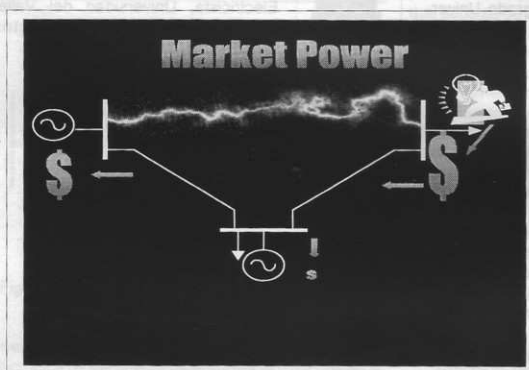


CONTROL DE VOLTAJE Y POTENCIA REACTIVA EN MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA:

¿Servicio Regulado o Sujeto a la Competencia?

RESUMEN



La reestructuración del sector eléctrico ha traído como consecuencia la creación de estructuras de mercados, tanto para la venta de energía utilizable como para los servicios complementarios, relacionados con la calidad del suministro en niveles de transmisión. Actualmente, se ha visto que, en términos generales, los servicios complementarios o auxiliares relacionados con la potencia activa se han podido insertar como mercados separados. Sin embargo, el control de voltaje y potencia reactiva tiene características diferentes a los otros servicios, de modo que ofrecer este servicio a través de un mercado resulta complicado, tanto desde un punto de vista de asignación de cargos a usuarios como de regulación. En este artículo, se analiza las propuestas reportadas en la literatura, para la creación de marcos de referencia competitivos y basados en costos para los servicios de control de voltaje y potencia reactiva. Además, se discute el ejercicio de poder de mercado en ambientes competitivos para este servicio.

PALABRAS CLAVES

Servicios auxiliares, Poder de Mercado, Sensibilidades, Costos Marginales.

• JOSÉ HORACIO TOVAR HERNÁNDEZ, Ph. D., profesor - investigador de tiempo completo en el Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica del Instituto Tecnológico de Morelia, Morelia Michoacán, México.

Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica del Instituto Tecnológico de Morelia.

• GUSTAVO CARLOS TEQUITLALPA GÓMEZ, Ing. Alumno becado para realización de estudios de posgrado en el Instituto Tecnológico de Morelia.

• Recibido: Diciembre 2002
• Aceptado: Septiembre 2003

ABSTRACT

The restructuring of the electric sector has resulted in the creation of market structures, as much for the sale of usable energy as for the ancillary services, related with the quality of the supply in transmission levels. At the moment, it has been seen that, in general terms, the complementary or ancillary services related with the active power have been able to insert as separate markets. However, the voltage and reactive power control have characteristics different respect to the other services, so that to offer this service through a market is complicated, from the points of view of charges assignment to users and regulation. In this article, proposals reported in papers are analyzed for the creation of competitive ambients and regulated structures based on costs for the services of voltage control and reactive power. Also, it is discussed the exercise of market power in a competitive ambient for this service.

KEYWORDS

Ancillary services, Market Power, Load Flow Sensitivities, Marginal Costs.

1. INTRODUCCIÓN

Es bien sabido que la desregulación en el sector eléctrico poco a poco trascenderá a los países que aun no están inmersos en mercados de energía eléctrica. Estos mercados, como tales, no están perfeccionados y, al menos actualmente, no se vislumbra que se pueda desarrollar un modelo estándar. Debido a esto, la atención principal de la mayoría de los mercados radica en la manera de acordar un precio entre proveedores y compradores de energía eléctrica (potencia activa), de modo que se les da el nombre de mercados primarios [1]. No es suficiente la potencia activa para que el sistema funcione adecuadamente, sino que, además, es necesario contar con reservas rodantes y no rodantes, regulación o control de frecuencia, así como del control de voltaje, entre otros servicios complementarios, denominados también como auxiliares o conexos [2].

Para definir el precio por concepto de cada servicio auxiliar, no se tiene un mercado para todos estos servicios, sino que, en general, los servicios que están relacionados con la potencia activa, como todos los tipos de reservas se pueden manejar a través de un mercado específico [2], mientras que, en el caso del servicio de control de voltaje y reservas de potencia reactiva, debido a las complejidades técnicas que involucra y dificultades para reconocer costos, en algunos mercados se ha optado por establecer cuotas fijas mensuales o anuales, con lineamientos que obligan a los participantes a proporcionar estos servicios [3], [4].

