

Estudio del marco para regulación de energía reactiva
en Colombia: Modelo de simulación de mercados

Francisco David Moya Chaves



UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
BOGOTÁ D.C.
ENERO DE 2005

Estudio del marco para regulación de energía reactiva
en Colombia: Modelo de simulación de mercados

Francisco David Moya Chaves

Proyecto de Grado para Optar el Título de
Magíster en Ingeniería Eléctrica

Directores

Ángela Cadena, Hernando Duran



UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
BOGOTÁ D.C.
ENERO DE 2005

Nota de aceptación

Director del Proyecto

Jurado

Jurado

Bogotá D.C., Enero de 2005

Dedicatoria: A mis Padres y Hermanos

A Carolina, mi niña

A Angie, por tanto amor

AGRADECIMIENTOS

Mis agradecimientos a los directores: profesora Ángela y profesor Hernando por su colaboración y guía en este trabajo. A Enrique Niño por su participación. A Jaime Blandon y José Montoya por sus opiniones sobre este trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

1	Introducción.....	1
2	Fundamentos Teóricos.....	2
2.1	SERVICIOS AUXILIARES O COMPLEMENTARIOS.....	3
2.1.1	<i>Potencia Reactiva</i>	<i>4</i>
2.2	MANEJO DE REACTIVOS EN COLOMBIA.....	9
2.2.1	<i>Sistema Eléctrico Colombiano: Generalidades.....</i>	<i>9</i>
2.2.2	<i>Regulación de potencia reactiva</i>	<i>10</i>
3	Revisión del Manejo Internacional sobre la Regulación de Energía Reactiva.....	13
3.1	REGULACIÓN DE REACTIVOS EN ARGENTINA.....	17
3.2	REGULACIÓN DE REACTIVOS EN CHILE.....	19
3.3	REGULACIÓN DE REACTIVOS EN AUSTRIA.....	19
3.4	REGULACIÓN DE REACTIVOS EN ALBERTA – CANADA.....	21
3.5	REGULACIÓN DE REACTIVOS EN NORUEGA.....	22
3.6	REGULACIÓN DE REACTIVOS EN ESPAÑA.....	23
3.7	REGULACIÓN DE REACTIVOS EN EL REINO UNIDO.....	24
3.8	REGULACIÓN DE REACTIVOS EN CALIFORNIA.....	26
3.9	REGULACIÓN DE REACTIVOS EN PENNSYLVANIA-NEW JERSEY-MARYLAND (PJM).....	27
4	Estudio de implementación de un modelo de subasta de energía reactiva	28
4.1	ANÁLISIS DE FLUJOS DE REACTIVOS	28
4.1.1	<i>Análisis de reactivos circuito balanceado.....</i>	<i>29</i>
4.1.2	<i>Comportamiento de las Líneas de Transmisión.....</i>	<i>30</i>
4.1.3	<i>Aumento de tensión en generadores.....</i>	<i>31</i>
4.1.4	<i>Aspectos técnicos que determinan los aspectos regulatorios.....</i>	<i>34</i>
4.2	CALCULO DE SENSIBILIDADES A TRAVÉS DE LA MATRIZ J.....	35
4.2.1	<i>Ejemplo aplicativo – Sistema equilibrado.....</i>	<i>36</i>
4.3	CALCULO DE SENSIBILIDADES MÉTODO λ	39
4.4	EJEMPLO APLICATIVO DEL FUNCIONAMIENTO DE UNA SUBASTA DE ENERGÍA REACTIVA.....	40
4.4.1	<i>Entrega de energía mandataria por parte de los generadores.....</i>	<i>40</i>
5	Aplicación Del Sensibilidades Sobre El Sistema Nacional De Transmisión STN.....	49
5.1	CALCULO DE SENSIBILIDADES SOBRE EL STN.....	49
5.2	CASO DE APLICACIÓN SOBRE EL STN.....	52
5.3	PODER DE MERCADO SOBRE EL STN COLOMBIANO.....	56

5.3.1	<i>Calculo del HHI sobre el STN Colombiano</i>	58
6	CONCLUSIONES	59
7	BIBLIOGRAFÍA	61
	ANEXO A: PÉRDIDAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	63
	ANEXO B: Propuesta presentada por The Brattle Group para el manejo de potencia reactiva en Colombia	64
	ANEXO C: Metodologías para el cálculo de costos de energía reactiva	70

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Triángulo de potencias.....	5
Figura 2.	Curva P-Q típica.....	7
Figura 3.	Circuito Tres nodos.....	30
Figura 4.	Comportamiento de Líneas de transmisión [17].....	31
Figura 5.	Aumento de tension en G1.....	31
Figura 6.	Disminución de potencia en G2.....	32
Figura 7.	Circuito Sistema Equilibrado.....	37
Figura 8.	Caso de Estudio.....	41
Figura 9.	Sensibilidades del STN por regiones.....	51

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Datos de nodos ejercicio ilustrativo.....	29
Tabla 2. Datos de Lineas ejemplo ilustrativo	29
Tabla 3. Datos nodos Sistema equilibrado	36
Tabla 4. Datos de líneas sistema equilibrado.....	37
Tabla 5. Datos de nodos ejemplo de subasta.....	40
Tabla 6. Datos de líneas ejemplo de subasta	40
Tabla 7. Datos de generadores ejemplo de subasta	40
Tabla 8. Características de generadores ejemplo de subasta.....	41
Tabla 9. Resultados de FP ejemplo de subasta.....	42
Tabla 10. Capacidades de generación ejemplo subasta.....	44
Tabla 11. FP de ejemplo de subasta.....	45
Tabla 12. Compensación y costos anuales para corrección del FP	46
Tabla 13. Capacidad requerida para aumento del FP	46
Tabla 14 Costo por kVAr	47
Tabla 15 . Comparación costos de compensación	48
Tabla 16. Regiones del STN y su FP.....	49
Tabla 17. Calculo de sensibilidades en el STN Colombiano.....	50
Tabla 18. Costos promedio de inversión en proyectos de generación [15]	53
Tabla 19. Costos promedio de generación por área de operación	53
Tabla 20. Compensación en área de Huila	54
Tabla 21. Comparación de costos por área para Huila	54
Tabla 22. Compensación en área de Tolima.....	54
Tabla 23. Comparación de costos por área para Tolima	55
Tabla 24. Compensación en área de Meta.....	55
Tabla 25. Comparación de costos por área para Tolima	56
Tabla 26. Calculo del HHI para el STN Colombiano.....	58

1 Introducción

Bajo la reestructuración en la industria de la energía eléctrica manifestada a nivel mundial, desde inicio de los años 80's en varios países, se presenta un proceso de desverticalización, donde las actividades generación, transmisión y distribución deben realizadas por diferentes empresas. Adicionalmente aparece un nuevo segmento, el de la comercialización, promoviendo el libre acceso y competencia al mercado de energía eléctrica, abriendo una nueva perspectiva en el funcionamiento de los mercados nacional y internacional de energía eléctrica donde se propone que la iniciativa privada sustituya al Estado en algunas actividades propias del sector, pasando el gobierno a ejercer una función fiscalizadora y reguladora. Estas reformas proponen reducir en términos generales los costos de la energía eléctrica consecuentes de la competición en la generación y en la comercialización manteniendo los sistemas de transmisión y distribución accesibles a todos los agentes y estipulando patrones de calidad, garantizando su expansión en función del mercado y de los nuevos agentes inclusive a través de las importaciones y exportaciones de energía eléctrica.

Bajo este escenario se busca analizar diferentes modelos basados en la experiencia internacional en lo que se refiere al marco regulatorio, con el objetivo de mostrar algunos indicadores que podrán ser útiles en la reglamentación del sector para servicios poco explorados como es el caso de los *servicios auxiliares o complementarios*. Los servicios complementarios son un conjunto de servicios los cuales buscan cumplir con el compromiso de entregar al usuario energía eléctrica con una calidad adecuada.

Uno de los principales servicios complementarios es un sistema de energía eléctrica es el control de tensión y potencia reactiva, el cual se constituye en una alternativa para mejorar las condiciones técnicas y de operación de un sistema de potencia. Dado que en el sistema Colombiano no está definido un esquema regulatorio maduro para la prestación de este servicio, el The Bratthe Group presentó una propuesta a la CREG con el fin de establecer este marco regulatorio en el cual se hace especial énfasis en la implementación de un esquema de mercado para la energía reactiva bajo un modelo de subasta. Un sistema de

mercado para la energía reactiva se ha implementado tímidamente en algunos países y se ha propuesto en algunos trabajos de manera superficial. Este trabajo busca analizar la posibilidad de establecer un sistema de mercado para el caso colombiano y presentar las ventajas y desventajas que tendría el realizarlo.

El trabajo inicia con breve descripción del problema de regulación de energía reactiva y de los servicios auxiliares en general. Los aspectos técnicos de manejo de reactivos se encuentran en el capítulo número tres (3) y debidamente sustentados a lo largo del texto y soportados con algunos anexos. En el capítulo número cuatro (4) se muestra la experiencia internacional en el manejo de la energía reactiva así como el resumen de la propuesta presentada a la CREG por el Bratthe Group. En el capítulo cinco (5) se realiza un estudio sobre el comportamiento del flujo de reactivos así como la implementación y ejemplo aplicativo del funcionamiento de una subasta de energía reactiva. En el capítulo seis (6) se realiza la aplicación de sensibilidades y el cálculo del HHI sobre el STN colombiano.

2 Fundamentos Teóricos

Aunque en mercados como el colombiano se han establecido marcos regulatorios de energía (específicamente energía activa), aparecen múltiples inquietudes de todos los participantes del mercado eléctrico con respecto al manejo técnico y económico que se debe dar a la potencia reactiva. Es decir, es evidente la falta de una reglamentación clara sobre los servicios de reactivos, responsabilidades y costos que no son reconocidos actualmente por la regulación del sector eléctrico colombiano.

Por otro lado, una correcta regulación en el suministro de potencia reactiva dentro de un ambiente competitivo debe tener en cuenta aspectos de vital importancia como la seguridad, confiabilidad en la operación del sistema además de considerar la adecuada retribución económica por los costos del servicio a sus proveedores. Así, el problema puede enfocarse bajo aspectos de tipo técnico, económico y de regulación.

Entre los aspectos técnicos, por ejemplo, es necesario responder a los requerimientos de potencia reactiva en los distintos puntos de la red, manteniendo en niveles aceptables de voltaje todas las barras del sistema y minimizando las restricciones en la transmisión de potencia activa desde las unidades generadoras a los centros de consumo.

De la misma manera, en los aspectos económicos, debe tenerse en cuenta que con el crecimiento de la demanda, si se mantiene la reglamentación actual, habrán condiciones operativas que exigirán en el futuro la instalación y/o ampliación de equipos para transportar la potencia reactiva, incrementando costos que muchas empresas de energía eléctrica no estarían ni económica ni financieramente a cubrir.

Desde el punto de vista de regulación no existen incentivos para la producción de soporte de reactivos en los generadores, por lo tanto no aumentan la producción más allá de un límite preestablecido, ni reducen generación de activa para suplir la energía reactiva que pueda ser necesaria en el sistema. Además, las empresas de comercialización cobran al usuario el exceso en el consumo de reactivos, pero no les pagan a quienes deben hacer la compensación reactiva correspondiente. De esa manera el esquema no cierra.

2.1 Servicios auxiliares o complementarios

En un sistema *desregulado* de electricidad, la responsabilidad básica del Operador Independiente del Sistema (ISO) es la de mantener la confiabilidad y seguridad del sistema mediante la correcta provisión adecuada de servicios auxiliares (SA's) tales como el soporte de potencia reactiva, reserva de giro regulación de frecuencia y balance de energía [1].

Estos servicios auxiliares o complementarios están asociados la generación de energía, es decir a la actividad propia que prestan las empresas generadoras con sus unidades conectadas al Sistema Interconectado Nacional, asegurando el cumplimiento de las normas sobre calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio.

A seguir es presentada una descripción general de potencia reactiva por ser este servicio complementario el objetivo principal de estudio en este trabajo.

2.1.1 Potencia Reactiva

En sistemas eléctricos de corriente alterna (C.A.), los flujos de potencia se pueden clasificar en de los tipos: el primero hace referencia al de *potencia activa* asociada al trabajo mecánico, producción de luz el calor, etc. (comúnmente llamado *energía útil*). El segundo tipo es el de *potencia reactiva*, la cual se encuentra asociada a la producción de campos eléctricos y magnéticos; dependiendo dentro de cual campo se acumule la energía, así existen dispositivos donde sus campos magnéticos absorben energía reactiva (efecto inductivo) el producen energía reactiva (efecto capacitivo). Así, por ejemplo, una unidad generadora tiene la capacidad de absorber o generar potencia reactiva, debido a la energía pulsante del campo magnético que rota dentro del generador.

A pesar de que la energía reactiva activa no está asociada directamente con la *energía útil*, es indispensable para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico. Además las unidades de generación, transformadores y otros dispositivos eléctricos están dimensionados eléctricamente por la *potencia aparente* que relaciona la potencia activa y reactiva así:

$$S = P + jQ \quad 1$$

Donde S es la potencia aparente compuesta por una parte real P (potencia activa) y una parte imaginaria Q (potencia reactiva). De esta manera, P y Q pueden ser expresadas de la siguiente manera:

$$P = S \cdot \cos \varphi \quad 2$$

$$Q = S \cdot \sin \varphi \quad 3$$

φ es el ángulo de abertura entre P y Q, el cual esta asociado al *factor de potencia* (FP) el cual es un importante indicador de calidad como se verá más adelante. La figura 1 muestra el *triángulo de potencias* que ilustra mejor esta idea.

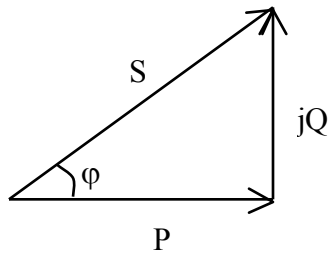


Figura 1. Triángulo de potencias

Entre las funciones que tiene la potencia reactiva, una muy importante es su soporte en problemas de límites de voltaje especialmente en condiciones de sobrecarga. Siendo así, las unidades generadoras tienen la capacidad de operar satisfactoriamente dentro de ciertos rangos para soportar la tensión del sistema y flujos de potencia en estas condiciones. Estas unidades, en ciertas ocasiones son requeridas para que ajusten su absorción o generación de potencia reactiva y en esta forma contribuir eficientemente en el sistema de transmisión como claramente lo comenta [5]. Para un sistema ideal existe suficiente potencia reactiva para mantener el flujo de potencia, sin embargo, para sistemas reales es importante analizar y planear correctamente este tipo de soporte pues deben tenerse en cuenta las cargas inductivas y capacitivas localizadas en el sistema de transmisión que producen o absorben potencia reactiva respectivamente, siendo necesario optimizar el uso de fuentes de potencia reactiva.

