva característica del CER, en donde $\Delta y = V_{ref} - V_k = -r_{CER} \times Q_{CER}$. Debido a la característica digital del compensador, las componentes en el Jacobiano, asociadas al compensador, varían de forma no lineal de una región para otra, de tal forma que en la zona capacitiva y en la inductiva, la función de control relaciona la ecuación (2), respectivamente.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \ddots & \dots & \frac{\partial \Delta P}{\partial x} \\ \vdots & \ddots & \frac{\partial \Delta Q}{\partial x} \\ \frac{\partial \Delta y}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta y}{\partial V} & \frac{\partial \Delta y}{\partial x} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta x \end{bmatrix} \quad (3)$$

Entonces, la ecuación (3) describe el cálculo de las componentes del Jacobiano, asociadas al compensador, en cada una de las regiones de operación

²En los SEP, las subestaciones de carga son aquellas que transmiten y distribuyen la energía eléctrica a los centros de consumo (residencias e industrias).

del CER. A continuación, se indican las componentes en cada región de operación.

Límite Capacitivo	Límite Inductivo
$\frac{\partial \Delta y}{\partial V_k} = -2 \cdot b_{max} \cdot V_k;$	$\frac{\partial \Delta y}{\partial V_k} = -2 \cdot b_{min} \cdot V_k;$
$\frac{\partial \Delta y}{\partial x} = 1;$	$\frac{\partial \Delta y}{\partial x} = 1;$
$\frac{\partial \Delta y}{\partial \theta} = \frac{\partial \Delta P}{\partial x} = \frac{\partial \Delta Q}{\partial x} = 0;$	$\frac{\partial \Delta y}{\partial \theta} = \frac{\partial \Delta P}{\partial x} = \frac{\partial \Delta Q}{\partial x} = 0;$
Región Lineal de Operación	

(4)

$$\frac{\partial \Delta y}{\partial V_k} = -1;$$

$$\frac{\partial \Delta y}{\partial x} = r_{CER};$$

$$\frac{\partial \Delta y}{\partial \theta} = \frac{\partial \Delta P}{\partial x} = \frac{\partial \Delta Q}{\partial x} = 0;$$

3. Formulación Matemática

El problema de ajuste robusto de los parámetros del CER fue puesto como un problema de optimización de tres objetivos, conforme se indica en la ecuación (5). Dicha expresión matemática de optimización está sujeta a restricciones de balanceamiento de potencia del algoritmo de Flujo de Potencia.

Minimizar $F(x) = [F_1(x)F_2(x)F_3(x)]$

Sujeto a las siguientes restricciones:

$$\begin{aligned} PG_i - PL_i - \sum_{\substack{j \in \Omega_i \\ i=j}} P_{ij} &= 0 \\ QG_k + b_{CER} \cdot V_k^2 - QL_k - \sum_{j \in \Omega_k} Q_{ij} &= 0 \\ QG_i - QL_i - \sum_{\substack{j \in \Omega_i \\ i=j}} Q_{ij} &= 0 \\ V_{k0} - V_k + r_{CER} \cdot b_{CER} \cdot V_k^2 &= 0 \end{aligned} \quad (5)$$

Existen restricciones de desigualdad adicionales que limitan la generación de potencia y los valores de tensión en las subestaciones de carga²: $PG_{min\ i}, \leq PG_i \leq PG_{max\ i}, QG_{min\ i} \leq QG_i \leq QG_{max\ i}, V_{min\ j} \leq V_j \leq V_{max\ j} \mid j \in \{1, 2, \dots, n_{subs_c}\} \mid n_{subs_c}$ es el número de subestaciones de carga del SEP.

3.1 Variables de decisión

Las variables de decisión corresponden a los parámetros del CER, aquellas que serán optimizadas en simultáneo.