El ejercicio de poder de mercado con la potencia activa es una práctica que se desea evitar a mediano y largo plazos, con la instalación de nuevas unidades de generación. Los efectos del poder de mercado son el incremento en precios de energía o la desconexión de carga del sistema. Si bien es cuestionable la competencia en un mercado de potencia activa, un mercado de potencia reactiva resulta más complicado, debido a que la potencia reactiva no puede ser transportada a grandes distancias a través de la red de transmisión. Esto causa que la regulación de voltaje en terminales de generadores y compensadores estáticos de potencia reactiva, den origen a "áreas reactivas", representadas por gráficas desconectadas relacionando nodos de voltaje controlado y nodos de carga (sin regulación de voltaje) del sistema eléctrico de potencia [5], con el resultado de que estos dispositivos suministran potencia reactiva local o regionalmente, facilitando el ejercicio del poder de mercado para este servicio. En este caso, las consecuencias son semejantes a las del mercado primario: un potencial encarecimiento del servicio en forma desmedida. Entonces, el problema técnico es el determinante en la forma en que debe instrumentarse la regulación del servicio.

En este artículo, se revisa el ejercicio de poder de mercado para el servicio de control de voltaje y reservas de potencia reactiva. Previamente, en la Sección II, se revisa el estado del arte de propuestas de este servicio, incluyendo aplicaciones reales, e investigaciones publicadas. En la Sección III, se describe brevemente el problema de control de voltaje y potencia reactiva, algunos aspectos relacionados con los costos marginales, derivados de efectuar un despacho de potencia reactiva, así como aspectos del papel del transmisor en este servicio. Posteriormente, en la Sección 4 se discute el ejercicio de poder de mercado y, en la última, Sección 5, se presentan las conclusiones del trabajo.

2. ANTECEDENTES

A continuación, se describe el estado del arte del servicio de control de voltaje y potencia reactiva, puntualizando aspectos de aplicación en algunos mercados, análisis de costos en los que se incurre y metodologías propuestas en la literatura.

2.1 Aplicación del servicio en mercados

Algunas formas de asignar cargos por estos servicios han sido propuestas, variando ampliamente en criterios y modelos matemáticos.

En el pool de Inglaterra en 1999, se lanzó el primer mercado para el servicio de potencia reactiva; la estructura de este mercado se basa en ofertas de

capacidad y utilización de potencia reactiva por parte de las unidades de generación, el proceso de ofertas se realiza cada 6 meses, y a las unidades de generación que entren al mercado se les paga de acuerdo al precio resultante del mismo, mientras que a las unidades que no entren, se les asigna un pago por omisión siempre y cuando estén disponibles [3].

El establecimiento de una tarifa fija propuesto por la FERC (1995), y adoptado por PJM que pacta contratos bilaterales con los propietarios de las unidades de generación, remunerando únicamente por concepto de utilización, es decir, se paga por la salida de potencia reactiva medida en terminales. PJM, a su vez, ha propuesto un mercado a largo plazo, y en este modelo toma en cuenta las necesidades futuras de potencia reactiva, el diseño de mercado contendría un término de compensación de incentivo base y otro basado en el desempeño o entregabilidad. Este último término se pagaría basado en la generación reactiva que está disponible para ser operada y que, cuando sea requerida, demostrar que tiene un desempeño aceptable [6]. En el caso de California se propuso, en un principio, definir el precio de algunos servicios auxiliares dentro de un ambiente de mercado. Sin embargo, debido a defectos en las estructuras de estos, resultaban precios muy superiores a los del mercado primario, ejerciéndose claramente poder de mercado. Ante esto, se ha optado porque el servicio de control de voltaje y potencia reactiva sea remunerado por medio de contratos a largo plazo [7].