La capacitancia e inductancia, cuyos efectos fueron comentados al inicio de esta sección, son inherentes al sistema de transmisión y de las cargas crean campos magnéticos y eléctricos que almacenan energía a tasas distintas, lo que ocasiona un aumento o disminución del ángulo de desfase entre las ondas de tensión y de corriente en las barras de carga con relación a los ángulos de desfase originales en las barras de generación. Mientras mayor sea este desfase, mayor parte del trabajo real que proveen las máquinas de generación se consume en los mencionados campos electromagnéticos y menor es la potencia activa es entregada efectivamente a la carga. Otro efecto de la presencia de capacitancias e inductancias en la red se manifiesta en variaciones de los niveles de tensión en las barras de carga. Para controlar estas desviaciones, un sistema requiere una adecuada gestión de tensión y potencia reactiva. Para compensar por cambios en la potencia reactiva, dispositivos como bancos de condensadores estáticos pueden ser instalados, y/o generadores pueden ser operados para producir o absorber la potencia reactiva. Se dice que

los dispositivos que almacenan la energía vía un campo magnético producido por un flujo de corriente *absorben* la potencia reactiva; mientras que los que almacenan energía por campos electrostáticos *generan* la potencia reactiva.

Como lo comenta [1], no es deseable transportar potencia reactiva a través del sistema. Ésta debe procurarse en diferentes lugares del sistema según las condiciones de demanda de las características de la carga y de la evaluación de los dispositivos de soporte de energía reactiva. Tales dispositivos, sin embargo, tienen diferentes características, por ejemplo, los generadores son dispositivos de rápido soporte de energía reactiva con alta operación y costos de oportunidad, mientras los capacitores son dispositivos con baja instalación y costos de operación.

Como se mencionó, el flujo de la potencia puede crear cambios de tensión substanciales de un lado a otro en un sistema de potencia eléctrica, y por eso, equilibrios eléctricos deben ser mantenidos entre las fuentes de electricidad y las cargas. La potencia reactiva se disipa rápidamente con la distancia, por eso las fuentes de potencia reactiva muchas veces deben estar ubicadas cerca de donde más se necesitan.

Por otra parte, aunque la potencia reactiva es necesaria para asegurar la estabilidad y la seguridad de sistemas de potencia eléctrica, su flujo por la red limita la capacidad de transporte de potencia activa.

De la misma forma, la generación de la potencia reactiva puede limitar la cantidad de potencia activa que una planta generadora puede producir. La relación entre cuánta potencia reactiva y activa una generadora puede producir simultáneamente es descrita por una figura de uso común en la práctica de la ingeniería eléctrica denominada como “curva de capacidad” el curva P-Q. Una curva P-Q típica es mostrada en la figura 2, donde, operando la máxima capacidad, la planta puede producir una cantidad determinada de MVAR (menor la 1) para cada megavatio (MW) de potencia activa. Esto se expresa en un límite en el factor de potencia de operación en “atraso”. Puede también absorber una cantidad determinada de MVAR (también menor la 1) por cada MW de

potencia activa, basado en el límite de factor de potencia de operación en “adelanto”. El generador es capaz de producir el absorber potencia reactiva adicional, más allá de estos límites, pero debe reducir su capacidad de producción de potencia activa para hacerlo.

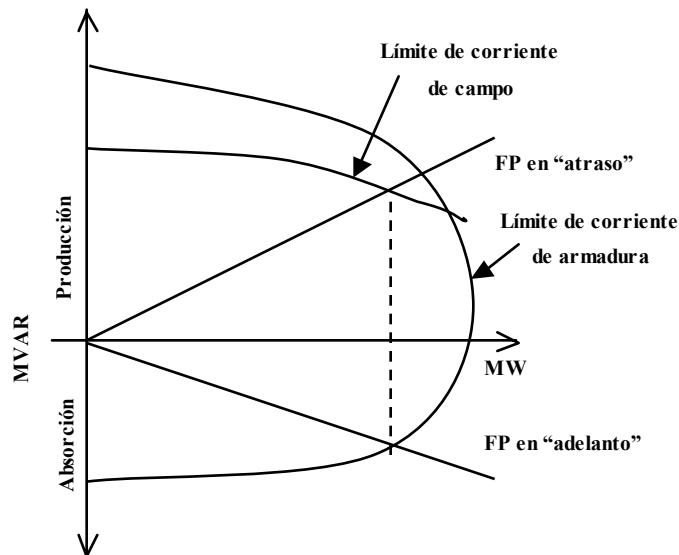


Figura 2. Curva P-Q típica.

- **Soporte del perfil de tensión del sistema**

Suficiente soporte de energía reactiva es necesario en orden de mantener los límites de flujo de potencia en las líneas de transmisión y límites de voltaje en los nodos del sistema ya que el mantenimiento integral del sistema está directamente relacionado con la permanencia del nivel de tensión [1].

En la práctica se ha demostrado que la eficiencia de las inyecciones de potencia reactiva debe ser hecha la través de fuentes de reactivos localizados de acuerdo con la topología de la red, evitándose transporte de flujos de energía desde puntos remotos que implicarían un aumento de las pérdidas y el riesgo de un colapso de colapso de tensión en el sistema.

Así, el soporte de reactivos es un SA del sistema que debe ser suplido donde sea necesario como un aspecto inherente del proyecto de la red, a través de dispositivos estáticos o

dinámicos, como se verá más adelante, intentando optimizar su localización según la topología de la red.

Análisis de [4] sobre los requisitos de potencia reactiva en el sistema, detectan que:

- Existen innumerables variaciones regionales en la necesidad de potencia reactiva en la red de transmisión.
- Existe la necesidad de considerable flexibilidad en las fuentes de potencia reactiva que permitan tanto la producción como el consumo de VAR y en diferentes momentos del día cantidades variables.
- Los problemas de control de tensión son incrementados por las largas distancias de algunas líneas de transmisión, resultando con que el control local de VAR represente una necesidad evidente.

Dentro de los objetivos de este trabajo, está el análisis de la potencia reactiva como SA y su correspondiente cuantificación en un ambiente competitivo. Para esto, conviene, después de describir la importancia y características de los SA, analizar con mayores detalles el concepto y las características fundamentales de la potencia reactiva.

● **Problemas asociados a la potencia reactiva**

La potencia reactiva y el control de tensión se constituyen como uno de los servicios auxiliares de fundamental importancia para la transmisión de energía de un sistema de potencia, y por tanto, se hace necesario un análisis técnico-económico que determine las responsabilidades de cada uno de los agentes participantes en la oferta y demanda de este servicio.

En un sistema de energía eléctrica los flujos de potencia deben ser transportados desde los generadores hasta los centros de consumo a través de líneas de transmisión y distribución (red). Para lograr esto, se debe por una parte, mantener los perfiles adecuados de voltajes en las diversas barras del sistema y por otra, proveer los reactivos que requieren las unidades de consumo y la red. Ambos, requerimientos de control de voltajes y de reactivos, van directamente asociados y condicionan los rangos de operación de las líneas de transmisión. Para mantener los voltajes de abastecimiento de barras en niveles aceptables y no restringir

los niveles de transmisión de potencias activas, es necesario responder a los requerimientos de potencia reactiva en los distintos puntos de la red.

2.2 Manejo de reactivos en Colombia

2.2.1 Sistema Eléctrico Colombiano: Generalidades

En la década de los 80 el sector Eléctrico Colombiano entró en crisis, de la misma forma que varios países de América Latina. Esta situación fue causada especialmente por los subsidios en las tarifas y por la corrupción de las empresas estatales, lo cual generó un desempeño deficiente de este sector. Al mismo tiempo, se desarrollaron grandes proyectos de generación, con costos elevados y atrasos considerables, entonces, el sector se tornó un grande problema para el Estado.

Con esto, en el inicio de los años 90 creció la necesidad en Colombia de modernizar el sector eléctrico, promoviendo la participación privada, y siguiendo la tendencia mundial que presentaba críticas sobre eficiencia de los monopolios estatales para la prestación de los servicios públicos, iniciándose grandes reformas en algunos países como Inglaterra, Noruega y Chile.

Se inició la apertura económica, se reformó la Constitución Política y en el caso de la energía, se presentó una grande crisis, reflejada en el racionamiento eléctrico más severo de la historia reciente, ocurrido entre 1992 y 1993 donde se limitó aproximadamente el 15% de la demanda energía eléctrica total, y los efectos de la deuda externa del sector eléctrico que a principios de los 90's llegó a representar, en su momento, más del 30% de la deuda pública exterior, fueron factores importantes que incidieron en el desarrollo y realización de la reforma. Con este panorama, el país, a partir de la nueva Constitución de 1991, admitió como principio clave para lograr eficiencia en los servicios públicos, la competencia y la libre entrada de todo agente que estuviera interesado en prestarlos. El cambio tenía como objetivos:

- Introducir competencia en el sector eléctrico.

- Permitir las inversiones privadas.
- Desintegración vertical, separando los segmentos de transmisión, distribución y generación.
- El Estado debería cumplir solamente un papel regulador.

La reestructuración se realizó mediante las leyes 142 (*Ley de servicios Públicos*) y 143 (*Ley Eléctrica*) de 1994, las cuales definieron el marco regulatorio para establecer las condiciones que permitirían la libre competencia. Estas leyes crearon el Mercado Mayorista de energía Eléctrica (MEM). La regulación de este mercado fue ejercida por la Comisión de Regulación de energía y Gas (CREG). Así, estas leyes dieron inicio a la reforma del sector eléctrico colombiano y transformaron los esquemas de negociación a nivel de servicios públicos en el país, involucrando a los agentes, entidades del sector y al usuario del servicio de energía eléctrica.

Con las nuevas tendencias de desverticalización introducidas por las reformas en los sectores eléctricos en diferentes países, aparece un nuevo segmento, adicional a los ya existentes de generación, transmisión y distribución. Este nuevo segmento se refiere a la comercialización de energía eléctrica, promoviendo la competencia en el sector eléctrico.

Estos agentes comercializadores, aún incipientes en los esquemas actuales de algunos sectores eléctricos, abren una nueva perspectiva en el funcionamiento de los mercados nacional e internacional de energía eléctrica como lo comenta [3].

2.2.2 Regulación de potencia reactiva

Para el caso colombiano, de acuerdo con las normas establecidas en el Reglamento de Operación de la resolución CREG 024 de 1995, los servicios que la regulación considera como auxiliares o complementarios asociados a la generación:

- Potencia Activa:
 - La reserva primaria.

- Regulación secundaria de frecuencia (AGC).
- Potencia Reactiva:
 - Soporte y perfil de tensión del sistema.

Estos servicios tienen por objeto fundamental asegurar el cumplimiento de las normas sobre calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio. Además, existen otros servicios complementarios que se diferencian a los servicios asociados en la forma de pago y en el objeto de su implementación. Por ejemplo, la capacidad de respaldo y el cargo de potencia, ahora denominado *cargo por capacidad*, se liquidan y facturan de manera diferente a los demás servicios asociados como lo comenta [2]. Por otro lado, el único “mercado” complementario de generación vigente en Colombia es el de regulación de frecuencia.

Actualmente la operación del sistema eléctrico colombiano interconectado es ejercida por la ISA (Interconexión Eléctrica S.A.), permitiendo el intercambio de energía entre los sistemas regionales, con el objetivo de aprovechar la capacidad energética del sistema. ISA coordina el abastecimiento de electricidad, siguiendo procesos de optimización, minimizando los costos del sistema, en función de la planeación y de la expansión del sistema de generación y transmisión.

Por un lado, la *Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios* (SSPD) se encarga de las funciones de control. Por otro lado, la *Unidad de Planeación Minero Energética* (UPME) se encarga de la función de planeación. De acuerdo con esta función determina las proyecciones de demanda energética y dentro de ella la del sector eléctrico. Adicionalmente, la UPME establece los planes de expansión de referencia de generación. También, está encargada de la realización de las subastas para los nuevos proyectos de transmisión o los refuerzos del sistema de transmisión.

El *Centro Nacional de Despacho* (CND) como dependencia interna de *Interconexión Eléctrica S.A.* está encargado de la planeación, supervisión y coordinación operativa del Sistema Interconectado Nacional SIN; además, proporcionará y contratará servicios complementarios del sistema de transmisión nacional, tales como reactivos, arranque,

Regulación Automática de Voltaje (AVR) y control de frecuencia, de controlar directamente los equipos que presten el servicio o en activos de conexión al *Sistema de Transmisión Nacional (STN)* y a nivel de generadores; y de controlar directamente los equipos que presten el servicio de regulación de frecuencia y de las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente y otras que requiera.

Los agentes propietarios de los activos de generación y transmisión y de servicios de conexión a la red del STN, supervisan las variables de operación de sus activos, coordinan con el CND la operación de sus activos, y realizan el control de maniobras de los mismos, principalmente.

Es así como recientemente entró en operación el *Centro de Supervisión y Maniobras (CSM)*, para operar los equipos del STN de ISA. Estas funciones se estaban realizando directamente desde el CND. En esta forma se independizaron las funciones del operador de la red de las de coordinación del SIN. Las primeras las realiza ISA y las segundas el CND.

Los operadores de red de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Sistemas de Distribución Local (OR) están encargados de la planeación de la expansión, de las inversiones, de la operación y mantenimiento de los activos de su propiedad o en encargo, de los sistemas antes mencionados. Estas empresas deben coordinar con el CND la operación de los activos del nivel IV que este requiera.

El comercializador se encarga de realizar las ventas de energía al usuario final, pagando a las entidades del mercado la contribución y los cargos por uso del sistema de distribución a donde se encuentra conectado el usuario, los cargos por uso al STN, los cargos por suministro al generador y/o comercializador, los costos por restricciones y pagos al *Sistema de Intercambio Comercial (SIC)*, CND CREG y SSPD como los dispone la Resolución No. 001 de 2 de Noviembre de 1994. Así mismo, esta resolución contempla que el cobro de restricciones y servicios complementarios será gradual en la medida que tales criterios se vayan incluyendo en el planeamiento y expansión de la red.

3 Revisión del Manejo Internacional sobre la Regulación de Energía Reactiva

En este capítulo se hace una revisión de la normatividad internacional de los servicios complementarios prestados, con énfasis y análisis especial de la experiencia en la prestación y manejo de los servicios de suministro de reactivos y soporte de tensión.

