



DESPACHO ECONOMICO UTILIZANDO PROGRAMACIÓN LINEAL, CON PASOS CONTROLADOS

Dr. Ing. Manuel Barroso Baeza.

Dra. Ing. Miriam López Pérez.

Resumen / Abstract

Se muestra en este trabajo un modelo y algoritmo a través del cual se puede mejorar la solución obtenida con el uso de la programación lineal, partiendo de funciones de costos cuadráticas por nodo, sin necesidad de linealizar de forma explícita tales funciones.

Se muestran resultados obtenidos con el caso de 30 nodos de la IEEE .

Palabras claves: Sistemas de potencia ,despacho económico.

This work deal of an algorithm and model development in order to improvement the solution obtained with the lineal programming use employing the quadratic cost function by node, then it is not necessary to obtain several lineal segment for each curve.

Key words: Power systems, economic dispatch.

Introducción.

La distribución económica de la generación entre las unidades en línea de un sistema eléctrico de potencia, es una de las funciones de aplicación más importantes para el control de la operación de los sistemas eléctricos de potencia. Para su utilización en tiempo real esta aplicación debe cumplir con varios requerimientos entre los cuales pueden citarse la velocidad, confiabilidad en la obtención de la solución, bajo consumo de memoria, etc. La programación lineal ha demostrado cumplir con todas estas exigencias cuando se emplea para tales fines.[1]

Generalmente las funciones de costo asociadas a las unidades generadoras se representan mediante un polinomio monótonamente creciente de segundo o tercer orden [1,2]:

$$C_i(Pg_i) = a_i + b_i Pg_i + c_i Pg_i^2 \quad (1.1)$$

El empleo de esta técnica presupone la linealización de la característica de costo de los generadores en varios segmentos, ello implica generalmente desarrollar algoritmos adicionales para su tratamiento, aunque no son complejos. La aproximación al punto óptimo deseado de los resultados dependerá del número de tramos en que se segmente la característica, usualmente se ha demostrado que con tres tramos es suficiente y en ocasiones dos.

La idea de prescindir de linealizaciones ha sido la motivación fundamental de este trabajo, en el cual se propone una función objetivo que minimiza el costo de la generación empleando para ello la evaluación del verdadero costo incremental de cada unidad en cada punto de la característica de costo de las unidades generadoras, como se ilustra más adelante.

Desarrollo del modelo y del algoritmo.

El costo incremental de una unidad generadora corresponde con el valor de la derivada de la función cuadrática. De hecho la mejor aproximación a una característica de este tipo es aquella que se logra a través de varios segmentos cuyas pendientes se determinan a través de la obtención de la derivadas en varios puntos, siendo esta precisamente la idea que se propone en este trabajo: evaluar la derivada en varios puntos de la característica, lo cual equivale a obtener varios segmentos lineales, ello se logra con el empleo del modelo incremental siguiente:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{NG} \sum_{i \neq b} (b_i + 2C_i P_i^{k-1} - b_b + 2C_b P_b^{k-1}) DPg_i^k + \sum_{i=1}^{NG} \sum_{i \neq b} g_i^k (b_b + 2C_b P_b^{k-1}) DPg_i^k \quad (1.2)$$

s.a.

$$Pg_b^{MIN} - Pg_b^{K-1} \leq \sum_{i=1}^{NG} \sum_{i \neq b} (g_i^k - 1) DPg_i^k \leq Pg_b^{MAX} - Pg_b^{K-1} \quad (1.3)$$

$$Pg_i^{MIN} - Pg_i^{K-1} \leq DPg_i^k \leq Pg_i^{MAX} - Pg_i^{K-1} \quad (1.4)$$

$$\sum_{i=1}^{NG} \sum_{i \neq b} b_{ij} DPg_i^k \leq T_j^{MAX} - T_j^{K-1} \quad (1.5)$$

Para solucionar el problema se parte de un punto de arranque el cual debe corresponder con el obtenido mediante un despacho clásico, o sea sin considerar mas restricciones que las impuestas por la carga y las de operación, luego se alcanza la solución final mediante un proceso iterativo en el cual se soluciona el modelo incremental, el algoritmo general de solución es el siguiente:

- 1 Lectura de datos generales del sistema.
- 2 Resolver modelo clásico de despacho económico..
- 3 Determinación de los factores de sensibilidades lineales.
- 4 Solución del problema de flujo de carga.
- 5 Determinación de los factores incrementales de pérdidas.
- 6 Solución del modelo incremental de optimización.(1.2-1.5).
- 7 Chequear convergencia.
- 8 Si converge ir a 9, caso contrario ir a 4.
- 9 Parar.