2.2 Metodologías basadas en costos

En [8], primero analizan el costo económico de soporte reactivo, seguido de una metodología basada en el costo del despacho de potencia reactiva la cual considera mantener todos los nodos dentro de límites aceptables de voltaje, mientras se minimiza el costo total del soporte reactivo. También, refieren el costo económico de la potencia reactiva como una conjunción de costos implícitos y costos explícitos y, de la misma forma, sugieren que el despacho de potencia reactiva se realice mediante un método de optimización. Para determinar los requisitos de potencia reactiva, proponen como variables de control al voltaje en terminales de los generadores, la salida de potencia reactiva de compensadores, y el cambiador de derivación de transformadores, y como variables controladas a la potencia reactiva de los generadores y los voltajes de las cargas. Para las unidades de generación, el costo de inversión de un generador ha sido especificado en términos de la potencia activa P en \$/MW operando a factor de potencia nominal. Sin embargo, la capacidad del generador es usada para producir no solamente potencia activa, sino que también potencia reactiva. Por lo anterior, se ha

propuesto un costo de inversión unitario en términos de la capacidad en MVA, más apropiado para definir el costo capital de un generador. Económicamente, las potencias activa y reactiva son dos productos que no pueden separarse con respecto a la capacidad de un generador. Sin embargo, debido a que ambas potencias son tratadas bajo condiciones de mercado diferentes, una aproximación razonable para separarlas es requerida. El triángulo de potencias puede usarse para definir ambas componentes. Además, de definir costos, se propone una metodología, basada en sensibilidades, 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.

En [9] proponen una clasificación de los costos de dispositivos que proporcionan soporte de voltaje ya que incurren en costos propios, los cuales proponen se clasifiquen en 2 categorías, que son:

- Costos explícitos o costos directos.
- Costos implícitos o indirectos.

El costo explícito incluye el costo fijo representado por los costos de inversión inicial (capital) y administración y los costos variables asociados con la programación, mantenimiento y costos de operación. El costo de inversión que representa la capacidad usada para producir o absorber potencia reactiva constituye prácticamente el costo explícito de un generador. Los costos implícitos pueden clasificarse como variables y corresponden a cualquier pérdida de ganancia, la cual es el resultado de producir potencia reactiva. Los precios del servicio están basados en sensibilidades del costo de generación con respecto al incremento marginal de potencia reactiva en nodos específicos.

En [1], se propone una metodología basada en costos para asignar los cargos para los servicios de control de voltaje y reservas de potencia reactiva; esta metodología utiliza sensibilidades relativas lineales, el inconveniente es que únicamente toman en cuenta los costos fijos de las unidades de generación y dispositivos que proporcionan este servicio. No se incluye los costos indirectos (de oportunidad, variables), los cuales normalmente están relacionados con la limitación de generación de potencia activa en unidades sincronizadas o con los costos en los que se incurre por el arranque de unidades y su permanencia de conexión al sistema.

En [10] definen su asignación de cargos del servicio directamente 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.

2.3 Metodologías basadas en mercados

En [11], se propone una estructura de ofertas de potencia reactiva, basada en 3 regiones de operación en coordenadas reactivas de un generador; la primera región se refiere al uso por el propio generador; la segunda es la región en la cual puede suministrar la potencia reactiva sin necesidad de disminuir su salida de potencia activa; y la tercera denota la potencia reactiva que un generador está dispuesto a suministrar a expensas de reducir su salida de potencia activa. Esta propuesta se enfoca al establecimiento de un mercado de potencia reactiva.

En [12] proponen dos modelos de potencia reactiva para un mercado desregulado, en el primer modelo utilizan la curva de capacidad de los generadores de potencia reactiva representada por un trapecioide, esto implica la máxima capacidad disponible de potencia reactiva de los generadores, resultado de disminuir la potencia activa. En el segundo modelo, la capacidad de suministro de los generadores de potencia reactiva se supone proporcional a la salida de potencia activa, mientras que la demanda de potencia reactiva se supone proporcional a la demanda de potencia activa, lo cual representa un factor de potencia constante para la demanda.

En [4] se propone dos tipos de mercados de potencia reactiva en un marco de referencia centralizado, tomando en cuenta que un mercado de potencia reactiva difiere de aquellos de potencia activa en ciertas características derivadas de las diferencias de las propiedades físicas y económicas de los flujos de potencias activa y reactiva; estos contrastes de un mercado de potencia reactiva contra otro de potencia activa son:

- El carácter geográfico local del mercado de la potencia reactiva contra el amplio carácter de la potencia activa.
- La relativamente pequeña inversión en equipo nuevo necesario para suministrar potencia reactiva comparado con el costo de la generación de potencia activa.