La regulación consultada [6] abarca los siguientes países: Argentina, Chile, Australia, Alberta (Canadá), Noruega, España, Reino Unido, California, Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM). De acuerdo a la información consultada [6] se puede hacer una recopilación general sobre el manejo actual de la potencia reactiva la cual se presenta a continuación.

Generalmente, la potencia reactiva es administrada en la mejor manera por una autoridad central que tiene información completa de la red, puede observar donde existe la demanda por la potencia reactiva en el tiempo real para el propósito de despacho, y puede identificar las necesidades en el largo plazo. Un administrador (u operador) central del sistema tiene generalmente alguna responsabilidad para la planificación en el largo plazo. Sin embargo, cuando el administrador del sistema no es el mismo que el dueño del sistema, las responsabilidades del administrador pueden traslapar, y en algunas veces estar en conflicto, con los del dueño de los activos de transmisión a la hora de determinar las necesidades del sistema en el largo plazo. Un ejemplo de dicho conflicto puede surgir cuando se evalúa la necesidad de apoyo adicional por parte de generadores para provisión de reactiva, que va a complementar la operación de los activos existentes. Como el administrador usualmente tiene autoridad operacional sobre el sistema, este puede preferir usar la capacidad de provisión/absorción de reactiva de los generadores a ningún costo o a un costo despreciable, lo que en el largo plazo disminuye la necesidad de nuevas inversiones por parte de los dueños de los activos de transmisión.

El administrador del sistema tiene la responsabilidad de asegurar que exista una cantidad adecuada de potencia reactiva en el red de transmisión. Aunque en algunos sistemas se depende, en cada área operativa, de un controlador de sistema distinto para el despacho en el tiempo real, el administrador tiene la responsabilidad por la seguridad total del sistema

Para asegurar una adecuada coordinación propia entre las decisiones propias de inversión en transmisión y las ubicaciones de los nuevos recursos de generación, un administrador del sistema debe determinar los requisitos de potencia reactiva obligatorios para los generadores.

En los sistemas revisados, el requisito obligatorio de la potencia reactiva es especificado en una de las maneras siguientes:

- 1) un rango de factores de potencia de operación obligatorio
- 2) un requisito fijo de producción de MVAR, independiente del punto de operación
- 3) un requisito de tensión en la barra cuando este interconectado a la red
- 4) producción de potencia reactiva como porcentaje de capacidad máxima de provisión de reactiva.

Hay tres tipos de esquemas de compensación económica para la potencia reactiva provista por generadores. En el primer esquema, los generadores no son compensados por la provisión de la cantidad obligatoria de la potencia reactiva. En el segundo esquema, los generadores pueden recuperar los costos asociados con la capacidad reactiva obligatoria. Con el tercer esquema, el operador y propietario de la red, paga a los generadores un cargo por el uso cuando opera dentro de su factor de potencia obligatorio. Este pago no es basado necesariamente en el costo de cada generador, pero es determinado administrativamente para el sistema total. Ahora bien, si los generadores y operador de la red deciden acordar un pago distinto lo pueden hacer.

En adición a los requisitos obligatorios, algunas veces se les ordena a los generadores a producir potencia reactiva adicional. Si el generador ya está operando en ó cerca del límite de su curva de capacidad, la producción de potencia reactiva puede requerir una reducción significativa de la potencia activa del generador. Hay esencialmente dos

categorías de métodos de obtención de potencia reactiva adicional de generadores. En el primero, el administrador tiene la autoridad de ordenar a cualquier generador a proveer la potencia reactiva necesaria de acuerdo con su capacidad. El pago por esta cantidad adicional de potencia reactiva es típicamente el costo de oportunidad de la reducción de output de la potencia activa. En la segunda categoría de obtención de reactiva adicional, los generadores no son obligados a proveer potencia reactiva adicional. En vez de eso, los generadores pueden contratar voluntariamente con el administrador del sistema para proveer potencia reactiva adicional a cambio de una remuneración.

Las empresas de distribución en general son obligadas a operar en un rango de factores de potencia especificadas en sus puntos de interconexión con el sistema de transmisión. Este requerimiento puede hacerse como un promedio geográfico entre varios de sus puntos de interconexión y/o entre varias horas del día. Las empresas a su turno imponen generalmente requisitos de factor de potencia mínimo a sus clientes. La mayoría de los sistemas tienen requisitos de factor de potencia para empresas de distribución y cargas que no cambian por la hora del día.

En general la experiencia con incentivos financieros relacionados con la potencia reactiva aplicables a los agentes que participan en los sistemas de potencia examinados es muy limitada. En teoría, la provisión de potencia reactiva es lo que se conoce como un "bien público", es decir, todos se benefician de él, pero todos preferirían que otro lo preste. Por otra parte, la adecuada gestión de reactivos esta íntimamente ligada con las pérdidas del sistema, las cuales a priori tienen también este carácter de bien público. Por esta razón generalmente se delega en el administrador del sistema, que es la parte con más información y capacidad de control, la definición centralizada del despacho de potencia reactiva. Sin embargo, el administrador casi nunca tiene incentivos económicos para minimizar los costos asociados al servicio de reactiva y soporte de tensión. De hecho, estos costos de la potencia reactiva son pasados en su totalidad a los consumidores finales. Otra alternativa es gobernar con penalizaciones. Algunos sistemas todavía no tienen castigos explícitos para aquellos agentes que no cumplan con sus requisitos, ya que las obligaciones son típicamente una condición en los acuerdos de

conexión, que presupone que las partes van a cumplir con las obligaciones bajo pena de perder el derecho de conexión a la red..

Cada vez es más difícil asegurar que los recursos disponibles son suficientes para controlar los niveles de tensión. Este hecho ha sido uno de los efectos secundarios de la desintegración de la industria eléctrica que generalmente acompaña el proceso de desregulación. Tradicionalmente, una empresa de electricidad integrada verticalmente era el propietario y controlaba los recursos de reactiva en generación y transmisión. Después de la desregulación de la generación, estos recursos y funciones son controlados por varias entidades, que algunas veces tienen objetivos y responsabilidades que se traslapan ó que son inconsistentes. Por ejemplo, los generadores que son relativamente ineficientes y que son despachados frecuentemente para proveer potencia reactiva quizás no les molestan si son remunerados, pero este escenario resulta generalmente en un mayor costo del servicio asumido pasivamente por los consumidores. Por otro lado, los generadores que alguna vez recibían ingresos regulados para cubrir sus costos históricos asociados con la potencia reactiva pueden tener ahora incentivos reducidos a producir apoyo reactivo sin una compensación adecuada. Igualmente, los propietarios de los activos de transmisión se pueden resistir a hacer inversiones en aparatos de apoyo de tensión, si el apoyo no es su responsabilidad directamente ó si estos activos no se incluyen en su base de activos para cálculo de sus ingresos regulados.

En general, los administradores de los sistemas tengan incentivos para minimizar los costos totales de operación del sistema incluyendo los costos de soporte de tensión. Los administradores del sistema y operadores del sistema son generalmente juzgados por su habilidad de hacer segura la operación del sistema; por ello, es posible que no siempre consigan el suministro más barato de capacidad de reactiva, ni despachen lo más económicamente en el tiempo real los recursos. La provisión de la potencia reactiva en la manera más económica puede simultáneamente aumentar la eficiencia del funcionamiento del sistema. Por lo tanto, las estructuras de incentivos para estimular dicha eficiencia pueden ser un instrumento valioso para asegurar un sistema de potencia seguro y con bajos costos operacionales.

Varios sistemas en el mundo están actualmente buscando opciones para mercados competitivos de potencia reactiva. Si las peculiaridades técnicas de la potencia reactiva que inducen poder del mercado en ciertas áreas no causan preocupación, ó se controla de alguna forma, entonces operar un mercado competitivo para la provisión de potencia reactiva puede ser efectivo. Sin embargo, ya que la provisión de potencia reactiva debe estar cerca a la demanda, puede ser difícil asegurar una diversidad suficiente de proveedores para impedir el ejercicio del poder de mercado. La mayoría de los sistemas que examinados usan un esquema cuasi-regulado, algunas veces con elementos competitivos, para administrar la potencia reactiva. En algunos casos, existen subastas competitivas y los proveedores pueden pujar a ofrecer su capacidad de potencia reactiva. Otros sistemas (como PJM) todavía están explorando esta posibilidad, pero actualmente no tienen esquemas de mercado competitivos para la provisión de la potencia reactiva.

3.1 Regulación de Reactivos en Argentina

El Organismo Encargado del Despacho (OED), una subdivisión de CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.), es responsable por la identificación de necesidad de potencia reactiva y en la programación de fuentes de compensación reactivas para garantizar una operación segura. Esto es realizado por estaciones y sus precios spot son estimados.

Todos los agentes del MEM (Mercado Mayorista Eléctrico) son responsables por el control de voltaje y el flujo de potencia reactiva en sus puntos de conexión al sistema. Cada generador debe suministrar al OED copias de sus curvas de generación. Si una curva no es suministrada, el OED utiliza una curva de capacidad estándar y asume la capacidad reactiva indicada por esa curva. El OED, con la aprobación de la Secretaría de Energía, define el límite mínimo de potencia requerido para nuevas unidades de generación, tomando la curva P-Q nominal, la margen de seguridad necesaria para cada

máquina y los requerimientos del sistema. Cada generador deberá contribuir con un valor por encima del 90 % de su límite de potencia reactiva, inductivo o capacitivo, en cualquier modo de operación. En casos especiales deberá suministrar el 100% de su capacidad por 20 minutos consecutivos con intervalos de 40 minutos.

Para los precios spot, las empresas de transmisión deben suministrar a CAMMESA una descripción detallada de sus equipos destinados para el control de voltaje. También deben suministrar con anticipación una lista de los nodos potencialmente críticos en el control de reactivos y sus respectivas justificaciones. Las compañías de transmisión, específicamente en alta tensión, son responsables también mantener el voltaje dentro de un rango determinado por el OED para los nodos en su área de servicio. En condiciones normales, este rango se encuentra entre +/- 3% para líneas de 500kV y +/- 5% para líneas de 220kV y 132kV.

Los distribuidores y grandes consumidores son responsables por mantener su factor de potencia dentro de un rango determinado por el OED. El factor de potencia debe ser menor o igual a 1.00 inductivo durante las horas no pico y de 0.95 o mayor en las horas pico.

El OED tiene dos tipos de cargos por incumplimiento. Un “cargo por potencia reactiva” aplicado al agente que ha anunciado anticipadamente un déficit de fuentes de control de reactivos. La penalización es aplicada lo déficit no han sido correctamente anunciados. Para generadores la penalización por incumplimiento es equivalente al costo incurrido por la necesidad de hacer uso de una fuente alternativa de soporte de reactivos y en casos especiales pueden ser forzados a desconectarse del sistema.

Las compañías de transmisión y grandes consumidores que anuncien anticipadamente deficiencias de soporte de reactivos tendrán a cargo los costos asociados con las inversiones necesarias para cumplir tal deficiencia.

En condiciones normales, cada Centro de Operaciones de Transener (COT) o Centro de Control Regional mantiene los requerimientos de potencia reactiva y los niveles de voltaje. En caso de presentarse una situación de alerta mínima, el COC (Centro Nacional de Control) puede conducir a los generadores para ir a sus puntos mínimos o máximos de excitación.

3.2 Regulación de Reactivos en Chile

El suministro de servicios auxiliares corresponde a un conjunto de decisiones que la autoridad legisladora dejó bajo la tutela del CDEC (Centros de Despacho Económico de Carga). Éste es el encargado de dictar los reglamentos (internos) de operación, planificación y valoración del suministro de servicios auxiliares. Sin embargo la realidad es otra, la situación anterior no ha ocurrido debido a la percepción negativa de la rentabilidad que existe en suministrar estos servicios.

El sistema eléctrico está compuesto por varios integrantes entre los que se destacan los generadores, transmisores, distribuidores y consumidores finales a quienes le corresponde a cada uno de ellos la responsabilidad en la calidad de servicio. En Chile, los precios de nodales son recargados en forma adicional con un 1% por cada 0.01 en que el factor de potencia medio mensual sea inferior al 85% (artículo 90° del D.F.L. N°1). Por otro lado la regulación de voltaje está generalmente en manos de quienes son los suministradores.

3.3 Regulación de Reactivos en Austria

Para mantener la estabilidad del sistema, el código establece que NEMMCO (Compañía que maneja el Mercado Nacional Eléctrico) debe actuar sobre los servicios Auxiliares de todos los agentes, fijando los requerimientos de potencia reactiva para participar en el NEM (Mercado Nacional de Electricidad).

El código define también los cambios en la potencia activa de salida en cada generador en función de la cantidad de soporte reactivo obligatoria de cada unidad. Existe una gran discusión sobre las posibles alternativas para definir esta cantidad de soporte de reactivos en el código de obligaciones de potencia reactiva para generadores en la NEMMCO. Los generadores no reciben pago por dar este soporte reactivo obligatorio.

Los generadores también hacen parte de los contratos de servicios auxiliares con la NEMCO para proveer potencia reactiva adicional a su requerimiento obligatorio. Estos contratos son establecidos con base en el menor precio ofrecido atendiendo aspectos técnicos en todos los estados, excepto en Queensland donde los precios son fijados por la jurisdicción de este estado.

Los generadores reciben pago por el periodo en que la unidad de generación esta siendo utilizada para compensar reactivos solo en el caso en el que se ven forzados a recortar su reducción de potencia activa. Pagos por compensación sincrónica son hechos solo cuando NEMMCO específicamente ha requerido que el generador opere bajo estas condiciones.

NEMMCO tiene el derecho de llamar a todos los generadores para generar potencia reactiva por encima de su rango obligatorio, incluso si ellos no están contratados para proveer energía adicional. En este caso, los generadores reciben pago del máximo valor del mercado de potencia reactiva y el costo por proveer este servicio mas el costo de oportunidad por cualquier reducción de generación de potencia activa.

NEMMCO usa la siguiente secuencia para el despacho de fuentes reactivas. Después de determinar los requerimientos de potencia reactiva del sistema, NEMMCO primero utiliza los elementos de transmisión a su disposición, tales como SVC's, bancos de capacitares y reactores para controlar el voltaje. Una vez estos dispositivos han sido despachados los generadores que en el momento se encuentran operando son requeridos evitando al máximo reducir su salida de potencia activa. Si aun es requerida potencia reactiva, la NEMMCO considera la reducción de la potencia activa de las unidades de generación con el fin de dar este soporte adicional.

Los pagos por servicios de reactiva son determinados cada media hora. Originalmente los costos de los servicios auxiliares fueron 100% pagados a los minoristas. En la mitad del 2000 se realizaron cambios al código distribuyendo el 50% de esos costos a los generadores.