Como criterio de convergencia se ha seleccionado el de la diferencia "mínima" entre los costos totales obtenidos en dos iteraciones sucesivas, o sea:

$$\frac{\left| \sum_{i=1}^{NG} C_i(Pg_i^k) - \sum_{i=1}^{NG} C_i(Pg_i^{k-1}) \right|}{\sum_{i=1}^{NG} C_i(Pg_i^k)} \leq e \quad (1.6)$$

Nótese en la función objetivo dada por la expresión (1.2) que se toma como costo incremental exactamente el valor de la derivada de la función de costo evaluada en el punto obtenido en la iteración anterior, de modo tal que esta evaluación se efectuará tantas veces como iteraciones se realicen, por tanto será equivalente a evaluar el mismo número de segmentos de rectas.

Esta aproximación no exige de forma explícita la representación de la característica de costo de las unidades generadoras por medio de segmentos de rectas, como puede observarse se trabaja con la representación exacta de las características de costos, las cuales se suponen cuadráticas.

El secreto para ello está en acotar la validez del costo incremental dada por el diapasón donde es válida la derivada de la función. Dado que es difícil algoritmizar esta cuestión se ha realizado un estudio en el cual se proponen cotas determinadas por la reducción de los límites máximos y mínimos permisibles de cada unidad.

Considerando lo anteriormente planteado las expresiones 1.3 y 1.4 se expresan de la siguiente forma:

$$(Pg_b^{MIN} - Pg_b^{k-1})/a \leq \sum_{i=1, i \neq b}^{NG} (g_i^k - 1)DP_i^k \leq (Pg_b^{MAX} - Pg_b^{k-1})/a \quad (1.7)$$

$$(Pg_i^{MIN} - Pg_i^{k-1})/a \leq DP_i^k \leq (Pg_i^{MAX} - Pg_i^{k-1})/a \quad (1.8)$$

En la tabla I se muestran algunos resultados obtenidos para diferentes valores del paso en el caso del sistema de 30 nodos de la IEEE , tomando como referencia el valor del costo total obtenido por Stott en [2], empleando para ello un flujo de potencia óptimo.

Tabla I. Resultados comparativos del modelo propuesto para diversos valores del paso.

NODO	STOTT	$a=1$	$a=2$	$a=3$	$a=4$	$a=5$	$a=6$	$a=10$
	$P(MW)$	$P(MW)$	$P(MW)$	$P(MW)$	$P(MW)$	$P(MW)$	$P(MW)$	$P(MW)$
2	48,84	80	43,1	41,7	46,0	44,6	48,9	48,7
5	21,51	50	16,8	19,9	20,3	20,4	20,5	21,3
8	22,15	10	16,7	18,2	18,6	23,8	23,1	23,1
11	12,14	10	10,6	12	12,1	12,5	12,3	11,7
13	12,0	12	12,0	12	12,4	12,3	12,3	12,0
1	177,00	128,8	195,7	190,4	184,5	179,8	176,2	176,4
COSTO	802,4	883,4	807,8	805,9	804,5	804,3	803,9	803,8
(\$/h)								
Error (%)	0.00	10,09	0.67	0.43	0.26	0.23	0.18	0.17

En la tabla I puede observarse que cuando se considera válido todo el diapazón de los límites de generación entonces la solución obviamente coincide con los valores mínimos o máximos de la unidad.

