

Metodología Basada en Sensibilidades para Asignar Costos de los Servicios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva en Mercados Eléctricos Desregulados

Methodology Based on Sensitivities to Assign Costs of Voltage and Reactive Power Control Services in Deregulated Electrical Markets

José H. Tovar Hernández, Miguel Jiménez Jiménez y Guillermo Gutiérrez Alcaraz

Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica
Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica del Instituto Tecnológico de Morelia, Mich. México
E-mails: jhtovar@antares.tecmor.mx

Artículo recibido en Junio 18, 2001; aceptado en Febrero 19, 2002

Resumen

En este artículo se propone una metodología para distribuir costos por los servicios de control de voltaje y reserva de potencia reactiva en mercados eléctricos desregulados. Los costos de estos servicios se reparten con base a sensibilidades relativas de voltaje en nodos de carga y potencias reactivas de generación, permitiendo separar los beneficios que cada usuario obtiene de cada dispositivo a través del cual se ofrecen los servicios. La metodología se ilustra con un ejemplo basado sobre una red troncal simplificada del Sureste Mexicano.

Palabras clave: Servicios Complementarios, Servicios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva.

Abstract

In this paper is proposed a methodology to allocate costs related to the voltage control and reactive power reserve services in deregulated electric power markets. The allocation of these costs is made based on sensitivities relating the voltage in load nodes and generated reactive powers, in order to separate the benefits each user receives from each device which offers that services. The methodology is illustrated with an example using a simplified network of the Mexican Southwest power system.

Keywords: Ancillary Services, Voltage and Reactive Power Control Services.

1 Introducción

El control de voltaje y potencia reactiva está relacionado con la calidad y la seguridad del sistema eléctrico de potencia. La regulación adecuada de voltaje a través de la red de transmisión se relaciona con la calidad del suministro de potencia activa (Miller, 1982). Un mantenimiento adecuado de la reserva de potencia reactiva está fuertemente relacionado con la seguridad del sistema.

Existe un conjunto de elementos que influyen en el control de voltaje y la potencia reactiva. Los generadores y condensadores síncronos, así como compensadores estáticos de potencia reactiva (CEV) son capaces de absorber y generar potencia reactiva mediante un ajuste fino y continuo de sus voltajes en terminales; es decir, son fuentes regulables de potencia reactiva. Además, se puede regular el voltaje, generando o absorbiendo potencia reactiva de una manera discreta, mediante la conmutación de capacitores o reactores en derivación, respectivamente.

Otra manera de regular voltaje es mediante un incremento o una disminución del consumo de potencia reactiva en transformadores, lo cual se logra ajustando su cambiador de derivación. Además, la carga conectada al sistema eléctrico de potencia normalmente opera a factores de potencia atrasados, de modo que consume potencia reactiva. Por otra parte, en condiciones de demanda máxima, la red de transmisión consume potencia reactiva, la cual es aportada por fuentes regulables y capacitores en derivación; mientras que en demanda mínima, hay un exceso de potencia reactiva creado por la red de transmisión, y que las fuentes regulables y reactores en derivación pueden absorberlo (Miller, 1982).

Por su capacidad de absorber o generar potencia reactiva, y en combinación con las fuentes regulables que mantienen constante el voltaje en sus terminales, la red de transmisión no permite que la potencia reactiva se transporte a distancias eléctricas grandes. Esto ha conducido a despachar la potencia reactiva de manera local o regional y no de manera centralizada, como se realiza el despacho de potencia activa (Mota *et al.*, 1986; Zaborszky *et al.*, 1985).

El despacho de potencia reactiva coordina a los dispositivos que la pueden controlar a través de la red de transmisión. Tal coordinación se realiza bajo varias funciones objetivo, separadas o conjuntas, restringidas a mantener un perfil de voltaje adecuado en el sistema, ante cualquier condición de demanda (Wagner *et al.*, 1990). Minimizar de pérdidas por transmisión es una función objetivo muy común, relacionada con la operación económica del sistema (Mamandur *et al.*, 1981). Además, si el objetivo es mantener un cierto margen de seguridad, entonces se agrega la función objetivo de maximizar reservas de potencia reactiva en fuentes regulables (Mota, 1984).

La desregulación de mercados de electricidad ha resultado en una desagregación de servicios de suministro de energía eléctrica y sus respectivos costos o precios, agrupados en dos tipos de mercados (FERC, 1995). El más importante, es el mercado primario de energía, involucrando la generación, transmisión, distribución y comercialización de potencia activa. Además, existe un mercado de servicios complementarios, atendiendo una diversidad de necesidades relacionadas con la calidad y continuidad del suministro. La regulación de voltaje y la preservación de reserva de potencia reactiva se consideran servicios complementarios, con una estrecha relación técnica entre ellos (Ilic *et al.*, 1998). Entonces, bajo este contexto, los cargos de estos servicios se desagregan de los costos de otros servicios.