3.4 Regulación de Reactivos en Alberta – Canada

Para conectar el sistema interconectado de Alberta (IES), los generadores deben cumplir con requerimientos técnicos indicados por el administrador de transmisión (TA). Los generadores deben mantener reguladores automáticos de voltaje (AVR) y sistemas estabilizadores de potencia (PSS) en servicio para las unidades de generación y deben cumplir con los requisitos del controlador del sistema (SC) para el soporte de reactivos y/o los ajustes de voltaje. El generador informa al SC si su despacho reactivo afecta la potencia activa generada. Un generador puede absorber en forma discontinua potencia reactiva de la red de distribución operando con sistemas de operación en cualquier condición para su regulación de tensión u operar con limitadores de corriente. Cada generador debe ser equipado con dispositivos de regulación de voltaje o de tensión capaces de mantener el rango establecido por los TA en las barras críticas.

Alberta también utiliza un despacho para el control de tensión en los cuales los generadores deben mantener un factor de potencia específico y no un valor de reactivos específicos. Los generadores no reciben pago por el nivel mandatorio de soporte de reactivos.

La responsabilidad de la operación de la operación segura y confiable del sistema recae en los administradores de transmisión con anticipación y con el Controlador del Sistema en tiempo real. El SC coordina las acciones del control de voltaje con las compañías de transmisión y sus centros de control con el objetivo de minimizar las pérdidas y los costos de generación. El SC emite instrucciones de despacho a las

compañías de transmisión basadas en los requerimientos en tiempo real de acuerdo con las políticas de operación.

Adicionalmente a los niveles obligatorios de soporte de reactivos, los agentes participantes en el mercado, pueden contratar con el TA el suministro del sistema de servicios de soporte (SSS). Los proveedores de SSS deben declarar ante el SC sus cantidades de MVAr disponibles.

Cada generador suministra sus curvas de capacidad de potencia activa y reactiva si la unidad esta interconectada a sistema cada cinco años según los códigos WSCC (The Western System Coordinating Council). El suministro de reactivos es suministrado mediante datos de flujos de energía activa y reactiva que cada generador presenta al TA y al Power Pool el cual esta encargado de llevar las transacciones financieras de los agentes del mercado.

Compradores y vendedores en el sistema pool pagan un cargo por acceder al sistema (tarifa) que cubre los costos de restricciones de transmisión y despacho, más servicios de soporte y acceso a la red de transmisión. Las compañías de distribución pagan un valor fijo (peaje) que se transfiere a sus consumidores, es decir, los consumidores deben pagar un cargo por acceder a la red de acuerdo a su localización. Los generadores pagan un valor de acuerdo a su localización y la distancia de la carga.

3.5 Regulación de Reactivos en Noruega

Con el objetivo de conectarse al sistema, los generadores deben cumplir con requerimientos técnicos determinados por el TSO (Operador del Sistema de Transmisión). Los generadores deben mantener reguladores automáticos de tensión (AVR) en servicio para sus unidades de generación y deben cumplir con los requisitos de potencia reactiva y/o ajuste de voltaje. Los generadores deben ser capaces de operar continuamente en modo de regulación de voltaje con un factor de potencia entre 0.93

atrasado y 0.98 adelantado a la potencia nominal. Los generadores no reciben pago por soporte de reactivos dentro de este rango obligatorio. Para la producción adicional de reactivos, el TSO no contrata capacidad adicional, si no que solicita directamente a los generadores cualquier cantidad necesaria de potencia reactiva. Para este servicio los generadores reciben un pago por uso el cual se fija anualmente por negociaciones entre el TSO y los representantes de los generadores (para el año 2000 el valor era 20 NOK/MVAr-hora).

El TSO monitorea la respuesta de los generadores en tiempo real. A pesar de no haber penalidades explícitas asociadas al no cumplimiento no han existido problemas pues los generadores siempre han cumplido con las instrucciones de soporte reactivo.

En el momento no existe un mecanismo de mercado basado en la capacidad de transmisión de reactivos. Particularmente los costos asociados de TSO a fuentes de reactivos están incluidos en la tarifa de transmisión los cuales son trasladados a los consumidores como parte de la tarifa de transmisión para la potencia activa.

No existe un factor de potencia explícito o límites de reactivos en las cargas. El sistema Noruego no ha experimentado ningún incidente significativo con relación al voltaje a pesar de que en el invierno de 2001 se tuvo cargas elevadas en el sur este (Oslo, región cercana la interconexión con Suecia) causo que el sistema alcanzara los límites de voltaje aumentando el nivel de carga de la red.

3.6 Regulación de Reactivos en España

El operador del sistema (RRE, Red Eléctrica de España) es responsable por la publicación del “Plan Anual de Control de Tensión”. Este documento establece las reglas operacionales a ser seguidas en el control de voltaje. En particular para las ofertas adicionales de reactivos y/o absorción por los generadores, líneas de transmisión, distribuidores o consumidores. Con estos precios regulados, los costos son

minimizados usando la combinación de elementos que puedan ofrecer la opción más económica. Varias simulaciones de flujo de carga óptimo son evaluadas para prever las necesidades de potencia reactiva y garantizar una operación segura. Todos los grupos de generación cuyas potencias registradas sean mayores a 30 MW son considerados proveedores de servicios de soporte de tensión. La cantidad de potencia reactiva obligatoria esta asociada con el margen para operar el sistema con un factor de potencia de 0.989 capacitivo e inductivo a la máxima capacidad. En otras palabras, la cantidad obligatoria de MVAR (absorción o generación) esta definida como el 15% de la máxima capacidad de potencia que tiene esta unidad en la red.

Para verificar el cumplimiento de los requerimientos de tensión y potencia reactiva, el operador del sistema, toma muestras de los niveles de tensión cada cinco minutos en dado nodo de control y la potencia activa y reactiva absorbida o generada por un generador. El operador del sistema establece un rango entre ± 2 kV alrededor del voltaje nominal.

Los generadores también pueden suministrar reactivos mediante contratos de soporte de reactivos fuera de su rango obligatorio o firmar contratos para operar como condensadores sincrónicos. En cada oferta el generador debe especificar el mes o los meses para los cuales la oferta aplica.

Las empresas de distribución deben cumplir con los grandes requerimientos que las grandes cargas y pueden ofrecer suministrar potencia reactiva adicional a sus requerimientos mínimos. En estas condiciones pueden ser remunerados como los generadores bajo un sistema de precios regulados.

3.7 Regulación de Reactivos en el Reino Unido

El Gred Code especifica las responsabilidades para el control de voltaje para cada unidad de generación (Mecanismo de Balance ó BM) bajo la NETA (New Electricity

Trading Arrangements) responsable por el manejo del mercado de potencia. En particular, los generadores con una capacidad superior a 50 MW deben cumplir con el Gred Code el cual especifica que todas las unidades BM deben ser capaces de suministrar potencia entre un factor de potencia de 0.85 en atraso a 0.95 en adelante. La potencia reactiva generada debe satisfacer también valores de tensión en un rango de $\pm 5\%$. Estas obligaciones son determinadas por el Servicio de Potencia Reactiva Obligatorio (ORPS).

Las deficiencias en el suministro de potencia, deben ser pagadas a un valor de £1.33/MVAr-h (dato año 2003). Adicionalmente puede escoger ofrecer firmar un acuerdo con la NGC (National Grid Company) para cubrir las deficiencias de energía del ORPS. Las bases de esos acuerdos de mercado, pueden asegurar una estabilidad operacional del sistema y ser más atractivo para los generadores. El exceso de capacidad reactiva presentado como Enhanced Reactive Power Service (ERPS) puede ser ofrecida bajo un acuerdo de mercado. La ORPS y ERPS no incluyen a los generadores en operación de compensador sincrónico. Este tipo de servicios como compensador sincrónico, requiere un acuerdo independiente de servicios auxiliares con la NGC.

Dos veces al año, la NGC realiza análisis en los cuales los generadores deben presentar su capacidad de reactivos los cuales son evaluados contra el costo esperado por fallas operacionales bajo criterios de localización, técnicos y de otro tipo. La NGC se beneficia de esos contratos por que asegura el suministro de potencia reactiva a un bajo costo mediante acuerdos de dos meses o más con incrementos máximos de seis (6) meses. A diferencia de otros sistemas, la NGC debe contratar todas las necesidades de soporte reactivo; no existe un mecanismo para la NGC para actuar en el soporte de energía reactiva en exceso de una cantidad que ha sido contratada. Para los meses de Abril a Septiembre del 2000 el 76% de reactivos era cubierto a través de acuerdos del mercado, con un remanente negociado a través de otro tipo de acuerdos (Default Arrangement).

3.8 Regulación de Reactivos en California

El ISO es responsable por la determinación diaria de la cantidad de ubicación del soporte requerido para mantener los niveles de voltaje y márgenes de reactivos dentro de los criterios de la WSCC (Concejo de Coordinación de Sistemas del Occidente) y la NERC (Consejo Norteamericano de Electricidad). El ISO (Operador del Sistema Independiente) programa diariamente las tensiones para los generadores propietarios de la red de transmisión y compañías de distribución. La programación de voltaje se traslada a un requerimiento de voltaje y no a un requerimiento de reactivos (MVAR).

Todos los generadores participantes del mercado deben mantener una programación de tensión especificada por el ISO en los puntos de interconexión dentro de un rango de factor de potencia especificado. Los generadores también operan bajo control de reguladores automáticos de tensión. Los generadores no reciben compensación por producir potencia reactiva dentro del rango obligatorio.

Adicionalmente para suministrar soporte reactivo dentro del factor de potencia mandatorio, el ISO puede solicitar a cualquier generador suministrar potencia reactiva más allá de sus obligaciones (dentro de sus capacidades físicas).

El ISO de California certifica la capacidad de los generadores y debe inspeccionar, probar, y auditar la respuesta a un despacho dentro de un cumplimiento seguro de operación. El factor de potencia tanto para generadores como para cargas, es medido en los puntos de interconexión de la red a cargo de ISO. El ISO esta autorizado para aplicar penalidades a los generadores, cargas o compañías de distribución que no cumplan con los requisitos de soporte de tensión. A pesar de que las penalidades son autorizadas, no hay una estructura formal de penalización para generadores o líneas de transmisión y los incumplimientos son poco comunes.

3.9 Regulación de Reactivos en Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM)

En PJM, los proveedores en el sistema de transmisión (RTOs mediante el ISO) son responsables por suministrar reactivos y control de la tensión de fuentes de generación y transmisión. Los usuarios deben comprar este servicio de una compañía de transmisión con el objetivo de mantener voltajes de transmisión dentro de límites aceptables. Las compañías de generación, bajo el control de ISO, son operadas para producir o absorber potencia reactiva, de acuerdo con los límites de tensión aceptados en la región.

Según las instrucciones de la NERC, nuevos generadores sincrónicos deben tener una capacidad de factor de potencia sobrecargado, medido en las terminales del generador de 0.9 o menos y una capacidad de factor de potencia subcargado de 0.95 o menos. Si un generador sincrónico no cumple con este requerimiento, la compañía de generación debe tomar alternativas mediante acuerdos para suplir esta potencia de acuerdo a los requerimientos del área.

Los requerimientos de potencia reactiva para PJM, realmente son requerimientos del factor de potencia, y no requerimientos de VAR (por ejemplo: la obligación de potencia reactiva para un generador es proporcionar a la su generación en potencia activa). No existen penalidades para incumplimientos, pero un generador que incumpla persistentemente puede ser intervenido para evitar riesgos operativos del sistema.

Bajo acuerdos en la operación de transmisión entre el ISO y los RTOs, componentes de control de tensión estáticos son instalados en la red. Los RTOs recuperan estos costos a través de los requerimientos del sistema de transmisión. PMJ también despacha elementos de transmisión primero para atacar las necesidades del sistema y después si es necesario utilizar reservas dinámicas.

4 Estudio de implementación de un modelo de subasta de energía reactiva

De acuerdo con el análisis y las observaciones que se desarrollaron en los capítulos anteriores, es claro entonces la necesidad de realizar y comprobar la viabilidad y funcionamiento de una subasta de energía reactiva que se encargue de seleccionar las fuentes que sirven de soporte para el suministro y absorción de esta energía dentro de nivel denominado suplementaria y en algunos casos excepcional, es decir, la energía reactiva que se debe suministrar en caso de contingencias.

Una subasta de energía reactiva debe funcionar dentro de un marco de parámetros claros y sencillos que permitan establecer los agentes participantes con mejores opciones de suministrar esta energía por selección de factores técnicos y económicos.

Este trabajo pretende analizar el funcionamiento de una subasta de energía reactiva que involucre estos dos factores y permita seleccionar así los agentes participantes con mayor opción, esto no es mas que la creación de un mercado spot de energía reactiva similar al mercado spot de energía activa pero con la adición de variables que determinen la selección de ofertas por su importancia en cuanto a la entrega de reactivos.

4.1 Análisis de flujos de reactivos

Según lo descrito en el capítulo dos (2), las restricciones y limitaciones técnicas para el transporte de energía reactiva para el soporte de tensión y el suministro de reactivos se hace necesario la creación de subasta por localidades, lo cual significa establecer zonas de operación y disponer de la energía reactiva mandataria disponible para esta para luego realizar la subasta de energía suplementaria en el caso de la mandataria no supla la demanda. De esta forma se establece un mercado spot de energía reactiva por localidades.

La creación de la subasta debe procurar funcionar bajo esquemas los más sencillos posibles, basados en criterios claros y mecanismos elementales, de forma que sin descuidar el objetivo pretendido, se facilite y promueva la participación de los agentes.

4.1.1 Análisis de reactivos circuito balanceado

Es necesario hacer un análisis técnico sobre el comportamiento del flujo de reactivos en circuitos eléctricos para así determinar el funcionamiento de una subasta. Para hacer este análisis, se tomo un circuito básico mostrado en la figura tres (3) para el cual se realizaron corrimientos de flujo mediante el método de Newton Completo.

Por el método de Newton Raphson el sistema general de ecuaciones a resolver es:

$$\text{Ecuación 4} \quad \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}$$

Donde H, N, M y L son submatrices de **J** que es la matriz *Jacobiana* y que está compuesta por las derivadas parciales de las potencias (P y Q) con respecto a las variables de estado (V y θ).

Para el caso de ejemplo, las tensiones en los generadores son de 1 en pu. Solamente se presentan dos líneas siendo estas iguales en cuanto a sus características. A los generadores se les puso a generar con los mismos valores de P y Q de generación para tener un sistema equilibrado.