Los parámetros del compensador se refieren a la tensión de referencia del regulador automático

del compensador, V_{ref} , la mínima potencia reactiva, Q_{CER}^{min} , y la máxima potencia reactiva, Q_{CER}^{max} , que el compensador deberá inyectar al SEP para mejorar el perfil de tensión, en todas las subestaciones de carga, para cada condición de operación considerado. En la expresión matemática (6) se indica el vector de variables de decisión mencionados.

$$x = [V_{ref} \ Q_{CER}^{min} \ Q_{CER}^{max}] \quad (6)$$

3.2 Funciones Objetivo

Las funciones objetivos son: a) la inversión financiera, $F_1(\mathbf{x})$, b) el desvío máximo de tensión, $F_2(\mathbf{x})$, y c) la máxima pérdida de potencia activa, $F_3(\mathbf{x})$. Todas estas funciones deberán ser minimizadas simultáneamente.

$$\begin{aligned} F_1(\mathbf{x}) &= \sum_{k=1}^{n_{CER}} B_k \cdot |\Delta Q_{CER,k}| \\ F_2(\mathbf{x}) &= \|\mathbf{V}^{esp} - \mathbf{V}\|_{\infty} \\ F_3(\mathbf{x}) &= \left| \sum_{g=1}^{ng} PG_g - \sum_{bc=1}^{nbc} PL_{bc} \right| \end{aligned} \quad (7)$$

En la ecuación (7), la inversión financiera es proporcional a la capacidad de compensación del CER, en donde B_k es el valor monetario por cada MVAR del compensador. También, en la referida ecuación, n_{CER} corresponde a la cantidad de compensadores considerados. Además, ng y nbc , se refieren al número existente de subestaciones de generación y subestaciones de carga en el SEP, respectivamente. En el presente trabajo, $n_{CER} = 1$; es decir, será ajustado un único compensador, considerando diferentes escenarios de operación del sistema, y será localizado adecuadamente en una determinada subestación, asociada a un centro de consumo (*subestación controlada*), para mantener un óptimo perfil de tensión en todo el sistema para cada una de las condiciones de operación pre-establecidas.

4. Procedimiento Propuesto

Será descripto, a seguir, el procedimiento propuesto para el *Ajuste de Parámetros del Compensador*. Cada uno de los procedimientos estará basado en el *AGMO*.

4.1 AGMO y Reglas de Dominancia de Pareto

Considerando el *Problema de Ajuste Robusto*, las reglas de dominancia de *Pareto* son descriptas de la siguiente manera [9]:

1. $F_k(\mathbf{x}_i) \leq F_k(\mathbf{x}_j) \mid i, j \in \{1, 2, \dots, N\}$, donde $i \neq j$ y N corresponde al tamaño de la población de soluciones que el AG estará

manipulando, y $k \in \{1, 2, \dots, p\}$ siendo p , la dimensión del vector de funciones objetivo;

2. $\exists k \mid F_k(\mathbf{x}_i) \leq F_k(\mathbf{x}_j)$.

En el presente trabajo, $p = 3$. Además, las *Reglas de Dominancia de Pareto* se aplican sobre cada solución de la población. De esa manera, cada solución es comparada con el resto de la población, de tal forma a determinar el número de soluciones que son mejores que aquella siendo analizada. El número de soluciones que son mejores que una determinada solución establece su *índice de dominancia*. Entonces, el índice de dominancia de una solución define si ella es óptima o no. Así, soluciones cuyo índice de dominancia es igual a cero ($id = 0$) son considerados soluciones óptimas [9]. En la Fig. 3 se describe el pseudocódigo del AGMO basado en las Reglas de Dominancia de Pareto (AGDP).

```

1. t ← 0;
2. Generar Población Inicial: P(t);
3. Evaluar cada solución de P(t);
4. MIENTRAS t < t_max
   4.1. Aplica Reglas de Dominancia de Pareto.
       i)  $F_k(\mathbf{x}_i) \leq F_k(\mathbf{x}_j) \mid i, j \in \{1, 2, \dots, N\}$  y  $k \in \{1, 2, 3\}$ ;
       ii)  $\exists k \mid F_k(\mathbf{x}_i) < F_k(\mathbf{x}_j)$ .
       Estas reglas se aplican sobre cada solución comparándola con el resto de la población, con la finalidad de determinar cuantas soluciones son mejores que la correspondiente, determinando así su índice de dominancia.
   4.2. Actualizar las soluciones en FP(t)
   4.3. Calcular el Fitness de cada solución clasificada;
   4.4. Aplica operadores probabilísticos del AG: Selección, Cruzamiento y Mutación [7], obteniendo nueva población P(t+1);
   4.5. Evaluar cada nueva solución de P(t+1);
   4.6. hacer P(t) ← P(t+1);
   4.7. t = t + 1;
FIN MIENTRAS
// imprime familia de soluciones óptimas
5. RETORNA FP(t)