Teóricamente, el control de voltaje y la reserva de potencia reactiva pueden ofrecerse en un mercado de servicios complementarios o a través de servicios regulados. En el primer caso, la libre competencia rige al mercado, donde los ofertantes de servicios no tienen garantizada la recuperación de su inversión (FERC, 1995). En el segundo caso, los costos y utilidades del servicio se ofrecen bajo un esquema regulatorio, permitiendo a ofertantes del servicio recuperar completamente su inversión (Lamont *et al.*, 1998).

Cuando se aplica una metodología basada en costos, los pasos a seguir son los siguientes:

1. Especificación de equipos y costos asociados al servicio. Si un equipo presta varios servicios, debe definirse el costo asociado a cada uno de ellos.
2. Definición del proceso para repartir los costos de servicios entre beneficiarios. Este proceso debe reflejar tales beneficios, con base a aspectos técnicos y debe ser relativamente sencillo aplicar en la práctica.

Para los servicios de regulación de voltaje y reserva de potencia reactiva, la definición de costos de equipos no es

fácil de resolver (paso 1), ya que la actividad principal de generadores es producir potencia activa, mientras que para los transformadores es transportarla, y un alto porcentaje de su costo se relaciona con actividades del mercado primario, debiendo separarse del costo de servicios complementarios (FERC, 1995). Una propuesta de definición de costos de regulación de voltaje y potencia reactiva para generadores se ha planteado en función de su factor de potencia nominal, mientras que para transformadores se establece la diferencia en costos entre dos equipos idénticos en capacidad y niveles de tensión nominales, pero uno de ellos con cambiador de automático de derivación (Lamont *et al.*, 1998).

Con respecto al segundo paso, a través de este trabajo se presenta una propuesta para la asignación de cargos por los servicios de control de voltaje y potencia reactiva.

2 Antecedentes del Proyecto

Algunas formas de asignar cargos por estos servicios han sido propuestas, variando ampliamente en criterios y modelos matemáticos. El establecimiento de una tarifa fija propone FERC (1995). Li *et al.* (1994) definen su asignación directa a la capacidad de potencia reactiva del sistema, despreciando costos variables de producción, y se asigna cargos a cada una de las fuentes regulables de potencia reactiva, en función del costo de condensadores síncronos, teoría de juegos y relación potencia activa/reactiva con respecto al costo total de un generador.

Aunque se ha demostrado que la aplicación del concepto de costo marginal recupera parcialmente los costos de los servicios (Pérez-Arriaga *et al.*, 1995), el uso de costos marginales de potencia reactiva, a fin de asignar cargos lo proponen (Dandachi *et al.*, 1996; Baughman *et al.*, 1997; El-Kieb *et al.*, 1997; Hao *et al.*, 1997); la diferencia no recuperada se obtiene mediante métodos adicionales, de modo que habrá usuarios que tengan cargos definidos mediante un criterio, mientras que a otros se les aplica otro. Esto mismo ocurre con la metodología que proponen Lamont *et al.*, (1998), basada en sensibilidades, que asigna cargos con base al uso de dispositivos para regulación de voltaje, sin evaluar el costo de reserva de potencia reactiva, impidiendo la recuperación total del costo de los servicios, cuya diferencia se carga a los usuarios nativos del mercado. Entonces, las metodologías anteriores no son justas, en el sentido de que no se aplica los mismos criterios de asignación de cargos a todos los usuarios.

En este trabajo, se propone una metodología basada en costos para la asignación de cargos por los servicios de regulación de voltaje y reserva de potencia reactiva en mercados de energía eléctrica desregulados. La metodología se basa en el costo de equipos y considera aspectos técnicos de los servicios, reflejados en sensibilidades de voltaje y potencias reactivas de generación. La asignación de costos es justa, se recuperan completamente y es realizable en la práctica. Para cumplir con este objetivo, el artículo se organiza de la siguiente manera: en la sección 3, se describe

el modelo para cálculo de sensibilidades; en las secciones 4 y 5, se desarrolla la metodología propuesta para asignar costos a los servicios de control de voltaje y reserva de potencia reactiva; en la sección 6 se aplica la metodología y se discute resultados para un ejemplo; las conclusiones obtenidas se resumen en la sección 7 y, finalmente, la sección 8 describe los trabajos futuros que pueden realizarse con base en el presente.