Barra	Tipo	P	Q	V	θ
1	REF.	0.0509	0.0893	1,0	0,0
2	PQ	-0,1	-0,16	-	-
3	PV	0.0509	0.0893	1,0	-

Tabla 1. Datos de nodos ejercicio ilustrativo

Línea	r	x	b^{sh}
1-2	0,10	1,00	0,02
2-3	0,10	1,00	0,02

Tabla 2. Datos de Lineas ejemplo ilustrativo

Los resultados del flujo de carga son:

Barra	Tipo	Mag	Fase	P	Q	Qsh
1	3	1.0000	-0.00	0.0509	0.0707	0.0000
2	0	0.9152	-2.68	-0.1000	-0.1600	0.0000
3	2	1.0000	-0.00	0.0509	0.0707	0.0000

Los resultados de flujos de Potencia:

De	Para	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk	Ploss	Qloss
1	2	0.0509	0.0707	-0.0500	-0.0800	0.0009	-0.0093
2	3	-0.0500	-0.0800	0.0509	0.0707	0.0009	-0.0093

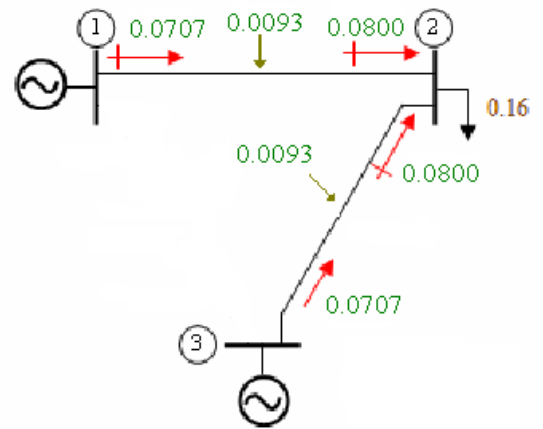


Figura 3. Circuito Tres nodos

Para este caso puede verse que la caída de tensión en el nodo dos (2). Se presenta pérdidas de energía activa; los generadores tienen que suplir estas pérdidas aumentando su producción de activa. El aumento de reactivos en la carga implica un aporte menor de reactivos por parte de las líneas, por tanto los generadores también tienen que suplir estas pérdidas (de energía reactiva) aumentando su producción de Q.

4.1.2 Comportamiento de las Líneas 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, esto se ilustra en la Figura cuatro.

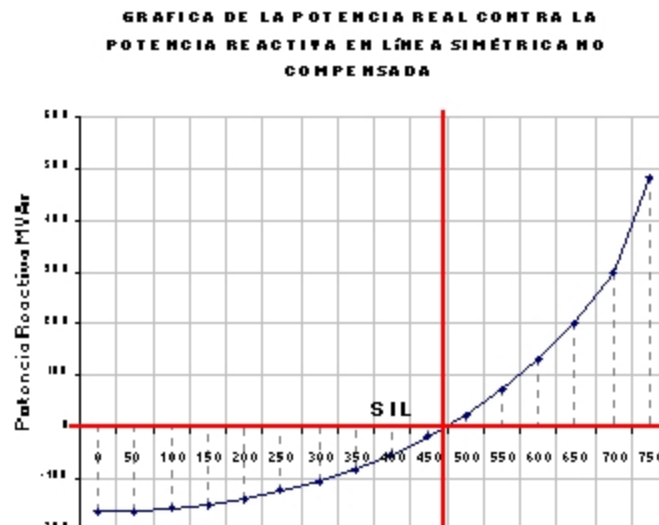


Figura 4. Comportamiento de Líneas de transmisión [17]

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 absorbe 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

4.1.3 Aumento de tensión en generadores

En esta parte del trabajo solamente se modifica los datos en G1 aumentando su tensión en 1.12 en pu. Este procedimiento se realiza en dos partes, en la primera se dejan los mismos valores de generación para el generador del nodo tres (3) y en la segunda parte se bajan los valores de generación para este mismo generador dejándolos como en un inicio.

Los resultados del flujo de carga son:

Barra	Tipo	Mag	Fase	P	Q	Qsh
1	3	1.1200	-0.00	0.0514	0.1371	0.0000
2	0	0.9824	-1.90	-0.1000	-0.1600	0.0000
3	2	1.0000	0.99	0.0509	0.0038	0.0000

Flujos de Potencia:

De	Para	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk	Ploss	Qloss
1	2	0.0514	0.1371	-0.0494	-0.1393	0.0020	-0.0022
2	3	-0.0506	-0.0207	0.0509	0.0038	0.0003	-0.0169

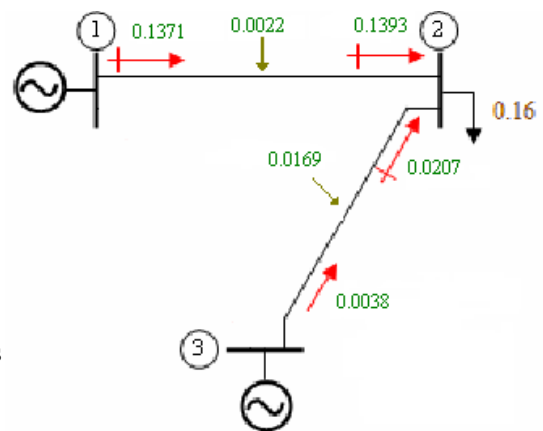


Figura 5. Aumento de tensión en G1

Al dejar reducir la potencia de G2, la potencia de G1 tanto en activa como reactiva. El generador uno (1) entrega la potencia reactiva que necesita la carga descontando la potencia reactiva que entregan las líneas.

Modificando la potencia de generación en G2 se tiene los siguientes resultados:

Barra	Tipo	Mag	Fase	P	Q	Qsh
1	3	1.1215	-0.00	0.0520	0.1380	0.0000
2	0	0.9832	-1.92	-0.1000	-0.1600	0.0000
3	2	1.0000	0.94	0.0503	0.0030	0.0000

Flujos de Potencia:

De	Para	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk	Ploss	Qloss
1	2	0.0520	0.1380	-0.0500	-0.1400	0.0020	-0.0021
2	3	-0.0500	-0.0200	0.0503	0.0030	0.0003	-0.0170

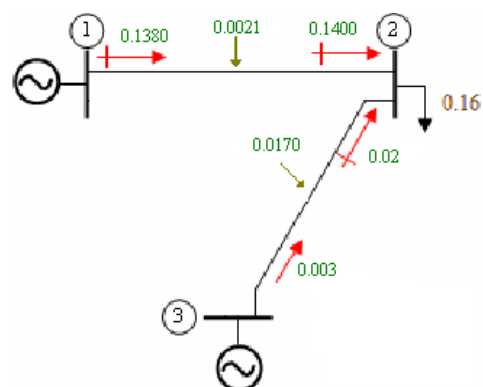


Figura 6. Disminución de potencia en G2

Este caso se simuló para verificar el comportamiento de entrega de energía por parte de los generadores al variar la entrega de energía que hace cada uno de ellos. El resultado consiste en que un generador suplente la potencia activa que se dejó de entregar por parte del otro generador.

De este análisis podemos determinar:

- Al subir la tensión de G1, este entrega la cantidad necesaria de energía activa y reactiva para colocar el nodo de la carga en un nivel de tensión adecuado (pasado de 0,9152 a 0.9832).
- Al entregar el generador G1 más reactivos, la línea que entrega estos reactivos disminuye el aporte propio que hace esta línea.
- La línea que entrega la potencia del generador G2, continúa entregando la misma cantidad de reactivos que cuando estaba el sistema equilibrado y el nivel de tensión era adecuado en el nodo de carga.
- El generador G1 aumenta su entrega de energía activa para entregar la cantidad de energía reactiva necesaria al nodo de carga, es decir que se ve obligado a aumentar

su producción de energía activa entregando no solo la cantidad que requiere la carga sino la carga que la línea deja de entregar (perdidas).

El factor a tener en cuenta entonces es: ¿cuanto debe aumentar la producción de energía activa y reactiva el generador uno (1) para entregar los reactivos que hacen falta? Esta información es de vital importancia para que el generador sepa cuanto debe producir y así saber si esta dentro de sus límites de generación y cuanto le cuesta producir esta energía de demás. La respuesta esta en el comportamiento de las pérdidas de la línea en relación con el nivel de tensión. Pero este problema fácilmente puede superarse al determinar el nivel de generación que cada generador debe aportar como se muestra mas adelante.

El comportamiento presentado por el generador uno es el mismo que puede presentar el generador dos, ya que ambos entregan la misma potencia y las líneas son de iguales características. Esto lleva a decir que puede hacerse un corrimiento de flujo de carga en el que los generadores estén trabajando al mismo nivel de tensión para determinar el aporte de cada generador según la característica de la línea que lleva la energía al nodo de carga, y luego hacer otros flujos de carga en los cuales se determine cual es el nivel de carga que debe entregar cada generador para obtener el nivel de tensión adecuado en la carga.

El procedimiento anterior se puede listar entonces de la siguiente manera:

1. Correr un flujo de carga al mismo nivel de tensión en todos los generadores para determinar el aporte de cada generador; con esto se establece que generador tendrá prioridad en la entrega de reactivos.
2. Establecer que nivel de tensión se desea obtener en el nodo de carga.
3. Correr flujos de carga en donde se aumente el nivel de tensión para cada generador de modo que se logre obtener el nivel de tensión esperado en el nodo de carga. Con esto se lograra establecer cual es la cantidad de energía activa y reactiva que cada generador deberá aportar de demás para obtener el nivel de tensión esperado en la carga.

4. Verificar para cada generador si esta en capacidad de entregar estas potencias adicionales.
5. Los generadores con prioridad en su entrega de reactivos, entregaran la energía que puedan entregar según sus límites, y según el nivel de prioridad, los otros generadores aportaran lo necesario hasta completar la entrega de energía requerida.

4.1.4 Aspectos técnicos que determinan los aspectos regulatorios

Según lo analizado en este trabajo, se presenta los siguientes puntos a tener en cuenta en la regulación para el establecimiento de una subasta de energía reactiva.

1. Los agentes que ofrezcan energía reactiva a través de elementos pasivos como condensadores, solo podrán ofrecer esta energía para su propio nodo, es decir el nodo del punto de conexión, ya que esta energía reactiva no compensa otros nodos (no se transporta).
2. Solamente los agentes generadores podrán ofrecer energía reactiva para dar soporte a otros nodos para los cuales tenga conexión directa.
3. El Operador del Sistema (CND) determinará cuales son los niveles de energía activa y reactiva máximos que debe suministrar cada generador. Estos generadores verificaran sus niveles máximos y determinaran cuanta de esta energía están dispuestos a ofrecer.
4. El Operador del Sistema (CND) determinara los pesos de las líneas (este concepto cambiara por el de sensibilidades mas adelante) y la cantidad de carga de energía que se necesita de cada generador para soporte de reactivos mediante la “Metodología para el calculo de Suministro de Reactivos” la cual consiste en hacer flujos de carga con niveles de tensión iguales en todos los generadores teniendo valores de generación nominal en cada uno de ellos para determinar los pesos de las líneas (sensibilidades) y luego de esto hacer flujos de carga aumentando el nivel de tensión en cada generador con el fin de determinar la cantidad de energía a producir para realizar la compensación deseada.

4.2 Cálculo de sensibilidades a través de la matriz J

El cálculo de 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 que equipos podrán lograr un mejor aporte en la entrega o absorción de reactivos a un determinado nodo.

La capacidad relativa que tiene un generador para participar en la regulación de voltaje para un nodo de carga depende de dos conceptos: la influencia de la potencia reactiva generada sobre el nivel de tensión y de la potencia reactiva disponible del generador [14]. La habilidad incremental de un generador para influir en un voltaje operando en condiciones específicas es definida por la matriz de Jacobiana.

La potencia reactiva, como la potencia activa, debe ser equilibrada en todo momento. La matriz Jacobina es el elemento que equilibra el sistema con la potencia activa asignándole esta tarea al generador slack; de esta manera, se omiten los valores en los renglones y columnas que corresponden a este nodo slack. Todos los demás generadores se asumen para estar en el modo de generación de PQ. Como para el balance de potencia reactiva, todas las fuentes de potencia reactiva, no solo la rama slack, comparte el ajuste final. Por esta razón la ecuación de potencia reactiva PV de los ramos (considérese los ramos como la línea que alimenta una carga) no son considerados en el flujo de potencias Jacobiano. Cuando se realiza el calculo de sensibilidades, la rama slack en la ecuación de potencia reactiva no es incluida, y la influencia de este ramo es omitido. Con el fin de abolir la singularidad de la matriz Jacobiana, la columna extra considerada viene del factor de participación de cada generador en la generación de potencia reactiva. Se debe construir la matriz Jacobiana según esas reglas.

La capacidad de un generador es la diferencia entre su máxima capacidad de generación de potencia reactiva y su salida actual de potencia reactiva, lo cual es:

$$Q^{marginal} = Q^{maxima} - Q^{actual} \quad \text{Ecuacion 5} \quad [15]$$

Se tiene en cuenta el margen disponible de cada generador y no el margen total ($Q^{maxima} - Q^{minima}$). Si el cálculo de sensibilidades son definidos basado en la entrega completa de la potencia reactiva disponible de cada generador, entonces los cambios de voltaje presentados debido a la inyección dada por un generador m es:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = (J^{-1} e_i^Q) Q_i^{marginal} \quad \text{Ecuacion 6}$$

Donde $Q_i^{marginal}$ es el la potencia reactiva marginal del generador m , y e_i^Q es un vector de solo ceros, excepto en la posición correspondiente a la inyección local en la posición i .

Después de evaluar ΔV_i para todos los participantes i en relación al generador m , la sensibilidad s se calcula utilizando la formula:

$$S_i = 100 \frac{\Delta V_i}{\sum_{k=1}^{n_g} \Delta V_i} \quad \text{Ecuación 7}$$

4.2.1 Ejemplo aplicativo – Sistema equilibrado

Para comprobar la teoría de cálculo de sensibilidades, tomamos inicialmente un circuito equilibrado en donde a los generadores se les pone a generar con los mismos valores de P y Q de generación. En este caso las tensiones en los generadores son de 1 en pu. Solamente se presentan dos líneas siendo estas iguales en cuanto a sus características.