```

Fig. 4 AGMO con Reglas de Dominancia de Pareto.

En cada iteración (generación) se evalúa cada una de las funciones objetivos, asociadas con cada solución (individuo). Luego de evaluar las funciones objetivos de cada individuo, la población es clasificada aplicando las Reglas de Dominancia de Pareto. De esa manera, con dichas reglas, se calcula cuantos individuos de la población son mejores que cada una de las soluciones, estableciéndose de esa manera el índice de dominancia (id) de cada individuo. Entonces, para

el AGDP, se calcula la función de adecuabilidad (Fitness) de cada solución a través del cual se guía la búsqueda del conjunto óptimo de valores numéricos de los parámetros del CER. El Fitness calculado está directamente relacionado con el índice de dominancia de cada solución, conforme se ilustra en la Fig. 5:



Fig. 5 Fitness vs. índice de dominancia (id).

En el AGDP, aquellas soluciones cuyo índice de dominancia sea igual a cero son consideradas soluciones óptimas; y, éstas son reproducidas en cada generación en un grupo denominado Frente de Pareto, $FP(t) | t$, es el contador de generaciones del algoritmo. El Frente de Pareto es actualizado en cada generación usando las mismas reglas de dominancia.

4.2 AGMO basado en Suma Ponderada de Objetivos

En el AGMO basado en la Suma Ponderada de objetivos (AGSP), el Fitness de cada solución es evaluado a través de la siguiente expresión matemática:

$$fitness_i(x_i) = a_1 \cdot F_1(x_i) + a_2 \cdot F_2(x_i) + a_3 \cdot F_3(x_i) \quad (8)$$

Los coeficientes de la ecuación (8) son factores de normalización, tal que $a_k = 1/F_k^{max}$, donde $k \in \{1, 2, 3\}$. F_k^{max} se refiere al máximo valor de la función objetivo k , en la generación actual. Los factores de normalización tienen como finalidad evitar que determinados objetivos dominen sobre otros llevando al AGMO para una convergencia prematura [9].

4.3 Población Inicial

En el presente trabajo, $N - 1$ soluciones factibles son generadas de forma aleatoria, siendo el tamaño de la población igual a 50 soluciones ($N = 50$). Para completar la población inicial, la n -ésima solución se obtiene estimando la máxima compensación de reactivos necesarios para mantener en 1 p.u. una determinada subestación de carga. De esa manera, esta subestación es seleccionada para ser la *subestación controlada*. La estimativa es realizada a través de la ecuación matricial de balanceamiento de carga del algoritmo de *Flujo de Potencia* [1], en el cual se considera un

incremento en la potencia reactiva manteniendo invariante la potencia activa ($\Delta P \approx 0$), conforme se indica en la ecuación (8).

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (9)$$

$$\Delta Q = \left[\left(\frac{\partial Q}{\partial V} \right) - \left(\frac{\partial Q}{\partial \theta} \right) \cdot \left(\frac{\partial P}{\partial \theta} \right)^{-1} \cdot \left(\frac{\partial P}{\partial V} \right) \right] \cdot \Delta V |_{\Delta F=0}$$

La expresión matemática (9) calcula la potencia reactiva necesaria para mantener el valor de la tensión en una determinada subestación de carga en 1 p.u.

Esa cantidad es un indicativo de la sensibilidad de tensión en dicha subestación. Cuanto mayor es la sensibilidad, más susceptible es la variación de la correspondiente tensión ante cualquier perturbación en el sistema. Dicha sensibilidad determina también la localización de la subestación controlada.