3 Modelo de Sensibilidades

La formulación polar del problema de flujos de potencia convencional, se representa por las ecuaciones siguientes:

$$FP_i = P_{Gi} - P_{Di} - V_i \sum_{m \in i} V_m Y_{im} \cos(\theta_i - \theta_m - \gamma_{im}) = 0 \quad (1)$$

$i=1, \dots, n$

$$FQ_i = Q_{Gi} - Q_{Di} - V_i \sum_{m \in i} V_m Y_{im} \sin(\theta_i - \theta_m - \gamma_{im}) = 0 \quad (2)$$

Si n es el total de nodos en el sistema eléctrico, entonces (1) es de tamaño $n-1$, y (2) es de tamaño $n - N_g$, donde N_g es el número de nodos con capacidad de regular su voltaje. P_G y P_D son potencias activas de generación y carga. Q_G y Q_D son potencias reactivas de generación y carga. V_i y V_m son magnitudes de voltaje de los nodos i y m , siendo θ_i y θ_m sus respectivos ángulos de fase; Y_{im} y γ_{im} son la magnitud y ángulo del elemento (i,m) de la matriz de admitancias nodal. Al resolver (1) y (2) se conoce el estado del sistema, el cual depende de la red eléctrica y los puntos de operación especificados en variables de control. Sea u_i una de estas variables de control. Entonces, para conocer un cambio en el estado del sistema, representado por ΔV y $\Delta \theta$, debido a un Δu_i único, se construye y resuelve el siguiente conjunto de ecuaciones (Peschon *et al.*, 1968):

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta \theta \\ \Delta u_i \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial FP}{\partial u_i} \\ \frac{\partial FQ}{\partial u_i} \end{bmatrix} \quad (3)$$

En el lado izquierdo, la matriz es el Jacobiano del problema de flujos de potencia y el vector contiene las sensibilidades relativas de magnitudes y ángulos de fase, con respecto al cambio Δu_i . El vector independiente contiene las derivadas parciales de los conjuntos de ecuaciones FP y FQ de las ecuaciones (1) y (2), con respecto a la variable de control u_i . En este caso, las

variables de control de interés son N_g voltajes regulados de máquinas síncronas y compensadores estáticos; N_t cambiadores de derivación ajustables de transformadores, y N_c compensadores fijos o conmutables en derivación.

Un participante del mercado propietario de un dispositivo de control es un prestador de uno o ambos servicios, mientras que los beneficiarios de los servicios normalmente estarán localizados en nodos de carga del sistema.

4 Costo de Regulación de Voltaje

La regulación de voltaje puede verse como un problema de estado estacionario cuyo objetivo es mantener la magnitud de voltajes complejos nodales dentro de un rango de valores especificados, para lo cual se coordina la operación de los siguientes equipos (Mansour *et al.*, 1984):

- Generadores y condensadores síncronos
- Compensadores estáticos de potencia reactiva
- Transformadores con cambiador de derivación ajustable
- Compensadores en derivación fijos o conmutables.

Para asignar costos por servicio de regulación de voltaje, se debe conocer la parte del servicio que cada beneficiario del mercado recibe por cada uno de los dispositivos de control, lo cual se logra mediante sensibilidades relativas de voltaje en nodos de carga con respecto a cambios en cada uno de estos dispositivos.

Técnicamente, una sensibilidad relativa igual a cero significa que el voltaje del nodo de carga asociado será insensible a los cambios en la variable de control respectiva. Esto coincide con el concepto de asignación de costos, ya que el participante conectado a ese nodo de carga no debe pagar por el servicio de regulación que ofrece un prestador, del cual no recibe beneficios. Por otra parte, una sensibilidad muy grande implica que el voltaje de ese nodo de carga es controlable efectivamente mediante cambios en tal variable de control. Entonces, los usuarios asociados a los voltajes más sensibles son quienes reciben los mayores beneficios, estando obligados a pagar un costo más alto.

Este razonamiento permite plantear la asignación de costos por servicio de regulación de voltaje.

Para un usuario k del servicio de regulación de voltaje se tiene que el costo que cada uno de ellos paga es el siguiente:

$$CRV_k = \sum_{m=1}^{N_g} \frac{SVV_{k,m}}{\sum_{i=1}^n SVV_{i,m}} CSRG_m + \sum_{m=1}^{N_t} \frac{SVT_{k,m}}{\sum_{i=1}^n SVT_{i,m}} CSRT_m + \sum_{m=1}^{N_c} \frac{SVC_{k,m}}{\sum_{i=1}^n SVC_{i,m}} CSRC_m \quad (4)$$

Donde:

CRV_k = Costo por el servicio de regulación de voltaje para el usuario k .

$CSRGM_m$ = Costo del servicio de regulación del generador, condensador o CEV m .

$SVV_{k,m}$ = Sensibilidad de voltaje en el nodo de carga k con respecto al voltaje en terminales del generador m .

$SVT_{k,m}$ = Sensibilidad del voltaje en el nodo de carga k con respecto a cambios en el cambiador de derivación del transformador m .

$SVC_{k,m}$ = Sensibilidad del voltaje en el nodo de carga k con respecto a cambios en el compensador en derivación m .