Por otro lado, el carácter local de los flujos reactivos pueden causar en algunos momentos que un generador único proporcione la potencia reactiva necesaria, conduciendo esto al ejercicio de poder de mercado. Además, se propone que una manera de evitar este poder, es a través de ofertas del servicio reactivo a largo plazo, es decir mediante la realización de contratos bilaterales ofertados y no sobre las bases de corto plazo de un mercado de potencia reactiva. La

componente del precio de venta de la potencia reactiva asociada con las pérdidas, tiene una variación relativamente pequeña. Su valor está en menos de un dólar americano por MVarh. Por otra parte, la componente del precio de venta de la potencia reactiva asociada con los márgenes de seguridad del sistema, es usualmente una cantidad muy pequeña, pero bajo condiciones de operación, cuando la seguridad del sistema está amenazada, esta componente puede alcanzar valores muy altos. Estas diferentes conductas sugieren la creación de dos diferentes mercados de potencia reactiva: *un mercado de energía reactiva*, relacionado a la minimización del costo de las pérdidas y *un mercado de capacidad reactiva*, relacionado a los aspectos de seguridad de voltaje. Es decir, aquí se plantea la necesidad de que el servicio de control de voltaje y potencia reactiva se separe prácticamente en dos servicios: regulación de voltaje y reservas rodantes de potencia reactiva, los cuales pueden tener aplicación en distintos horizontes de tiempo.

Normalmente, en las propuestas donde se plantea la posibilidad de ofrecer este servicio auxiliar con base a mercados, la forma de asignar cargos está basada en los costos marginales, ya sea de corto o largo plazo, lo cual tiene un sólido fundamento teórico, aunque en la práctica tiene sus inconvenientes como más adelante se ilustrará.

3. EL PROBLEMA DE CONTROL DE VOLTAJE Y SU RELACIÓN CON LOS MERCADOS DE ENERGÍA

En empresas verticalmente integradas, las consecuencias económicas del despacho de potencia activa, del despacho de potencia reactiva y los demás servicios, que actualmente se desagregan en un mercado de energía eléctrica, estaban incluidas en una tarifa única al consumidor. Actualmente, el servicio de potencia reactiva y por ende el de control de voltaje es un servicio desagregado, cuyas consecuencias económicas deben evaluarse y asignadas a los beneficiarios del servicio de manera separada con respecto a otros servicios.

3.1 Despacho de potencia reactiva

El despacho de potencia reactiva es un problema de optimización que determina los requerimientos de potencia reactiva, de acuerdo a una función objetivo que pueden ser minimización de pérdidas, maximización de reservas de potencia reactiva o minimización del perfil de voltaje [13].

La minimización de pérdidas proporciona una reducción de generación de potencia activa; esto se logra usando como variables de control aquellas relacionadas con el manejo de potencia reactiva, como son magnitudes del voltaje de generación, cambiadores

de derivación de los transformadores y compensadores en derivación. La maximización de reservas de potencia reactiva es útil cuando se requiere que los generadores operen absorbiendo o generando la menor cantidad de potencia reactiva. El aumento de los márgenes en la generación de potencia reactiva mejora la seguridad del sistema eléctrico de potencia, permitiendo enfrentar con mayor confianza las contingencias y los problemas de voltaje que se presenten en el sistema [13].

3.2 El papel del sistema de transmisión

En condiciones de demanda mínima el sistema de transmisión se comporta como una fuente reactiva, obligando a la absorción de la potencia reactiva excedente para la regulación de voltaje, este comportamiento es totalmente opuesto cuando se opera en demanda máxima, donde el sistema de transmisión es una carga reactiva. El punto de operación en el cual el sistema de transmisión no absorbe ni genera potencia reactiva es conocido como punto de operación a potencia natural [14], esto se ilustra en la Figura 1.