4.4 Operadores Probabilísticos del AG

En ambos AGMO implementados, fue utilizado el método de la Ruleta como operador de Selección, el cual es convenientemente detallado en la referencia [8]. Debido a que la codificación del vector de soluciones, para representar a las soluciones, es real fue implementado un método de Cruzamiento del tipo Aritmético, detallado en la referencia [10]. Y La probabilidad de cruzamiento fue de $p_c = 0,6$. El operador de Mutación desarrollado modifica una componente del vector de variables de decisión, entre sus correspondientes valores límites. La probabilidad de Mutación es igual a $p_m = 0,01$.

5. Resultados Experimentales

El algoritmo de ajuste robusto propuesto fue aplicado sobre el sistema IEEE14 [11], cuyas principales características serán descriptas. Los resultados numéricos de los dos AGMO desarrollados serán comparados, y el mejor ajuste obtenido será validado a través de la simulación en Régimen Permanente y Dinámico del SEP en estudio.

5.1 Ambiente Computacional

Todos los algoritmos fueron implementados utilizando el MatLab®[12]. Para el cálculo del Flujo de Potencia fue utilizada la librería de Análisis de Sistemas de Potencia de MatLab®(PSAT - Power System Analysis Toolbox) [13], en el cual se modificó el cálculo del Jacobiano para la inclusión del modelo descrito para el CER.

5.2 Características del sistema IEEE14

El sistema IEEE14 corresponde a un SEP formado por 14 barras, 2 generadores síncronos y 3 compensadores síncronos, conforme se describe en la Fig. 6.

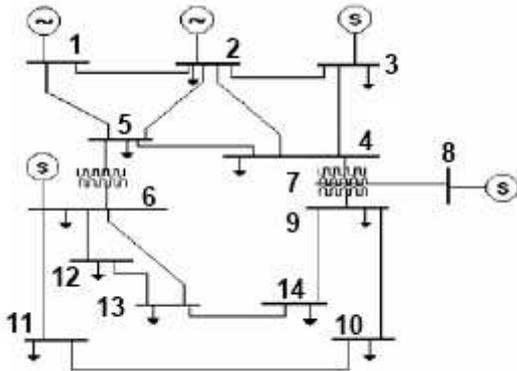


Fig. 6 Sistema IEEE 14.

En la Tabla 1 se describen los escenarios de operación del sistema considerados para el ajuste robusto de los parámetros del CER.

Tabla 1. Escenarios de Operación para el sistema IEEE14.

Escenario	Descripción
1	Caso base
2	Generador asociado a la Subestación 2, parado.
3	LT 6-13, desconectado.
4	LT 6-13, y 9-10, desconectado.
5	LT 6-13, y 9-14, desconectado.

Como se indica en la Tabla 1, los escenarios de operación considerados se refieren no solamente a cambios de topología del sistema, debido a la desconexión de alguna Línea de Transmisión (LT), sino también a la desconexión de un determinado generador. Aplicando la expresión matemática (8), en cada escenario de operación, se determina que la subestación 13 es la más sensible ante perturbaciones, pues, para mantener la tensión en 1 pu se requiere de mayor cantidad de reactivos que en otras subestaciones de carga; y la misma es definida como la subestación controlada.

Las restricciones del espacio de búsqueda, para el proceso de optimización de los parámetros del CER, están determinadas por los valores límites de los parámetros del compensador, tal como se indica a continuación:

$$\begin{aligned} 0,95 &\leq V_{ref} \leq 1,05(p.u.) \\ -200 &\leq Q_{CER}^{min} \leq 0(MVAr) \\ 0 &< Q_{CER}^{min} \leq +200(MVAr) \end{aligned} \quad (10)$$

5.3 Análisis de los Resultados Numéricos

Fueron realizadas 5 ejecuciones del AGSP, cuyos resultados son presentados en la Tabla 2.

Tabla 2. Resultados del AGSP.