$CSRT_m$ = Costo del servicio del transformador m .

$CSRC_m$ = Costo del servicio de regulación del compensador en derivación m .

Para este servicio, las sensibilidades calculadas se podrán almacenar en una matriz de orden $(N_g + N_t + N_c) \times n$.

Normalmente, las sensibilidades son distintas de cero, pero una cantidad considerable de ellas tiene una magnitud muy pequeña, de modo que puede definirse límites a partir de los cuales se asigne un costo (Tovar, 1995).

5 Costo de Reservas Reactivas

Aún en un mercado de energía, resulta más económico el despacho de potencia activa para toda la carga del sistema, que tratar de satisfacer la demanda contratada por cada uno de los usuarios en forma independiente. Esto mismo ocurre con la reserva rodante de potencia activa del sistema: es más económico mantener una reserva rodante global, en lugar de que cada compañía pretenda mantener su propia reserva rodante, a fin de soportar cualquier contingencia que pudiera poner en riesgo la integridad del sistema.

Desde un punto de vista de potencia reactiva/voltaje, el problema de seguridad se refiere tanto a soportar contingencias que causan desbalances de potencia activa en el sistema, como problemas relacionados con la estabilidad y el colapso de voltaje. Una reserva adecuada de potencia reactiva y distribuida en dispositivos dinámicos a través del sistema puede soportar mejor las contingencias (Ilic *et al.*, 1998).

Considerando tales factores, la metodología propuesta para evaluar el costo del servicio de reserva de potencia reactiva considera que se tiene una reserva global en el sistema, de tal modo que el costo total debe repartirse entre los beneficiarios equitativamente y de acuerdo al uso que cada uno hace del servicio. Además, considera que el control de voltaje/potencia reactiva es local, debido a la

influencia de nodos que regulan voltaje y a las distancias eléctricas de líneas de transmisión (Miller, 1982; Wagner *et al.*, 1990), lo cual implica que este servicio será delimitado por áreas, las cuales pueden definirse mediante sensibilidades.

Aquí, para delimitar cada área reactiva, se propone analizar las sensibilidades relativas de potencias reactivas de generación con respecto a voltajes en terminales de generadores. Estas sensibilidades se calculan como sigue:

$$\frac{\Delta Q_m}{\Delta V_k} = \frac{\partial Q_m}{\partial V_k} + \sum_{j=1}^n \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_j} \left(\frac{\Delta \theta_j}{\Delta V_k} \right) + \sum_{j=1}^n \frac{\partial Q_m}{\partial V_j} \left(\frac{\Delta V_j}{\Delta V_k} \right) \quad (5)$$

Donde ΔQ_m representa el cambio de potencia reactiva del generador m y ΔV_k representa el cambio de la magnitud del voltaje en terminales del generador k . Los términos entre paréntesis son sensibilidades relativas de magnitudes de voltaje y ángulos de fase con respecto a las magnitudes de voltajes de generación, calculados mediante la solución del conjunto de ecuaciones (3). Entonces, aquí se formará una matriz de sensibilidades de orden N_g , conteniendo en cada renglón las sensibilidades relativas de potencias reactivas de todos los generadores con respecto al voltaje en terminales del generador correspondiente a ese renglón. Esta matriz será diagonal por bloques, donde cada bloque definirá una área reactiva, pudiendo ser independientes entre sí o estar conectadas a través de uno o varios nodos frontera.

Por otra parte, en cada área reactiva se tiene una interacción entre los dispositivos que mantienen la reserva, a fin de que el mercado primario opere con márgenes de seguridad apropiados. Entonces, no es conveniente asignar costos del servicio de reserva de potencia reactiva por cada dispositivo de control, como en el servicio de regulación de voltaje.

Por lo anterior, se propone que al servicio de reserva de potencia reactiva se le asigne costos considerando todos los dispositivos existentes en cada área, de acuerdo al procedimiento siguiente:

1. Identificar cada una de las áreas reactivas del sistema, de acuerdo a la estructura de la matriz de sensibilidades relativas de potencias reactivas generadas con respecto al voltaje en terminales de nodos de generación. El resultado será un conjunto de nodos de carga perteneciendo a cada área reactiva. Además, cada nodo frontera formará un conjunto por sí mismo.
2. Para cada área reactiva calcular el costo total del servicio, sin incluir a los nodos frontera.
3. Para cada nodo frontera formar un conjunto de nodos, considerando los nodos de carga de cada área reactiva en la cual tal nodo frontera está incluido.

4. Considerar el porcentaje de la potencia activa en cada nodo de carga, con respecto al total de cada área, a fin de asignar el costo de reserva de potencia reactiva.