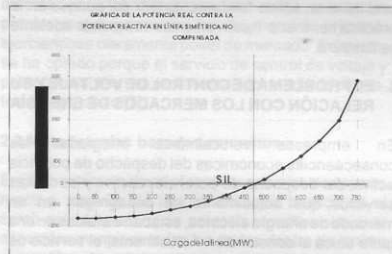


Figura 1. Característica de una línea de transmisión

Nótese que en demanda mínima, el flujo de potencia activa está por debajo de la potencia natural (entre los 450 y 500 MW) y la línea de transmisión inyecta potencia reactiva al sistema (cuando no se requiere), en el punto exacto correspondiente al SIL no generan ni absorben potencia reactiva, y por arriba de este punto (demanda máxima) la línea absorbe potencia reactiva (se agrega a la demanda) del sistema. Entonces, es claro que la red de transmisión es un dispositivo de generación/absorción de potencia reactiva pero incontrolable e indeseable, por lo que puede considerarse al transmisor como un usuario más del servicio de control de voltaje y potencia reactiva. Sin embargo, el mismo transmisor puede instalar en la red los equipos de compensación necesarios para efectuar la regulación de voltaje y contribuir a las reservas de potencia reactiva,

aunque los generadores son una parte importante en el servicio.

3.3 Análisis de precios marginales

Se ha demostrado que la aplicación del concepto de costo marginal recupera parcialmente los costos de los servicios [15]. El uso de multiplicadores de Lagrange relacionados ya sea con potencia reactiva se ha propuesto en diversas ocasiones, a fin de asignar cargos al servicio de control de voltaje y potencia reactiva [16]-[19], la recuperación de costos es parcial, y 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. Un problema adicional surge cuando en el problema de despacho de potencia reactiva se obtiene multiplicadores de Lagrange negativos como los casos reportados en [13] y [20]. Aquí, se presentan los resultados obtenidos en [13], a través de un sistema de cinco nodos mostrado en la Figura 2, para el cual se obtuvo los multiplicadores de Lagrange para las funciones objetivo de despacho económico y maximización de reservas de potencia reactiva. El resultado de esta simulación se presenta en la Figura 3. Nótese que los nodos 3 y 4 poseen valores negativos, lo cual implicaría que cada MVar de demanda en esos nodos actuaría como reserva de potencia reactiva (absorción) y se tendría que remunerar como tal o que en esos nodos los proveedores pagarían por brindar el servicio de potencia reactiva [20].

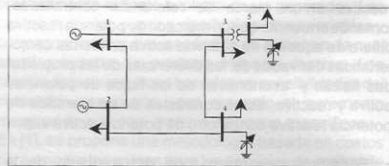


Figura 2. Sistema de 5 nodos



Figura 3. Multiplicadores de Lagrange I para un sistema de 5 nodos

4. PODER DE MERCADO

El concepto de poder de mercado se relaciona

estrechamente con el significado de monopolio, en el sentido que la, o las compañías que ejerzan poder de mercado son las más importantes para el funcionamiento adecuado del sistema, cuando se ejerce poder de mercado reactivo el problema se complica más debido a que está en juego la seguridad del sistema, además de una buena regulación de voltaje, entre otros factores, debido a esto se debe evitar a toda costa llegar a esta situación.

Una estrategia para estimar el grado de poder de mercado reactivo, que considere los cambios de las características de operación del sistema, es obligatoria para un sistema de potencia eficiente y económico. Para evaluar la concentración de poder de mercado se ha desarrollado índices de poder de mercado. Estos indicadores proporcionan información valiosa para la instalación estratégica de fuentes de potencia reactiva, tales como compensadores estáticos, bancos de capacitores o reactores en derivación, entre otros, aumentando así al máximo el margen de carga. El índice más utilizado de concentración de mercado es el *HHI* (Herfindahl-Hirschman Index), este índice está definido matemáticamente como [21]:

$$HHI = \sum_{i=1}^N s_i^2 \quad (1)$$

En donde N es el número de participantes del mercado y s_i es el porcentaje del Mercado compartido de cada participante. Por ejemplo, un valor del índice *HHI* de 10,000 es una indicación de que el mercado entero está en manos de un único proveedor. Los valores del *HHI* por debajo de 1800 son, generalmente, considerados una ausencia de poder de mercado [21], [22]. El coeficiente toma en cuenta la potencia relativa disponible de cada generador y también el impacto de esa unidad de generación sobre un voltaje específico. El valor correspondiente a s_i a fin de aplicar la ecuación (1), para calcular el índice de concentración de mercado de potencia reactiva, se obtiene de la ecuación (2).