Nótese como a medida que se aumenta el tamaño del a , lo cual equivale a una disminución del entorno en el cual es válido el costo incremental evaluado, los resultados mejoran. Para posteriores reducciones la vecindad en que es válida la derivada no se obtuvieron mejoras sustanciales en el costo de la generación, haciéndose la convergencia lenta.

Lo visto equivale a un gradiente de primer orden, a través del modelo planteado se obtiene la dirección del gradiente en que se minimiza la función objetivo, queda clara la dependencia de los resultados del algoritmo propuesto con la selección del valor de " a ", los autores continúan investigando acerca de la determinación de ese parámetro, el cual ha sido sugerido en esta versión de forma empírica, todo parece indicar que un buen valor para a será aquel que proporcione los límites para los cuales la función cuadrática y la recta con pendiente igual al costo incremental proporcionen resultados muy similares para cualquier punto dentro del entorno evaluado, ello pudiera evaluarse para cada nodo generador y seleccionar entonces un valor de a de forma individual por barra generadora.

Otra dirección para la determinación de " a " señala que el mismo debe variar por iteraciones acorde a la razón de la disminución de la función objetivo por iteraciones, los autores investigan en ambas direcciones actualmente.

Las diferencias obtenidas en el sentido de mejoras de la función de costo, que posibilita la nueva simulación, pueden apreciarse en la tabla en la cual aparecen los resultados obtenidos considerando tres segmentos lineales.

Nodo	Stott* Pg(MW)	DERS CA* Pg(MW)	$\alpha = 10$ P(MW)
1	177,00	162,5	176,7
2	48,84	51,4	48,7
5	21,51	23,8	21,3
8	22,15	28,8	11,7
11	12,14	15,0	12,0
13	12,0	12,0	12,0
Costo (\$/h)	802,4	805,2	803,8
Error (%)	0,0	0,3	0.17

DERS CA* Despacho económico con restricciones de seguridad empleando tres segmentos lineales.

Conclusiones.

1. El error que se comete al linealizar funciones cuadráticas de costo puede ser disminuido si se emplea una función objetivo que evalúe el verdadero valor del costo incremental, disminuyendo el entorno donde se considere válido este valor.
2. Los resultados que obtienen con el modelo y algoritmo propuesto son satisfactorios.

Nomenclatura:

ΔP_{g_i} : Variación de la generación en el nodo i.

$P_{g_i}^{\min}, P_{g_i}^{\max}$: Límites de generación permisibles en el nodo i

T_{ij} : Flujo de potencia activa a través del elemento ij..

$T_l^{\max}$: Límite permisible de la potencia transmitida a través de la rama ij.

T : Número de líneas del sistema.

NG : Número de nodos generadores.

b: orden del nodo de balance.

β_{ij} : Factor de sensibilidad lineal.

γ : Factor incremental de pérdidas asociado al modelo de flujo desacoplado rápido.

k: número de la iteración en curso.

Referencias.

1. Momoh, J.A.et al. "A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993 Part II: Newton , Linear Programming and Interior Point Methods". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14 , No.1, Feb 1999 ,pp 105-110..
2. Alsac, O, Stott,B. "Optimal load Flow with Steady State Security IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol-PAS-93, No.3, May/June 1974.pp 745-751.
3. Stott,B., Hobson, E. "Power System Security Control Calculations using Linear Programming". Part I and II. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol-PAS-97,,pp 1713-1731.

Dr. Manuel Barroso Baeza.

Graduado de ingeniero electricista en el ISPJAE en 1982, desde entonces labora como investigador en el CIPEL, obtuvo el grado científico de doctor en ciencias técnicas en 1995. Su campo de interés es la modelación por medio de computadora digital de los sistemas eléctricos de potencia operando en estado estable y el control y operación de tales sistemas.

Dra. Miriam López Pérez.

Graduada de ingeniera electricista en 1986 en el ISPJAE, trabaja desde esa fecha en el CIPEL como investigadora, obtuvo el grado científico de doctora en ciencias técnicas en el año 2002, su campo de interés es la modelación por medio de computadora digital de los sistemas eléctricos de potencia en estado estable y la operación económica de los mismos.