Este procedimiento, una vez definidas áreas reactivas y nodos frontera, consiste en aplicar las ecuaciones :

$$CTRQ_i = \sum_{j \in i} CRQD_j \quad (6)$$

$$CRQ_k = \frac{P_{Dk}}{\sum_{j \in i} P_{Dj}} CTRQ_i \quad (7)$$

Donde:

CRQ_k = Costo del servicio de reserva de potencia reactiva rodante para el usuario conectado en el nodo k , perteneciendo al área reactiva i .

P_{Dk} = Potencia activa de carga conectada en el nodo k .

P_{Dj} = Potencia activa de carga conectada en el nodo j .

$CTRQ_i$ = Costo total del servicio de reserva de potencia reactiva rodante para el área i .

$CRQD_j$ = Costo del servicio de reserva de potencia reactiva del dispositivo j perteneciendo al área reactiva i .

El mismo procedimiento se aplica para calcular el costo de reserva de potencia reactiva en los nodos frontera.

6 Ejemplo de Aplicación

En esta sección se muestra la aplicación de la metodología propuesta para los servicios de control de voltaje y potencia reactiva en mercados eléctricos desregulados. Para esto, se emplea el sistema eléctrico de la Figura 1, el cual representa a la red troncal de 400 kV del Sureste de México. En este caso, la carga del sistema en MW y MVar se ha aproximado a lo que ocurre en un caso de demanda máxima, de acuerdo a los datos reportados por (González Flores *et al.*, 1999). Estos datos se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Carga del sistema eléctrico

NODO	MW	MVAr
JUI	130	50
MID	200	70
PBD	450	180
PBU	400	100
TCL	350	70
TOP	650	150
TEX	1250	380
CRU	1400	300

La Tabla 2 muestra los datos de nodos de generación del sistema, a través de los cuales se ofrece el servicio de reserva de potencia reactiva rodante. Nótese que el nodo TMD no genera potencia activa, pero el CEV que tiene conectado le permite regular voltaje. La última columna muestra el voltaje en terminales. Estos participarán en el servicio de regulación de voltaje incluyendo al transformador T1, entre los nodos PBD y PBU, y al reactor C1 conectado en el nodo PBD. La Tabla 3 muestra los costos de los servicios de regulación de voltaje y reserva de potencia reactiva para cada dispositivo de control.

Tabla 2. Datos de generación del sistema

NODO	POT. ACTIVA (MW)	QMIN (MVAr)	QMAX (MVAr)	V (pu)
ANG	900	-500	500	1.02
MMT	1500	-500	500	1.00
MPS	980	-450	390	1.00
TMD	0	-600	300	1.01
TOP	650	-400	600	1.00
TEX	1800	-800	800	1.00

Tabla 3. Costos en por unidad para el servicio auxiliar

DISPOSITIVO DE CONTROL	REGULACIÓN DE VOLTAJE	RESERVA DE POTENCIA REACTIVA
ANG	0.4	0.6
MMT	0.4	0.6
MPS	0.4	0.6
TMD	0.5	0.5
TOP	0.6	0.4
TEX	0.6	0.4
T1	1.0	0.0
C1	1.0	0.0

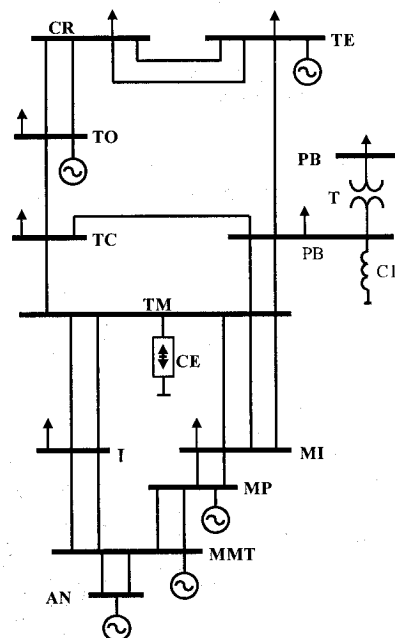


Figura 1. Sistema Troncal Mexicano del Sureste

6.1 Costos por Regulación de Voltaje

El costo del servicio de regulación de voltaje se calcula con base a sensibilidades de voltaje en nodos de carga con respecto a los voltajes de generación, cambiadores de derivación en transformadores y compensación en derivación. Esto se observa en la Tabla 4, cuyas localidades vacías indican sensibilidades cero.