$$s_i = (100) \frac{\Delta V_i}{\sum_{k=1}^N \Delta V_k} \quad (2)$$

Para ilustrar el cálculo del índice *HHI*, y a la vez del ejercicio de poder de mercado, se utiliza el sistema de 11 nodos modificado de la referencia [23], mostrado en la Figura 4.

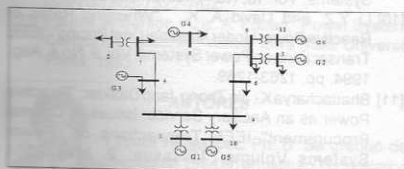


Figura 4. Sistema de 11 nodos

En la Tabla 1, se muestra las sensibilidades relativas en nodos de carga con respecto a voltajes de generación, nótese que los nodos 2 y 7 únicamente son sensibles a Gen 3 y Gen 4, esto ocasionará que los índices *HHI* para estos nodos, sean los más altos, ejerciendo poder de mercado sobre esos nodos de carga. Los nodos restantes (4, 6 y 9) son sensibles a todos los generadores, por lo que el *HHI* para estos nodos corresponde a los valores más bajos.

TABLA 1. Sensibilidades relativas de voltaje en nodos de carga con respecto a voltajes de generación

	Nodo 2	Nodo 4	Nodo 6	Nodo 7	Nodo 9
Gen 1		0.3529	0.2513		0.0295
Gen 2		0.029	0.1533		0.3631
Gen 3	0.3189	0.2377	0.1691	0.3163	0.0202
Gen 4	0.7128	0.0169	0.089	0.707	0.2102
Gen 5		0.3623	0.2509		0.0294
Gen 6		0.0288	0.1531		0.3628

Utilizando las sensibilidades de la Tabla 1, se puede determinar una aproximación del índice *HHI* para cada nodo de carga, mostrados en la Tabla 2, aplicando las ecuaciones (1) y (2). A manera de ilustración, se calcula el *HHI* para el nodo 2, de la siguiente manera:

$$HHI_2 = \left[100 \left(\frac{0.3189}{(0.3189 + 0.7128)} \right)^2 \right] + \left[100 \left(\frac{0.7128}{(0.3189 + 0.7128)} \right)^2 \right] = 5728.84$$

Los resultados del *HHI* para cada nodo de carga indican la concentración de mercado que existe, se nota fácilmente que cada *HHI* está sobre el valor de 1800 que, como se mencionó anteriormente, es considerado como el límite para un mercado competitivo. Este índice proporciona información dentro de la planeación a largo o mediano plazo, para la instalación de dispositivos reactivos que mejoren la competitividad.

TABLA 2. *HHI* PARA NODOS DE CARGA DEL SISTEMA DE 11 NODOS

	Nodo 2	Nodo 4	Nodo 6	Nodo 7	Nodo 9
<i>HHI</i>	5728.84	2965.26	1841.71	5728.87	3005.84

Resulta evidente que las sensibilidades relativas son una herramienta para identificar los dispositivos que influyen sobre algunos conjuntos de nodos de carga en el sistema, lo cual permite establecer de una manera aproximada el índice de concentración del mercado que tendrían los dispositivos de control sobre estos nodos de carga. La utilización del índice *HHI* muestra una imagen preliminar del ejercicio o ausencia de poder de mercado, pero debe considerarse además ciertos aspectos técnicos que definen la interacción entre los dispositivos que ofrecen estos servicios. Por lo tanto, no se puede decir que este índice sea absoluto, pero si

es significativo, para estudios de prácticas anticompetitivas.