Ej _c *	V _{ref} (pu)	Q _{min} (MVAr)	Q _{max} (MVAr)	F ₁ (MVAr)	F ₂ (pu)	F ₃ (MW)
1	0,994	-72,13	77,00	149,1	0,048	13,8
2	0,994	-109,73	86,69	196,4	0,048	13,8
3	0,994	-90,33	83,00	173,3	0,049	15,4
4	1,004	-70,37	117,66	188,0	0,049	14,5
5	1,006	-68,61	79,32	147,9	0,048	14,3

*Ej_c: número de ejecución del algoritmo. Como se observa en la Tabla 2, para cada ejecución del algoritmo es obtenida una única solución óptima.

En la Tabla 3, en cambio, se muestran las 13 soluciones óptimas encontradas por el AGDP en una única ejecución.

Tabla 3. Resultados del AGSP.

Ej _c	V _{ref} (pu)	Q _{min} (MVAr)	Q _{max} (MVAr)	F ₁ (MVAr)	F ₂ (pu)	F ₃ (MW)
1	1,016	-89,88	113,96	203,84	0,048	15,56
2	1,018	-68,86	99,17	168,03	0,048	15,45
3	1,004	-13,00	16,00	29,00	0,206	21,03
4	1,011	-55,14	66,94	122,07	0,049	13,96
5	0,999	-33,48	31,96	65,44	0,049	13,69
6	1,016	-77,23	82,50	159,73	0,048	15,52
7	1,015	-135,73	77,99	213,72	0,048	13,66
8	1,013	-92,80	73,19	165,99	0,048	13,80
9	1,011	-82,24	69,10	151,35	0,049	13,94
10	1,006	-12,00	39,00	51,00	0,048	15,10
11	1,013	-120,45	82,00	202,45	0,048	13,77
12	0,997	-5,00	42,00	47,00	0,049	13,69
13	1,012	-58,47	94,90	153,38	0,048	13,87

En cambio, con el AGDP se obtienen familias de soluciones óptimas en una única ejecución del algoritmo, conforme es observado en la Tabla 3.

Cada ejecución del algoritmo AGSP demora un tiempo promedio de CPU igual a 40 s. Sin embargo, el AGDP gasta un tiempo computacional de 53 s, principalmente debido al proceso de clasificación de las soluciones óptimas, aplicando las reglas de dominancia de Pareto en cada iteración del algoritmo.

Observando los resultados obtenidos en la Tabla 3, existen 4 soluciones en la que la capacidad del CER es menor comparativamente a las obtenidas por el AGSP (soluciones 3, 5, 10 y 12).

La solución 3 posee un desvío de tensión elevado. En cambio, cuando son comparadas las soluciones 5, 10 y 12, la solución 10 posee una pérdida de potencia activa elevada con relación a las otras. Por lo tanto, la mejor solución entre las dos restantes, corresponde a la solución 12 debido a su menor capacidad de reactivos, lo que implica en una menor inversión financiera, asociada al buen desempeño operacional del compensador en Régimen Permanente. Las soluciones, presentadas en la Tabla 3, confirman que el AGDP tiene mayor capacidad de búsqueda que el AGSP.

Se presentan en la Tabla 4 los valores de tensión, en las subestaciones de carga, cuando el sistema no tiene instalado ningún CER.

Tabla 4. Tensiones en el sistema IEEE14 sin CER instalado.

SE*	Escenario 2 (pu)	Escenario 3 (pu)	Escenario 4 (pu)	Escenario 5 (pu)
4	0,997	1,004	1,004	1,006
5	1,004	1,012	1,012	1,012
7	1,000	0,999	0,997	1,006
9	1,009	1,003	0,999	1,015
10	1,010	1,005	1,017	1,016
11	1,032	1,029	1,035	1,035
12	1,044	1,016	1,015	0,967
13	1,036	0,970	0,968	0,864
14	1,002	0,969	0,966	0,810

*SE: subestación.

En la Tabla 4, se observa que los valores de tensión en las subestaciones 13 y 14 son más susceptibles a variaciones en el escenario de operación del SEP.