Tabla 4. Sensibilidades de voltaje en nodos de carga

	MID	JUI	TCL	PBD	CRU	PBU
ANG						
MMT	0.0091	0.4333				
MPS	0.6673	0.0285				
TMD	0.3875	0.6441	0.5865	0.6354		0.6383
TOP			0.3506	0.1840	0.5501	0.1849
TEX			0.1552	0.2838	0.4751	0.2851
T1						-0.9918
CI			0.0036	0.0067		0.0067

Con los costos de la Tabla 3, las sensibilidades de la Tabla 4 y usando la ecuación (4), resulta la Tabla 5, notándose que:

1. El costo de cada dispositivo se recupera totalmente, lo cual puede verificarse sumando los elementos de cada renglón, cuyo resultado es el costo del servicio de regulación de voltaje especificado en la Tabla 3.
2. Las sensibilidades permiten asignar los costos del servicio de regulación de voltaje, de acuerdo al grado de utilización que cada beneficiario hace del mismo a través de cada dispositivo del sistema.
3. Un usuario cuyo voltaje no es regulado por un dispositivo, no tiene responsabilidad alguna de pagar por el servicio que este ofrece.
4. Por otro lado, si es el único usuario, como ocurre con el uso del dispositivo T1, por parte de PBU, entonces este tendrá que pagar el costo total del servicio de regulación que ofrece dicho dispositivo.
5. Puede detectarse inclusive casos en que el servicio no sea utilizado por los beneficiarios. Este es el caso del servicio ofrecido por ANG, donde no hay usuarios involucrados, de modo que dicho costo tendría que absorberse por el mismo ofertante del servicio.

Tabla 5. Costos por el servicio de regulación de voltaje (pu)

	MID	JUI	TCL	PBD	CRU	PBU
ANG						
MMT	0.00823	0.39177				
MPS	0.38362	0.01638				
TMD	0.06664	0.11146	0.10149	0.10995		0.11045
TOP			0.16569	0.08696	0.25997	0.08738
TEX			0.07765	0.14199	0.23771	0.14265
T1						1.00000
CI			0.21176	0.39412		0.39412

6.2 Costos de Reserva de Potencia Reactiva

La asignación de costos, se basa en las ecuaciones (3-5). La aplicación de la ecuación (3) resulta en la matriz de sensibilidades de potencias reactivas generadas ante cambios en voltajes de nodos generadores, mostrada en la Tabla 6.

Tabla 6. Sensibilidades de potencia reactiva generada con respecto a cambios de voltaje en nodos generadores

	ANG	MMT	MPS	TMD	TOP	TEX
ANG	96.800	-0.010				
MMT	-0.010	210.237	-2.376	-24.368	-0.020	-0.061
MPS		-3.839	138.259	-44.009	-0.031	-0.093
TMD		-26.516	-47.637	92.963	-28.291	-25.839
TOP		-0.000	-0.000	-30.302	93.172	-69.644
TEX		-0.000	-0.000	-27.276	-68.946	89.681

Si se desprecia las sensibilidades menores a 1.0 en magnitud, puede observarse claramente que esta matriz está estructurada en tres bloques. El primero se define por el elemento diagonal correspondiente al nodo ANG, siendo completamente independiente de los otros dos bloques. El segundo bloque está formado por los renglones y columnas correspondientes a los nodos MMT, MPS, y TMD. El tercer bloque se conforma por los elementos relacionados a los nodos TMD, TOP y TEX. Al no existir una intersección entre el primer bloque y los otros dos, no habrá nodos frontera entre el área definida por ANG y las otras dos áreas. En el caso de los bloques restantes, el nodo TMD está incluido en ambos, de modo que este nodo será un nodo frontera entre las áreas que lo incluyen. Esto se observa en la Figura 2.

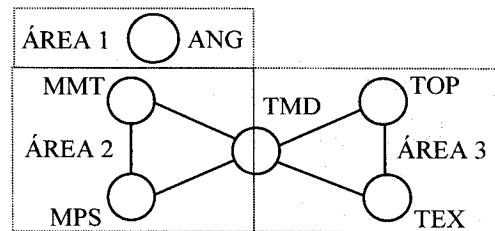


Figura 2. áreas reactivas del sistema

La sustitución de valores en la ecuación (6), define los costos del servicio de reserva de potencia reactiva por áreas, resultando en 0.6 para el área 1, 1.2 para el área 2 y 0.8 para el área 3. Además, se define el costo correspondiente al nodo frontera (TMD) que es de 0.5.

Finalmente, utilizando los datos de carga de potencia activa en MW, correspondientes a la segunda columna de la Tabla 1, el cálculo de asignación de costos por el servicio de reserva rodante de potencia reactiva resulta como se muestra en la Tabla 7.