Barra	Tipo	P	Q	V	θ
1	REF.	0.0503	0.0570	1,0	0,0
2	PQ	-0,1	-0,04	-	-
3	PV	0.0503	0.0570	1,0	-

Tabla 3. Datos nodos Sistema equilibrado

Línea	r	x	b ^{sh}
1-2	0,10	1,00	0,02
2-3	0,10	1,00	0,02

Tabla 4. Datos de líneas sistema equilibrado

Los resultados del flujo de carga son:

Barra	Tipo	Mag	Fase	P	Q	Qsh
1	3	1.0000	-0.00	0.0502	0.0030	0.0000
2	0	0.9832	-2.85	-0.1000	-0.0400	0.0000
3	2	1.0000	0.00	0.0503	0.0030	0.0000

Flujos de Potencia:

De	Para	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk	Ploss	Qloss
1	2	0.0502	0.0030	-0.0500	-0.0200	0.0003	-0.0170
2	3	-0.0500	-0.0200	0.0503	0.0030	0.0003	-0.0170

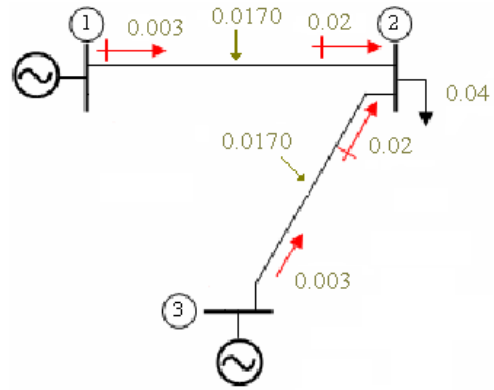


Figura 7. Circuito Sistema Equilibrado

Entonces se tiene un sistema equilibrado en donde los generadores entregan igual potencia activa y reactiva y la carga recibe iguales cantidades de potencia (P y Q) de ambas líneas. De igual modo, las líneas aportan igual cantidad de reactivos por ser iguales en sus características de impedancia.

Al estar en la misma tensión los dos generadores y al aportar la misma cantidad de reactivos, puede decirse entonces la sensibilidad de cada generador es igual. Esta sensibilidad se da debido a que las líneas presentan las mismas características físicas y los generadores son iguales.

En este caso se asume que los dos generadores tienen un Q máximo de 0.06 en p.u. de tal manera que para los dos generadores se tiene:

$$Q^{\text{marginal}} = Q^{\text{máxima}} - Q^{\text{actual}} = 0.06 - 0.0502 = 0.0098 \quad \text{Ecuación 8}$$

Al realizar los cálculos con la formula 6, se obtiene:

Calculo para el Generador en el . $\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0000 \\ 0.0490 \\ 0.0594 \\ 0.3920 \\ 0.2037 \\ 0.0000 \end{bmatrix}$. superiores del vector	Calculo para el Generador en el . $\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0000 \\ -0.0103 \\ -0.0594 \\ 0.0000 \\ 0.2037 \\ 0.3920 \end{bmatrix}$
--	----------------------------------	--

Los tres valores corresponden a los valores delta de los ángulos. Los restantes tres corresponden a los valores delta de las tensiones. Puede verse como para los dos casos se obtienen valores iguales para ambos generadores.

Utilizando la ecuación 5 tenemos: $S1 = 100 * \frac{0.2037}{0.2037 + 0.2037} = 50$

Es decir que ambos generadores están en la capacidad de producir los mismos efectos sobre la tensión en el nodo de carga al variar su generación de potencia reactiva.

En el caso en donde la potencia reactiva máxima generada sea diferente para ambos generadores, los resultados son muy diferentes, como se ilustra a continuación. En este caso para el generador en el nodo se tiene una potencia máxima reactiva de generación de 0.07 en p.u. de tal manera que para este generador se tiene:

$$Q^{marginal} = Q^{maxima} - Q^{actual} = 0.07 - 0.0502 = 0.0198$$

Para el generador en el nodo tres (3) se mantienen los mismos datos anteriores. Los resultados obtenidos utilizando la ecuación 6 son:

Calculo para el Generador en el . $\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0000 \\ 0.0990 \\ 0.1201 \\ 0.7920 \\ 0.4115 \\ 0.0000 \end{bmatrix}$. superiores del vector	Calculo para el Generador en el . $\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0000 \\ -0.0103 \\ -0.0594 \\ 0.0000 \\ 0.2037 \\ 0.3920 \end{bmatrix}$
--	----------------------------------	--

Utilizando la ecuación 5 tenemos:

$$S1 = 100 * \frac{0.4115}{0.4115 + 0.2037} = 66.89$$

$$S2 = 100 * \frac{0.2037}{0.4115 + 0.2037} = 33.11$$

Puede entonces decirse que al tener un generador mayor capacidad de producción de potencia reactiva, mayor influencia tiene sobre el nivel de tensión en el nodo de carga hacia el cual inyecta esta energía. Así mismo puede deducirse que no solo importa en la entrega de relativos la característica física de las líneas de conexión sino también la capacidad de producción de energía reactiva.

4.3 Calculo de sensibilidades método λ

Otro de los estudios realizados para calcular el coeficiente de sensibilidad se ve en el trabajo presentado en [16] en el cual se relaciona el cambio de voltaje en una barra i con el cambio de generación (o absorción) de potencia reactiva en el nodo j. De las simplificaciones de un flujo de potencia desacoplado se desprende la siguiente ecuación:

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_1}{|V_1|} \\ \frac{\Delta Q_1}{|V_2|} \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -B_{11} & -B_{12} & \dots \\ -B_{21} & -B_{22} & \dots \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta[V_1] \\ \Delta[V_2] \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} \quad \text{Ecuación 9}$$

En donde B es la matriz de susceptancia. Inviertiendo la matriz B podemos despejar el vector de variaciones de voltaje $[\Delta V]$ de la siguiente manera:

$$[\Delta[V]] = [X] \left[\frac{\Delta Q}{|V|} \right] \quad \text{Ecuación 10}$$

Por lo tanto un coeficiente que nos relaciona los cambios de voltaje con los cambios de generación de potencia reactiva viene dado por la siguiente relación:

$$\lambda = \frac{\Delta V_i}{\Delta Q_j} \quad \text{Ecuación 11}$$

En donde V_i es el voltaje de la barra i y Q_i es la potencia reactiva en el nodo j. Quiere decir este coeficiente, como afecta la energía reactiva generada en el nodo j, el voltaje en el nodo de carga i.

4.4 Ejemplo aplicativo del funcionamiento de una subasta de energía reactiva

En este caso se encuentra en el nodo de carga, una carga con un factor de carga Q el cual hace caer considerablemente el nivel de tensión en este nodo. Las dos líneas que conectan los generadores con la carga son de diferente configuración. Los datos se presentan a continuación:

Barra	Tipo	P nominal	Q nominal	V	θ	Generador
1	REF.	0.125	0.060	1,0	0,0	Guavio
2	PQ	-0,1	-0,120	-	-	
3	PV	0.062	0.030	1,0	-	Zipa3

Tabla 5. Datos de nodos ejemplo de subasta

Línea	r	x	b^{sh}
1-2	0,10	1,00	0,02
2-3	0,20	2,00	0,04

Tabla 6. Datos de líneas ejemplo de subasta

Generador	P nominal	Q nominal Adelanto	Q nominal Atraso	P máximo	Q máximo Adelanto	Q máximo Atraso
Guavio	0,125	0,065	-0.04	0.128	0,09	-0.045
Zipa3	0,062	0,03	-0.015	0.065	0,04	-0.018

Tabla 7. Datos de generadores ejemplo de subasta

4.4.1 Entrega de energía mandataria por parte de los generadores

La simulación realizada en este numeral, se realiza para observar los niveles de energía reactiva que los generadores deberían aportar al tener una carga con un valor de Q bajo, tal que permita tener un nivel esperado de tensión en este nodo. Estos valores se pueden tener como referencia para establecer niveles mandatarios de entrega de energía.

Los resultados del flujo de carga son:

Barra	Tipo	Mag	Fase	P	Q	Qsh
1	3	1.0000	-0.00	0.0409	0.0061	0.0000
2	0	0.9806	-2.30	-0.1000	-0.0430	0.0000
3	2	1.0000	4.65	0.0600	-0.0127	0.0000

Flujos de Potencia:

De	Para	P _{km}	Q _{km}	P _{mk}	Q _{mk}	P _{loss}	Q _{loss}
1	2	0.0409	0.0061	-0.0407	-0.0238	0.0002	-0.0177
2	3	-0.0593	-0.0192	0.0600	-0.0127	0.0007	-0.0319

Se tiene entonces un valor de Q en la carga adecuado para un valor de tensión en este nodo que en este caso es de 0.0430 en p.u., lo cual quiere decir que al aumentar este valor en la carga a 0.12, se necesitará 0.077 en p.u. de energía reactiva adicional la cual deberá ser tomada de la energía reactiva mandataria y si es el caso, de energía reactiva en exceso.

De este modo se establece los valores mandatorios para los generadores; sin embargo, estos valores dependen adicionalmente de la curva de capacidad de los dos generadores. Esto conlleva a que puedan los generadores determinar cuales valores pueden ofrecer como energía reactiva adicional, que es la que se puede ofrecer en la subasta con sus correspondientes valores. Para el caso en estudio se determinó lo siguiente:

Generador	Q Atraso mandatoria	Q Adelanto mandatoria	Q Atraso Máximo	Q Adelanto Máximo	Q Exceso Atraso	Q Exceso Adelanto
G1	-0.03	0,07	-0.035	0.09	-0.01	0.02
G2	- 0.018	0.04	-0.018	0.045	-0.0	0.005

Tabla 8. Características de generadores ejemplo de subasta

Los resultados del flujo de carga son:

Barra	Tipo	Mag	Fase	P	Q	Qsh
1	3	1.0000	-0.00	0.0398	0.0653	0.0000
2	0	0.9213	-2.01	-0.1000	-0.1200	0.0000
3	2	1.0000	5.27	0.0620	0.0169	0.0000

Flujos de Potencia:

De	Para	P _{km}	Q _{km}	P _{mk}	Q _{mk}	P _{loss}	Q _{loss}
1	2	0.0398	0.0653	-0.0390	-0.0766	0.0007	-0.0112
2	3	-0.0610	-0.0434	0.0620	0.0169	0.0010	-0.0266

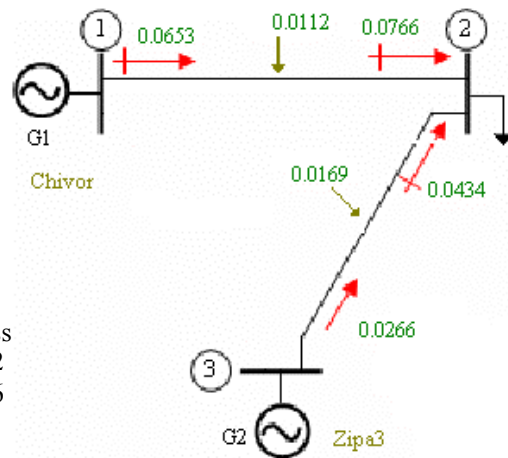


Figura 8. Caso de Estudio

En este caso, tenemos los siguientes factores de potencia para cada nodo:

Nodo	Factor de Potencia
1 – G1	0.52
2 – Carga	0.64
3- G2	0.96

Tabla 9. Resultados de FP ejemplo de subasta

A continuación se realizan los cinco (5) pasos descritos en el numeral 4.1.2 para establecer la entrega de energía reactiva a través de subasta.

a. Calculo de Sensibilidades

Para determinar cual de los dos generadores realiza un mejor aporte en la entrega de reactivos necesarios para la carga, se realiza un calculo de sensibilidad, en donde se realiza una variación en cada uno de los generadores por separado midiendo la variación de energía reactiva generada con respecto a la cantidad de voltaje compensado en el nodo de carga así;

$$\lambda_i = \frac{\Delta V_i}{\Delta Q_j}$$

En donde λ_i es el factor que relaciona la variación de voltaje ΔV_i en el nodo i , con respecto a la variación de energía reactiva (ΔQ_j) generada en el generador del nodo j

a.1 Flujos de Carga aumentado tensión en G1

En este caso se aumento el nivel de tensione en el generador uno (G1) para llegar al nivel de tensión esperado. Se aumento el nivel de tensión de 1.0 a 1.038. Los resultados son:

Los resultados del flujo de carga son:

Barra	Tipo	Mag	Fase	P	Q	Qsh
1	3	1.0780	-0.00	0.0418	0.0898	0.0000
2	0	0.9805	-1.71	-0.1000	-0.1200	0.0000
3	2	1.0000	5.23	0.0600	-0.0126	0.0000

Flujos de Potencia:

De	Para	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk	Ploss	Qloss
1	2	0.0418	0.0898	-0.0407	-0.1007	0.0010	-0.0109

2 3 -0.0593 -0.0193 0.0600 -0.0126 0.0007 -0.0319

Con respecto al flujo de carga del caso base, en este generador la potencia Q paso de 0.0653 a 0.0898 teniendo así un ΔQ de 0.0245. En el nodo de carga, el valor de tensión V pasó de 0.9213 a 0.9805 teniendo así un ΔV de 0.0592. De este modo, para el generador de G1, tenemos un $\lambda_i = 0.0592/0.0245 = 2.42$, lo cual quiere decir que para este ejercicio, para subir en 0.01 V en p.u, es necesario subir la generación de energía reactiva en G1 en 0.0041 de Q en p.u.

a.2 Flujos de Carga aumentando tensión en G2 – Zipa3

En este caso se aumento el nivel de tencione en el generador dos (Zipa3) para llegar al nivel de tensión esperado. Se aumento el nivel de tensión de 1.0 a 1.235. Los resultados son:

Los resultados del flujo de carga son:

Barra	Tipo	Mag	Fase	P	Q	Qsh
1	2	1.0000	-2.94	0.0409	0.0063	0.0000
2	0	0.9804	-5.23	-0.1000	-0.1200	0.0000
3	3	1.1540	-0.00	0.0612	0.0698	0.0000

Flujos de Potencia:

De	Para	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk	Ploss	Qloss
1	2	0.0409	0.0063	-0.0407	-0.0240	0.0002	-0.0177
2	3	-0.0593	-0.0960	0.0612	0.0698	0.0020	-0.0263

Con respecto al flujo de carga del caso base, en este generador la potencia Q paso de 0.0169 a 0.0698 teniendo así un ΔQ de 0.0529. En el nodo de carga, el valor de tensión V pasó de 0.9213 a 0.9804 teniendo así un ΔV de 0.0591. De este modo, para el generador G2, tenemos un $\lambda_i = 0.0591/0.0529 = 1.12$, lo cual quiere decir que para este ejercicio, para subir en 0.01 V en p.u, es necesario subir la generación de energía reactiva en G2 en 0.009 de Q en p.u. Por lo tanto, cualquier variación en la generación de energía reactiva del generador uno, siempre afectara mas al nodo de carga que cualquier variación en el generador dos.