Por lo tanto, la caída de tensión en las mismas es mayor, específicamente en los escenarios 4 y 5. Sin embargo, los valores de esas tensiones son corregidos con la inclusión de un CER en la subestación 13, conforme se ilustra en la Tabla 5. Los parámetros considerados para el CER corresponden a la solución 12, seleccionada como la mejor obtenida por el algoritmo AGDP.

Tabla 5. Tensiones en el sistema IEEE14 con CER instalado.

SE	Escenario 2 (pu)	Escenario 3 (pu)	Escenario 4 (pu)	Escenario 5 (pu)
4	0,996	1,006	1,005	1,006
5	1,003	1,013	1,013	1,012
7	0,998	1,003	1,003	1,006
9	1,003	1,011	1,010	1,015
10	1,006	1,012	1,017	1,016
11	1,030	1,032	1,035	1,035
12	1,028	1,041	1,041	1,049
13	1,006	1,016	1,016	1,019
14	0,986	0,994	0,994	0,974

Un buen ajuste de los parámetros del compensador, en Régimen Permanente, determina también un buen desempeño dinámico ante contingencias simples. Para observar dicha hipótesis, se realiza la simulación dinámica de algunos escenarios de operación críticos descritos en la Tabla 1, estando el CER instalado en la subestación correspondiente del SEP. Para realizar la simulación del comportamiento dinámico del CER es necesario incluir un modelo que represente el desempeño dinámico del regulador automático de tensión [1]. En el presente trabajo, fue considerado un modelo dinámico simple del regulador de tensión del compensador, tal como se ilustra en la Fig. 7.

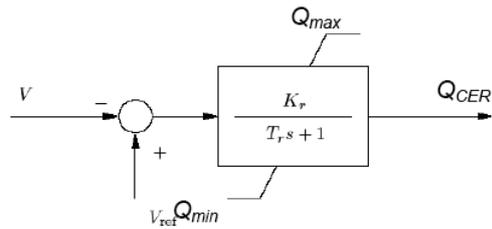


Fig. 7 Modelo Dinámico del regulador de tensión.

En el modelo de la Fig. 7, los parámetros Q_{max} , Q_{min} y V_{ref} corresponden, respectivamente, a los parámetros ajustados: $QCER_{max}$, $QCER_{min}$ y V_{ref} del CER por el método propuesto. Para los demás parámetros: K_r , ganancia del regulador y T_r , constante de tiempo, fueron seleccionados valores tradicionales, tales como $K_r = 100$ pu y $T_r = 0,5$ s. La variable de estado V , del modelo de la Fig. 7, se refiere a la lectura del valor de la tensión proveniente de la subestación controlada.

A continuación se presentan los gráficos de tensión obtenidas de la simulación de los escenarios de operación 3 y 5, descritos en la Tabla 1.

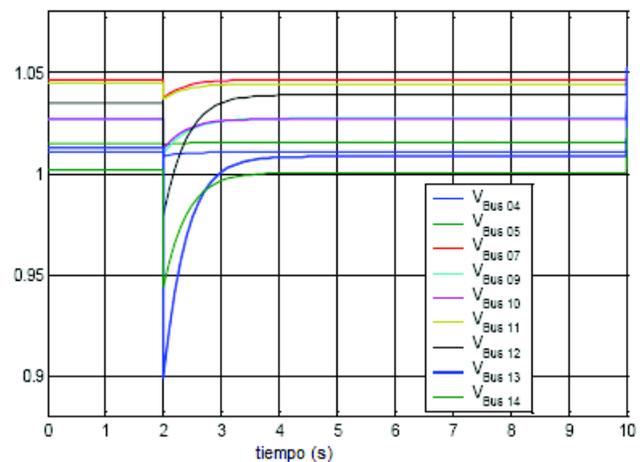


Fig. 8 Simulación del Escenario de Operación 3.

En la Fig. 8, se aplica cortocircuito y desconexión de la LT 6-13 a los 2 s. En cambio, en la Fig. 9, se aplica cortocircuito y desconexión de las LT 6-13 y LT 9-14 a los 2 y 3 s, respectivamente.