Tabla 7. Asignación de costos del servicio de reserva de potencia reactiva (pu)

NODO	ÁREA 1	ÁREA 2	ÁREA 3	NODO FRONTERA
JUI		0.47273		0.01346
MID		0.72727		0.02070
TCL			0.06222	0.03623
TOP			0.11556	0.06729
CRU			0.24889	0.14493
TEX			0.22222	0.12940
PBD			0.08000	0.04658
PBU			0.07111	0.04141
TOTAL	0.0	1.20000	0.80000	0.50000

De esta tabla, puede observarse los siguientes resultados importantes:

1. El área 1 tiene un costo cero al no tener carga asociada.
2. Como era de esperarse, los resultados obtenidos permiten recuperar el costo total del servicio de reserva de potencia reactiva.
3. El costo del servicio para el nodo frontera (TMD) es distribuido entre los nodos incluidos en las áreas 2 y 3.
4. Los usuarios con una mayor carga de potencia activa asociada, aportan una cantidad mayor (TOP, CRU y TEX). Al no existir un concepto de individualidad para asignar el costo, esto coincide con la regla de sentido común de que un usuario con una carga de potencia activa mayor debe aportar más para cubrir tal costo.

7 Conclusiones

Los servicios de control de voltaje y reserva de potencia reactiva son una parte integral de la operación del sistema de eléctrico potencia.

Para el diseño de cualquier metodología de asignación de costos es necesario considerar que el problema de regulación de voltaje y mantenimiento de reservas de potencia reactiva es local y que es factible resolverlo mediante la definición de áreas reactivas, además de que la red de transmisión, aun cuando es capaz de generar o absorber potencia reactiva, pero de manera incontrolable, no debe considerarse como un dispositivo que puede ofrecer estos servicios.

El objetivo de una metodología basada en costos es recuperar completamente los costos asociados a los servicios. En este caso, se demuestra que la metodología propuesta cumple satisfactoriamente con dicho objetivo.

Adicionalmente, se busca que cualquier metodología asigne costos de una manera equitativa. Esto se cumple al utilizar los conceptos de sensibilidades relativas y de áreas reactivas.

Sin embargo, es importante hacer notar que el planteamiento desarrollado es para un punto de operación

en particular (demanda máxima), el cual no resulta válido para todos los puntos de operación que se presentan en el sistema eléctrico de potencia, debido a los factores siguientes:

- Las sensibilidades cambian aun cuando permanezcan en el sistema todos los dispositivos de regulación de voltaje y de reserva de potencia reactiva. Esto se debe a cambios en la carga del sistema.
- Salida de unidades generadoras ya sea por mantenimiento, falla o por menores requerimientos de potencia activa en el mercado primario (escenarios de demanda media o mínima).
- Salida de compensadores en derivación por cambios de escenarios de demanda o por falla o mantenimiento.

Lo anterior implica que siempre se tiene una cantidad variable de dispositivos ofreciendo los servicios de regulación de voltaje y reservas de potencia reactiva. Entonces, la asignación de costos también variará, de modo que es necesaria alguna forma de asignar los costos ante estos diferentes estados de operación. Para resolver este problema, se puede aplicar los siguientes criterios:

- Definir estados operativos, cada uno de ellos para periodos de tiempo específicos. Por ejemplo, escenarios de demanda máxima, media y mínima por día, semana o mes, los cuales, en conjunto vienen a cubrir periodos de tiempo estacionales o anuales. En este caso, la información se reduce a la necesaria para realizar un estudio de flujos de potencia por escenario.
- Establecer un sistema de asignación de costos "en tiempo real". Por ejemplo cada vez que se ejecute un despacho de potencia activa (cada hora aproximadamente). Para esta opción, será requerida información en tiempo real del sistema eléctrico de potencia, la cual puede obtenerse de la base de datos del estimador de estado del sistema.

Ante ambas situaciones, la metodología aquí presentada puede realizar sus cálculos para asignar costos.

8 Perspectivas de Investigación

En este trabajo se presentó una metodología para asignar costos por los servicios de control de voltaje y potencia reactiva, aplicándose para un punto de operación único, mostrando su capacidad de recuperar completamente los costos asociados. Sin embargo, una metodología que se lleve a la práctica, para asignar cargos adecuadamente, debe considerar las variaciones en las condiciones operativas a través de un cierto periodo de tiempo.

El ejemplo que ilustra la metodología es simple. Para sistemas eléctricos de potencia de gran tamaño (reales), debe desarrollarse un algoritmo para definir todas las áreas reactivas y nodos frontera asociados que pudieran existir.

Para el desarrollo de esta metodología no se consideró que un usuario pueda contribuir a la regulación y/o a incrementar la reserva de potencia reactiva en el sistema eléctrico. Entonces, debe incluirse un mecanismo de diferenciación de costos que permita manejar adecuadamente esta situación.

9 Agradecimientos

Los autores desean agradecer al CONACYT por el apoyo económico brindado bajo el Proyecto de Investigación 28614-A. Así como al COSNET y a la DGIT por el apoyo financiero recibido a través del proyecto 916.99-P.

10 Referencias

Baughman M.L. and **Siddiqi S.N. Zarnikau J. W.**, "Advanced Pricing in electrical systems Part I: Theory", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, no.1, February, 1997, pp. 489-495.