b. Establecer el nivel de tensión adecuado

Se desea entonces tener el nivel de tensión a un nivel adecuado en el nodo de carga; en este caso se desea llevar el nivel de tensión del nodo de carga de 0.9213 a 0.98.

c. Flujos de Carga para cada generador

En este punto se verifica el funcionamiento de los generadores en la obtención de energía reactiva para tener el nivel de tensión esperado. Se corren dos flujos de carga por separado para cada generador en donde se sube el nivel de tensión. Este procedimiento ya se realizó en los puntos 1.1 y 1.2.

d. Verificación de capacidad de entrega

De acuerdo con los resultados anteriores, los generadores deben entregar las siguientes potencias para buscar el nivel de tensión adecuado en la carga

	P nominal	Q nominal	P necesaria	Q necesaria
G1	0.125	0.065	0.0418	0.0898
G2	0.06	0.03	0.0612	0.0698

Tabla 10. Capacidades de generación ejemplo subasta

Según las simulaciones se puede decir lo siguiente:

- Los dos generadores están en capacidad de aumentar sus niveles de tensión y entregar la energía reactiva necesaria para aumentar el nivel de tensión en el nodo de carga.
- Ninguno de los dos generadores debe aumentar su entrega de energía activa para lograr entregar los reactivos necesarios a la carga subiendo el nivel de tensión en esta. En este caso, al subir en cualquiera de los generadores la tensión, no se presentan problemas de restricción de un generador con respecto al otro. Los inconvenientes de este planteamiento se presentan cuando se rompen los límites de restricciones, como por ejemplo, en el caso de que el generador dos (G2) no este en capacidad de absorber todos los reactivos generados por el sistema en el caso de que el generador uno (G1) aumente su tensión.

e. Costos de Compensación

Para lograr comparar los costos de compensación a través de diferentes fuentes, como lo son generadores y bancos de condensadores, puede tomarse la metodología de comparar bajo un mismo esquema estos costos. Se define entonces cual es el precio de cada una de las opciones presentes para compensar en el nodo de carga el nivel de tensión.

$$PC_{ij} = \frac{P_j}{\lambda_{ij}} = P_j \frac{\Delta Q_j}{\Delta V_i} \text{ Ecuación 12}$$

e.1 Costos de Compensación mediante Banco de Condensadores

Una de las soluciones para compensar el nivel de tensión en el nodo de carga, consiste en instalar un banco de condensadores en este nodo. Como vemos en el siguiente flujo de carga, es necesario para el caso base, instalar un condensador con 0.0769 de Q en p.u. en el nodo de carga para tener un nivel de tensión de 0.98 que es el esperado.

Barra	Tipo	Mag	Fase	P	Q	Qsh
1	3	1.0000	-0.00	0.0390	0.0064	0.0000
2	0	0.9804	-2.18	-0.1000	-0.1200	0.0769
3	2	1.0000	5.00	0.0620	-0.0126	0.0000

Flujos de Potencia:

De	Para	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk	Ploss	Qloss
1	2	0.0390	0.0064	-0.0388	-0.0242	0.0002	-0.0178
2	3	-0.0612	-0.0189	0.0620	-0.0126	0.0008	-0.0314

Nodo	Factor de Potencia
1 – G1	0.98
2 – Carga	0.91
3- G2	0.98

Tabla 11. FP de ejemplo de subasta

Lo que se logra con este condensador es subir el factor de potencia (no solo en la carga sino en los nodos de generación ya que los generadores tienen que producir menos reactivos), y

es este uno de los métodos para calcular costos de compensación. Se determina cuanto cuesta subir el factor de potencia según el nivel de tensión a través de bancos de condensadores. En algunos trabajos [15] ya se ha realizado este cálculo, de donde se puede determinar el promedio del costo por aumentar el nivel del factor de potencia así:

Factor de Potencia	Compensación requerida (MVar)	Costo Anual compensación (M\$)
0.91	25	192.0
0.92	60	380.2
0.93	105	622.2
0.94	148	853.4

Tabla 12. Compensación y costos anuales para corrección del FP

Estudio realizado para un escenario de generación con las hidráulicas de Guavio, Chivor, Paraíso, Guaca y Betania despachadas al máximo.

Con base en la información presentada en la resolución CREG 082 de 2002, se determina que $\text{Costo/Kva.} = 10 \text{ USD/Kva.}$, que equivale aproximadamente al promedio de los costos unitarios de las unidades constructivas de Bancos de Condensadores; también de esta resolución se define que el costo de una bahía de compensación en 110 kV es de 300 millones de pesos.

Con estos cálculos, se puede establecer la capacidad requerida promedio para aumentar el factor de potencia y sus costos así:

Factor de Potencia ΔFP	Compensación requerida (MVar)	Costo Anual compensación (M\$)
0.01	37	57,8

Tabla 13. Capacidad requerida para aumento del FP

Compensación requerida para aumentar el FP en una centésima de parte y su costo equivalente. Se puede establecer entonces la siguiente relación:

Factor de Potencia	Compensación requerida por kVAr.	Compensación requerida por kVAr.
---------------------------	---	---

ΔFP		
0.01	Compensación requerida (MVar) / Costo Anual compensación (M\$)	$\frac{37 MVar}{57,8M\$} = 1562 / kVar.$

Tabla 14 Costo por kVar

e.2 Costos de Compensación mediante Generadores

El cálculo del costo de capacidad de potencia reactiva no es común [4], se puede desarrollar una propuesta basada en costos actuales de generación, asumiendo que el costo de los generadores actuales puede ser considerado como una referencia adecuada. Para este ejercicio se toman los datos de un hidrogenerador cuyos datos típicos se muestran a continuación:

Capacidad: 125 MVA según datos iniciales de G1.

Factor de Potencia ($\cos\theta$) = 0,95

Costo de Instalación = 138.000 Millones de pesos

Vida útil prevista = 30 años

Tasa de retorno anual estipulada = 10%

Teniéndose en cuenta que sería necesario un financiamiento para compensar la depreciación del generador, una renta anual (A) podría ser calculada de la siguiente manera:

$$A = I \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]; A = 138.000 \left[\frac{0.1(1+0.1)^{30}}{(1+0.1)^{30} - 1} \right]; A = \$ 14.638,9 \text{ Millones al año}$$

Ecuación 13

El costo anual (CA_{kVA}), por kVA es calculado por:

$$CA_{kVA} = A / kVA = \$14.638,9/125 MVA = 117.111,5 [\$-kVA/año] \text{ Ecuación 14}$$

Una conversión puede ser realizada para el costo unitario por kVar, basada en el factor de potencia que la planta maneje. Matemáticamente, la expresión basada en la relación triangular entre kVA, kW y kVar puede ser expresada así:

$$CA_{kVar.} = CA_{kVA} * \text{sen}(\cos^{-1}\theta) \text{ Ecuación 15}$$

donde:

CA_{kVAr} = costo anual de capital por kVAr.

CA_{kVA} = costo anual de capital por kVA.

$\text{Cos}\theta$ = factor de potencia de la unidad generadora.

Por lo tanto, para el ejemplo del ejercicio se tiene para G1:

$$CA_{kVAr} = 117.111,5 * \text{sen}(\cos^{-1}0.95) = \$ 36.568 \text{ [kVAr/año]}$$

Para el caso, en donde G1 compensa a la carga (numeral 1.1), este generador estaría trabajando con un FP igual a 0.42. Con este valor se tendría un $CA_{kVAr} = \$ 106.281,5$ [kVAr/año]

Para G2, pueden tomarse los mismos datos, pero este generador estaría trabajando a un FP de 0.65 (ver numeral 1.2), por lo tanto se tendría un $CA_{kVAr} = \$ 88.997,03$ [kVAr/año]

e.3 Comparación Costos de Compensación

De este modo tenemos, al tener todas las posibles fuentes de compensación al mismo nivel de referencia de precios (por kVAr anual costo unitario del equipo de compensación y costo unitario de generación), se puede entonces compararlas del siguiente modo:

Generador	λ_{ij}	\$/kVAr por año	PC _{ij} Compensación en el nodo de carga
Condensador	1	1.562	1.562
G1	2.42	106.281,5	43.917,98
G2	1.12	88.997,03	79.461,63

Tabla 15. Comparación costos de compensación

Como algunos estudios lo confirman, el costo de la compensación a través de bancos de condensadores resulta siempre más económico. Sin embargo, puede comprobarse, que aunque resulta más costosa la generación de reactivos en el generador G1, es mayor el beneficio sobre el nodo de carga que al generar estos reactivos en G2.

5 Aplicación Del Sensibilidades Sobre El Sistema Nacional De Transmisión STN

Para poner en práctica el funcionamiento de la subasta mostrado en el capítulo anterior, se toma como ejemplo el STN¹ colombiano, para el cual se tomaron las siguientes áreas de operación:

Región	FP demanda Media
Antioquia	0,93
Atlántico	0,91
Bogota	0,94
Bolívar	0,86
CQR	0,90
Cauca-Nariño	0,94
Cerromatoso	0,96
Cordoba-Sucre	0,92
GCM	0,89
Huila-Caquetá	0,87
Meta	0,76
Nordeste	0,89
Tolima	0,85
Valle	0,93

Tabla 16. Regiones del STN y su FP

5.1 Calculo de sensibilidades sobre el STN

Para estas áreas, se realizó el cálculo de sensibilidades a partir del procedimiento presentado en el ítem 4.3. Se realizaron modificaciones en la generación de energía en los nodos de generación y se verificó la modificación que se presentó en el voltaje sobre los nodos de carga. Para cada región se calcularon factores de sensibilidad promedio y los resultados se muestran en la siguiente tabla:

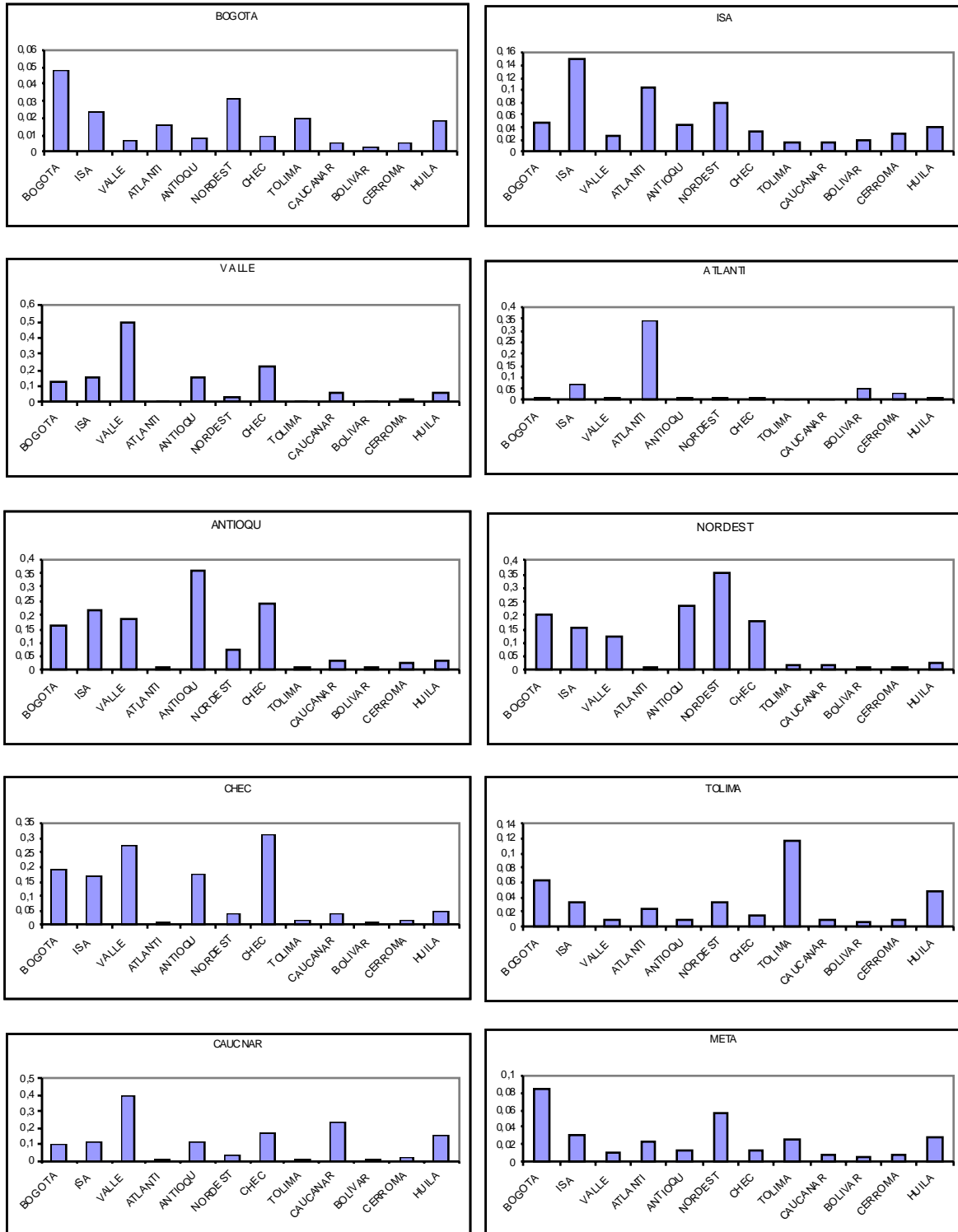
¹ Base de Datos suministrada por Codensa. Escenario de Máxima Demanda Invierno. Plan de Expansión 2003 - 2007