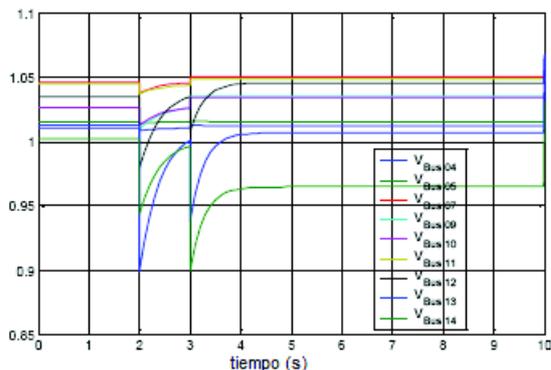


Fig. 9 Simulación del Escenario de Operación 5.

6. Conclusiones

Fue desarrollado un procedimiento basado en los AGMO para ajuste robusto de los parámetros del CER considerando simultáneamente diversas condiciones de operación críticas en régimen permanente, con la finalidad de mejorar el perfil de tensión del SEP.

Se observó que el AGDP posee una mayor capacidad de búsqueda que el AGSP, sin embargo gasta más tiempo computacional debido al proceso de clasificación de las soluciones óptimas, realizadas en cada iteración. Sin embargo, produce una familia de soluciones óptimas al final de una única ejecución.

El ajuste óptimo del CER, a través del AGDP, minimiza convenientemente los objetivos propuestos y mejora el desempeño operacional del SEP para cada uno de los escenarios de operación considerados. Asimismo, el compensador presenta un buen desempeño dinámico ante contingencias simples.

Actualmente se está adaptando la metodología propuesta para el ajuste coordinado de diversos compensadores, considerando diversas contingencias. Se prevé la localización óptima y ajuste del modelo dinámico usando técnicas de Análisis Modal.

Referencias

[1] Oliveira, E. J., Pereira, J. L. R., Junior, I. C. S., Garcia, P. A. N.: Wheeling Cost Influence in

Hydrothermal Dispatch and Series Compensation Allocation. *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 26/2 pp. 97-102 (2004).

- [2] Kundur, P.: *Power System Stability and Control*. Mc Graw Hill, Inc. (1993).
- [3] Gyugi, L.: *Power Electronics in Electric Utilities: Static Var Compensators*. *Proceedings of the IEEE*, Vol. 76, No. 4, April (1988).
- [4] Moghavvemi, M., Faruque, M. O.: Effects of FACTS Devices on Static Voltage Stability. *TENCON 2000, Proceedings*, Vol. 2, pp. 357 - 362, September (2000).
- [5] Czajkowski, K., Fitzgerald, S., Foster, I., Kesselman, C.: *Grid Information Services for Distributed Resource Sharing*. In: *10th IEEE International Symposium on High Performance Distributed Computing*, pp. 181-184. IEEE Press, New York (2001).
- [6] Gerbex, S., Cherkaoui, R., Germond, A. J.: Optimal Location of Multi-Type FACTS Devices in a Power System by Means of Genetic Algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, No. 3, pp. 537 - 544, August (2001).
- [7] Barán, B., Vallejos, J., Ramos, R., Fernandez, U.: *Multi-Objective Reactive Power Compensation*. *IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition*. Atlanta, USA. (2001).
- [8] Goldberg, D. E.: *Genetic Algorithms in Search Optimization and Machine Learning*, Addison - Wesley Publishing Company, Inc., (1989).
- [9] Coello C., C. A., Lamont, G. B., Van Veldhuizen, D. A.: *Evolutionary Algorithms for Solving Multi-Objective Problems*, 2nd Edition, Springer Science + Business Media, (2007).
- [10] Z. Michalewicz, *Genetic Algorithms + Data Structures = Evolution Programs*. Springer - Verlag, Heidelberg, Berlin (1996).
- [11] <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>. Base de Datos de Sistemas de Potência da Universidade de Washington.
- [12] <http://www.mathworks.com/products/matlab/description1.html>. The MathWorks™ homepage.
- [13] <http://www.power.uwaterloo.ca/milano/news.html>. Webpage del PSAT (Power System Analysis Toolbox) - University of Castilla, La Mancha (UCLM).