En la realidad, los sistemas eléctricos de potencia se caracterizan por concentrar las plantas de generación en donde existen los recursos energéticos primarios (combustibles y recursos hidráulicos, principalmente), mientras que los centros de consumo normalmente están alejados de las plantas, de modo que, desde un punto de vista de control de voltaje y potencia reactiva, resulta prácticamente imposible eliminar el poder de mercado, al menos en el horizonte de tiempo durante el cual prevalezca la situación anterior, la cual en sistemas eléctricos longitudinales todavía es más acentuada. Por las razones anteriores, resulta más atractivo el diseño de un marco de referencia regulado para ofrecer el servicio auxiliar de control de voltaje y potencia reactiva.

5. CONCLUSIONES

Con base en lo presentado en secciones anteriores se concluye lo siguiente:

1. Actualmente no existe un mercado de potencia reactiva con una estructura similar a la del mercado primario, este servicio se proporciona con contratos a mediano o largo plazo, tal como ocurre en el Reino Unido.
2. El ejercicio de poder de mercado con algunos servicios auxiliares, es una práctica que se experimentó en California. En particular, resulta muy difícil eliminar el poder de mercado con los servicios de potencia reactiva y control de voltaje, debido a dos componentes fundamentales que son los siguientes:
 - La naturaleza de la potencia reactiva en combinación con los elementos de la red de transmisión no permite que esta sea transportada a grandes distancias, por lo que se origina la existencia de áreas reactivas dentro del sistema.
 - Las características de la red de transmisión impiden controlar la absorción o inyección de potencia reactiva. Debido a esto, se debe considerar al transmisor como un usuario más de estos servicios.
3. Se han propuesto metodologías para definir el precio de los servicios de control de voltaje y reservas de potencia reactiva basadas en costos marginales, costos de los equipos y sujetos al mercado.
4. Los costos marginales, como se observó en la sección 3, resultan ser indicadores inadecuados para la asignación de cargos por estos servicios.
5. Las metodologías basadas en costos sugieren un esquema regulado para estos servicios, lo cual evitaría el problema de poder de mercado y no tiene los inconvenientes de los costos marginales, además la asignación de cargos se podría hacer de

acuerdo al beneficio que cada usuario recibe de cada dispositivo (las sensibilidades relativas podrían proporcionar esta información).

BIBLIOGRAFÍA

- [1] José Horacio Tovar Hernández, Miguel Jiménez Guzmán, Guillermo Gutiérrez Alcaraz, "Metodología Basada en Sensibilidades Para Asignar Costos de los Servicios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva en Mercados Eléctricos Desregulados XII Reunión de Verano de Potencia, IEEE Sección México, Acapulco, Gro., Julio de 1999, Vol. 2, pp. 230-236.
- [2] Comisión Reguladora de Energía, "Metodología Para la Determinación de los Cargos por Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica", Diario Oficial de la Federación, México, 1998.
- [3] Andrew Whitehead "A New Market in Reactive Power", Martineau Johnson Solicitors, Birmingham UK.
- [4] Julián Barquín, Tomás Gómez San Román, Juan José alba Ríos y Pedro Sánchez Martín, "Reactive Power Pricing: A Conceptual Framework for Remuneration and Charging Procedures", IEEE transactions on power systems, vol 15 No. 2 March 2000. Pages 483-489.
- [5] Mota Palomino R., Electric Energy System: Computer Methods for the Solution of Decompose Power Flows and Optimal Linear Power Flows, Ph.D. Thesis, University of Waterloo, Ontario, Canada: 1984.
- [6] PJM, Working Group Report, "Reactive Services Version 0.4, June 4, 2001.
- [7] Laura Brien, "Why the Ancillary Services Markets in California don't Work and what to do About It", National Economic Research Associates, February 7, 1999.
- [8] John W. Lamont, Jian Fu "Cost Analysis of Reactive Power Support", IEEE transactions on power systems, vol. 14, No. 3, August 1999 pages 890-898.
- [9] Edson Luis da Silva, Jonathan J. Hedgecock, Joao Carlos O. Mello, Joao Carlos Ferreira da Luz, "Practical Cost-Based Approach for the Voltage Ancillary Service", IEEE, Transactions On Power Systems, Vol. 16, No. 4, November 2001.
- [10] Li Y.Z. and David A. K., "Wheeling Rates and Reactive Power Under Marginal Cost Pricing", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 4, August 1994, pp. 1263-1269.
- [11] Bhattacharya K., Jin Zhong Jaap Daalder, "Reactive Power as an Ancillary Service: Issues In Optimal Procurement" IEEE Transactions on, Power Systems Volume: 16 Issue: 2, May 2001 Page(s):294-300.