Baughman M.L. and **Siddiqi S.N. Zarnikau J. W.**, "Advanced Pricing in electrical systems Part II: Implications", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, no.1, February, 1997, pp. 496-502.

Dandachi N. H., Rawlins M. J., Alsac O., Prais M. and Stott B., "OPF for Reactive Pricing Studies on the NGC System", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 1, February 1996, pp.226-232.

El-Keib A.A and **X. Ma**. "Calculating Short-Run Marginal Costs of Active and Reactive Power Production", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 12, May 1997, pp 559-565.

FERC (Federal Energy Regulatory Commission), *Notice of Proposed Rulemaking: Docket No. RM95-8-000*, March 29, 1995.

González Flores Jesús, Fuentes Estrada César, Avila Rosales Miguel Angel and Rolf Grunbaum, "Mexican grid uses FACTS for greater flexibility", *Modern Power Systems*, June 1999.

Hao S. and **Papalexopoulos A.**, "Reactive Power Pricing and Management", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, no. 1, Feb. 1997, pp 95-104.

Ilic Marija, Galiana Francisco and Fink Lester, *Power Systems Restructuring, Engineering and Economics*, Power Electronics and Power Systems Series, Kluwer Academic Publishers, Boston/Dordrecht/London, 1998.

Lamont John and **Fu Jian**, "Cost-Based Reactive Power Management", *Proceedings of the American Power Conference*, vol. 60-II, April 1998, pp. 797-802.

Li Y.Z. and **David A. K.**, "Wheeling Rates of Reactive Power Under Marginal Cost Pricing". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, no.4, Aug. 1994, pp. 1263-1269.

Mamandur K.R.C. and **Chenoweth R.D.** "Optimal Control of Reactive Power Flow for Improvement in Voltage Profiles and for Real Power Loss Minimization", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol.PAS-100, no.7, July 1981.

Mansour M.O., et al., "Non-linear VAR Optimization Using Decomposition and coordination", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, no. 1, February 1984, pp. 246-255.

Miller T. J. E., *Reactive Power Control in Electric Systems*, John Wiley & Sons, Inc., 1982.

Mota Palomino R., *Electric Energy Systems: Computer Methods for the Solution of Decomposed Power Flows and Optimal Linear Power Flows*, Ph. D. Thesis, University of Waterloo, Ontario, Canada, 1984.

Mota Palomino R. and **Quintana V.H.**, "Sparse Reactive Power Scheduling by a Penalty Function-Linear Programming Technique", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 1, August. 1986, pp 31-39.

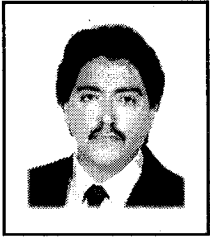
Pérez-Arriaga I. J., F J. Rubio, Puerta J. f., Arceluz J. and Marín J., "Marginal Pricing of Transmission Services: An Analysis of cost Recovery", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, no. 1, February 1995, pp. 546-553.

Peschon J., Piercy D., Tinney W.F., Tviet OJ., "Sensitivity in Power systems", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol.PAS-87, no. 8, August 1968, pp 1687-1696.

Tovar Hernández José Horacio, *Sistema Experto para el Control de Voltaje en Sistemas Eléctricos de Potencia Operando en Estado Estacionario*, Tesis Doctoral, ESIME-IPN, México, D.F., junio 1995.

Wagner W.R., Keyhani Hao A.S., Wong T.C., "A Rule-Based Approach to Decentralized Voltage Control", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PAS-5 no. 2, May 1990, pp. 643-651.

Zaborszky J., Huang G. and Lu K.W., "A Textured Model for Computationally Efficient Reactive Power control and Management", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. PAS-104, no. 3, July 1985, pp. 1718-1725.



José Horacio Tovar Hernández, se graduó de ingeniero electricista en 1984 en el Instituto Tecnológico de Morelia. Sus grados de maestría y doctorado en ciencias en ingeniería eléctrica los obtuvo en la ESIME-IPN en 1989 y 1995. Actualmente, es profesor-investigador de tiempo completo en el programa de posgrado en ingeniería eléctrica del Instituto Tecnológico de Morelia.



Miguel Jiménez Guzmán, se tituló de ingeniero electricista en la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, en 1996, y se graduó de maestro en ciencias en ingeniería eléctrica en el Instituto Tecnológico de Morelia en 1999. Actualmente, realiza estudios de doctorado en la ESIME-IPN En México, D.F.



Guillermo Gutiérrez Alcaraz, obtuvo el título de ingeniero electricista y el grado de maestro en ciencias en el Instituto Tecnológico de Morelia en 1994 y 1996. Es profesor del programa de posgrado de esta institución y actualmente realiza estudios de doctorado en la Iowa State University.