- [12] R. A. S. K. Ranatunga, U. D. Annakkage, C. S. Kumbale, "Implications of Reactive Power on Nodal Pricing and Dispatch", 2000 IEEE, pages 885-890.
- [13] Gerardo Manríquez Hurtado, Solución del Problema de Despacho de Potencia Reactiva en Sistemas Eléctricos de Potencia Mediante el Método de Newton, Tesis de Maestría, Instituto Tecnológico de Morelia, Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica, diciembre 1999.
- [14] Miller T. J. E., Reactive Power Control in Electric Systems, John Wiley & Sons, Inc., 1982.
- [15] 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.
- [16] 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.
- [17] 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.
- [18] 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.
- [19] Hao S. and Papalexopoulos A., "Reactive Power Pricing and Management", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, no. 1, Feb. 1997, pp 95-104.
- [20] Victor M. Doña, Andres N. Paredes, "Reactive Power Pricing in Competitive Electric Markets, Using the Transmission Losses Function," IEEE Porto Power Tech Conference, 10th - 13th September 2001.
- [21] A. C. Zambroni de Souza, F. Alvarado and M. Glavic, "The Effect of Loading on Reactive Market Power", Proceedings of the Hawaii International Conference on System Science, Maui, Hawaii, January 03-06, 2001, Paper CMSA E04.
- [22] L. de Mello Honório, A. C. Zambroni de Souza, J. W. Marangon de Lima, "Exercising Reactive Market Power Through Sensitivity Studies and HHI", IEEE, ISBN 0-7803-7322-7/02.
- [23] Paul M. Anderson, Aziz A. Fouad, "Power System Control and Stability," Ames: Iowa State University Press, 1993.



AUTORES

TOVAR HERNÁNDEZ, Ph. D. Se graduó de electricista en 1984 en el Instituto Tecnológico y 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 Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica del Instituto Tecnológico de Morelia, Av. Tecnológico No. 1500 Morelia Michoacán México.
e-mail: jhtovar@elec.itmorelia.edu.mx.



GUSTAVO CARLOS TEQUILALPA GÓMEZ. Se graduó de ingeniero electricista en 1998 en el Instituto Tecnológico de Puebla. Actualmente se encuentra realizando sus estudios de maestría en el Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica, del Instituto Tecnológico de Morelia.
e-mail: ggomez007@yahoo.com.mx

APÉNDICE

Tabla A.1 Datos de carga en del sistema de 11 nodos

NODO	P.carga MW	Q.carga MVar
NODO 1	0	0
NODO 2	30	12
NODO 3	15	10
NODO 4	25	12
NODO 5	125	50
NODO 6	90	30
NODO 7	10	2
NODO 8	100	38.5
NODO 9	45	10

Tabla A.2 Datos de líneas de transmisión del sistema de 11 nodos

Nodo Envío	Nodo Recepción	R p.u.	X p.u.	B ₂ p.u.
NODO 1	NODO 4	0	0.5720	0
NODO 2	NODO 7	0	0.6250	0
NODO 3	NODO 9	0	0.5860	0
NODO 4	NODO 6	0.0170	0.092	0.079
NODO 4	NODO 5	0.0100	0.085	0.088
NODO 5	NODO 7	0.03200	0.16100	0.1530
NODO 6	NODO 9	0.03900	0.17000	0.1790
NODO 7	NODO 8	0.00650	0.07200	0.0745
NODO 8	NODO 9	0.01190	0.10280	0.1045
NODO 10	NODO 4	0	0.5760	0
NODO 11	NODO 9	0	0.5860	0

Tabla A.3 Datos de las unidades de generación del sistema de 11 nodos

	P _{generada} (MW)	Q _{max} (MVar)	Q _{min} (MVar)	Voltaje en p. u.
G-1 (Slack)	247	100	-50	1.04
G-2	90	100	-50	1.025
G-3	100	100	-50	1.00
G-4	100	100	-50	1.00
G-5	20	100	-50	1.04
G-6	20	100	-50	1.025