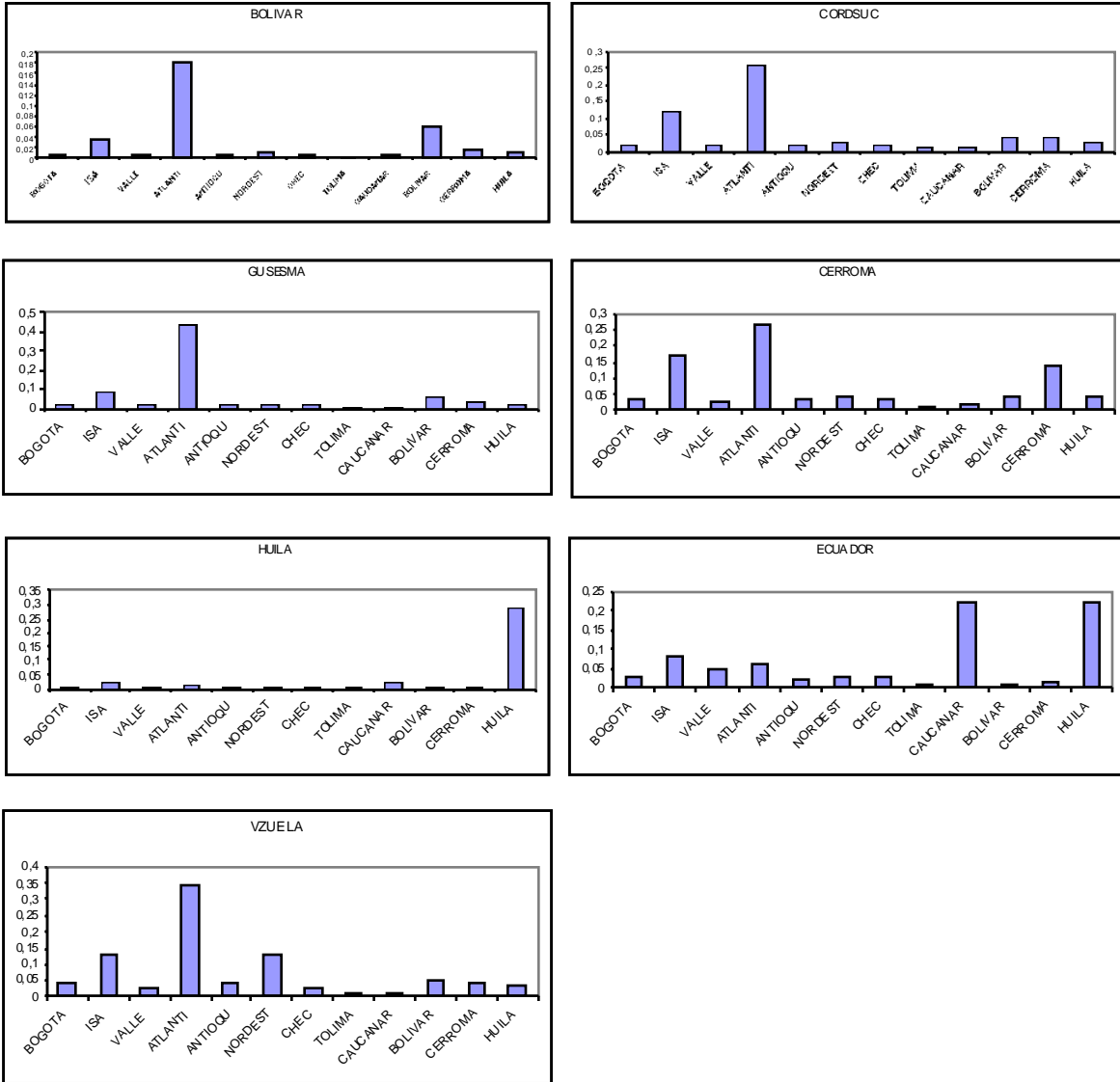
NOMBRE	BOGOTA	ISA	VALLE	ATLANTI	ANTIOQU	NORDEST	CHEC	TOLIMA	CAUCANAR	BOLIVAR	CERROMA	HUILA
BOGOTA	0,04775983	0,02403664	0,00709637	0,01660147	0,00845631	0,03144546	0,00996622	0,01958959	0,00497181	0,0033713	0,00586229	0,01817929
ISA	0,04528139	0,14849869	0,02604467	0,10552897	0,04351344	0,07944196	0,03281205	0,01646465	0,01642033	0,01707792	0,02766234	0,03872054
VALLE	0,12987654	0,15678718	0,49909317	0,00923531	0,15702595	0,03670833	0,22915123	0,0138322	0,06761905	0,01320346	0,02080499	0,06624045
ATLANTI	0,01387202	0,0706049	0,01187045	0,3406981	0,01314735	0,01680525	0,0128869	0,00513889	0,0075411	0,05446429	0,028125	0,01643519
ANTIOQU	0,15762963	0,21744239	0,18268101	0,01025327	0,35985656	0,07233333	0,23608796	0,01587302	0,03133333	0,01454545	0,02322751	0,03518519
NORDEST	0,19892256	0,15427469	0,1213914	0,0070788	0,2362349	0,35636364	0,17877841	0,01796537	0,02090909	0,01115702	0,01601732	0,0266835
CHEC	0,18962963	0,16550926	0,27632422	0,00898198	0,17461806	0,04475	0,31	0,02040816	0,04142857	0,01168831	0,02029478	0,04567901
TOLIMA	0,06210516	0,03419542	0,0102897	0,02401681	0,01117063	0,03506696	0,01404514	0,11666667	0,00892007	0,005	0,00785714	0,04737654
CAUCNAR	0,1037037	0,11695988	0,39686717	0,0064486	0,11782376	0,02858333	0,1741358	0,01111111	0,235	0,00909091	0,01507937	0,15205761
META	0,0827381	0,03181119	0,01065536	0,02225877	0,01288693	0,05694196	0,01481647	0,02555556	0,0077381	0,00571429	0,00928571	0,02777778
BOLIVAR	0,0069873	0,03684755	0,00621042	0,1802076	0,00692553	0,00876786	0,0067004	0,00266667	0,00394785	0,058	0,01457143	0,00864198
CORDSUC	0,0248545	0,1208547	0,02066692	0,26015107	0,02256458	0,02796875	0,02277447	0,00888889	0,01260393	0,04	0,04785714	0,02777778
GUSESMA	0,01887302	0,09264384	0,0158818	0,44192251	0,01747069	0,021476	0,01745784	0,00680556	0,00973073	0,068125	0,036875	0,02152778
CERROMA	0,03580794	0,16892121	0,02898317	0,26774854	0,03181222	0,0389375	0,0319623	0,01288889	0,01788662	0,04157143	0,14114286	0,03888889
HUILA	0,00679365	0,01897824	0,00971776	0,01429825	0,00475303	0,00841518	0,00636905	0,00555556	0,02344671	0,00214286	0,00357143	0,29135802
ECUADOR	0,02947619	0,08202642	0,04679175	0,06387427	0,01934544	0,02680804	0,02889881	0,01111111	0,22380952	0,01	0,01642857	0,21666667
VZUELA	0,04725397	0,13157459	0,02411176	0,34781433	0,03765963	0,13111607	0,0293998	0,01555556	0,01519841	0,05464286	0,03785714	0,03580247

Tabla 17. Calculo de sensibilidades en el STN Colombiano

La tabla anterior muestra la matriz de sensibilidades para las 17 regiones presentadas. Estos cálculos permiten verificar la influencia entre regiones en relación con la entrega de energía reactiva las cuales se muestran en los siguientes gráficos:

Figura 9. Sensibilidades del STN por regiones





5.2 Caso de aplicación sobre el STN

Se tomaron en cuenta tres de las regiones con menor valor de factor de potencia (FP) para el análisis según la tabla 16. Se toman las regiones de Huila, Meta y Tolima para las cuales se realizara el análisis de sensibilidades y sus posibles opciones de compensación según costos y sensibilidades.

Para calcular los costos de producción de energía reactiva en el caso colombiano, se tomo el procedimiento mostrado en el ítem 4.1.3 y los datos de inversión para las plantas de producción según el siguiente cuadro:

Tipo de Planta	Inversión (M\$)/MW²
Hidroeléctricos	\$ 2.832
Termoeléctricos	\$ 1.384

Tabla 18. Costos promedio de inversión en proyectos de generación [15]

Datos calculados a partir de los costos promedios de inversión en proyectos de generación hídricos y termoeléctricos. Para realizar el análisis por áreas, se realizo el calculo de producción de energía eléctrica a partir de los costos de inversión por regiones como el promedio de los costos de producción de cada una de las plantas presentadas en las doce (12) de las diecisiete (17) regiones presentadas anteriormente en donde existen plantas de generación. El resultado se presenta en el siguiente cuadro:

Área	Inversión \$/kVAr.
BOGOTA	\$ 84.740
ISA	\$ 46.555
VALLE	\$ 91.144
ATLANTI	\$ 33.238
ANTIOQU	\$ 86.974
NORDEST	\$ 57.417
CHEC	\$ 129.497
TOLIMA	\$ 139.524
CAUCANAR	\$ 96.807
BOLIVAR	\$ 43.025

Tabla 19. Costos promedio de generación por área de operación

De esta forma, se puede realizar la comparación económica que presenta cada una de las regiones con respecto al área que requiere la compensación de reactivos así:

Compensación en la región de Huila

² Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión. UPME. 2004-2018. Diciembre 2004

Esta área presenta un factor de potencia de 0.87, por lo tanto si se desea aumentar este FP a 0.9 es necesario realizar la siguiente inversión en equipo de compensación así:

Aumento en FP	0.03
MVAr necesarios	111
Costo Anual por kVAr. (\$)	1.562
Costo Anual de compensación (M\$)	173

Tabla 20. Compensación en área de Huila

Comparando la región de Huila con las demás, tenemos:

NOMBRE	λ	PreQ/FP	PQ-NORDESTE/kvar
BOGOTA	0,68	\$ 84.740	\$ 124.734
ISA	1,90	\$ 46.555	\$ 24.531
VALLE	0,97	\$ 91.144	\$ 93.791
ATLANTI	1,43	\$ 33.238	\$ 23.246
ANTIOQU	0,48	\$ 86.974	\$ 182.987
NORDEST	0,84	\$ 57.417	\$ 68.231
CHEC	0,64	\$ 129.497	\$ 203.322
TOLIMA	0,56	\$ 139.524	\$ 251.143
CAUCANAR	2,34	\$ 96.807	\$ 41.288
BOLIVAR	0,21	\$ 43.025	\$ 200.783
CERROMA	0,36	\$ 92.117	\$ 257.926
HUILA	29,14	\$ 65.431	\$ 2.246

Tabla 21. Comparación de costos por área para Huila

Compensación en la región de Tolima

Esta área presenta un factor de potencia de 0.85, por lo tanto si se desea aumentar este FP a 0.9 es necesario realizar la siguiente inversión en equipo de compensación así:

Aumento en FP	0.05
MVAr necesarios	185
Costo Anual por kVAr. (\$)	1.562
Costo Anual de compensación (M\$)	289

Tabla 22. Compensación en área de Tolima

Comparando la región de Tolima con las demás, tenemos:

NOMBRE	λ	PreQ/FP	PQ-NORDESTE/kvar
BOGOTA	6,21	\$ 84.740	\$ 13.645
ISA	3,42	\$ 46.555	\$ 13.614
VALLE	1,03	\$ 91.144	\$ 88.578
ATLANTI	2,40	\$ 33.238	\$ 13.840
ANTIOQU	1,12	\$ 86.974	\$ 77.860
NORDEST	3,51	\$ 57.417	\$ 16.374
CHEC	1,40	\$ 129.497	\$ 92.200
TOLIMA	11,67	\$ 139.524	\$ 11.959
CAUCANAR	0,89	\$ 96.807	\$ 108.527
BOLIVAR	0,50	\$ 43.025	\$ 86.050
CERROMA	0,79	\$ 92.117	\$ 117.239
HUILA	4,74	\$ 65.431	\$ 13.811

Tabla 23. Comparación de costos por área para Tolima

Compensación en la región de Meta

Esta área presenta un factor de potencia de 0.76, por lo tanto si se desea aumentar este FP a 0.9 es necesario realizar la siguiente inversión en equipo de compensación así:

Aumento en FP	0.14
MVAr necesarios	518
Costo Anual por kVAr. (\$)	1.562
Costo Anual de compensación (M\$)	809.2

Tabla 24. Compensación en área de Meta

Comparando la región de Meta con las demás, tenemos:

NOMBRE	λ	PreQ/FP	PQ-NORDESTE/kvar
BOGOTA	8,27	\$ 84.740	\$ 10.242
ISA	3,18	\$ 46.555	\$ 14.635
VALLE	1,07	\$ 91.144	\$ 85.538
ATLANTI	2,23	\$ 33.238	\$ 14.933
ANTIOQU	1,29	\$ 86.974	\$ 67.490
NORDEST	5,69	\$ 57.417	\$ 10.083
CHEC	1,48	\$ 129.497	\$ 87.400
TOLIMA	2,56	\$ 139.524	\$ 54.596
CAUCANAR	0,77	\$ 96.807	\$ 125.104

BOLIVAR	0,57	\$ 43.025	\$ 75.293
CERROMA	0,93	\$ 92.117	\$ 99.202
HUILA	2,78	\$ 65.431	\$ 23.555

Tabla 25. Comparación de costos por área para Tolima

De este análisis se concluye:

Se comprueba una vez más la ventaja económica en realizar la compensación a través de bancos de condensadores. En muchos casos, los costos de compensación con equipos estáticos resulta estar entre un dos y uno por ciento de los costos a través de la producción de energía reactiva en los generadores.

El costo de producir energía reactiva en las plantas de generación, resulta ser mas económica en los generadores que se encuentran ubicados en la misma región en donde se pretende realizar la compensación. Esto comprueba una vez mas, las ventajas de realizar la compensación a nivel local.

El mayor beneficio para compensar un nodo de carga a través de energía generada en plantas de generación, se encuentra cuando la planta presenta un precio de producción bajo y su influencia sobre el nodo de carga es alto. En algunos casos (Tolima), el costo de generación es alto, pero su influencia sobre el nodo es alto convirtiendo esta opción en la más indicada.

5.3 Poder de Mercado sobre el STN Colombiano

El concepto de poder de mercado se relaciona estrechamente con el significado de monopolio, en el sentido que 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 económica. 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:

$$HHI = \sum_{i=1}^n S_i^2 \quad \text{Ecuación 16}$$

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. 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 (16), para calcular el índice de concentración de mercado de potencia reactiva, se obtiene de la ecuación (7) vista en el capítulo 4.2 en donde se realiza el cálculo de sensibilidades.

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 sí es significativo, para estudios de prácticas anticompetitivas.

5.3.1 Calculo del HHI sobre el STN Colombiano

Con el fin de verificar el poder de mercado que existe sobre el STN colombiano referido a la energía reactiva producida a través de plantas de generación, se calculo el índice HHI para cada una de las 17 regiones presentadas al inicio del capítulo cinco (5). Estos cálculos se realizaron utilizando las ecuaciones 7 y 16 a partir de los resultados mostrados en la tabla 17 del numeral 5.1. Los resultados se muestran a continuación:

NOMBRE	HHI
BOGOTA	1313
ISA	1353
VALLE	1934
ATLANTI	3604
ANTIOQU	1627
NORDEST	1628
CHEC	1593
TOLIMA	1641
CAUCNAR	1637
META	1442
BOLIVAR	3258
CORDSUC	2219
GUSESMA	3590
CERROMA	1766
HUILA	5522
ECUADOR	1886
VZUELA	2023

Tabla 26. Calculo del HHI para el STN Colombiano

De acuerdo a estos resultados, se puede observar que solo para nueva (9) de las áreas existe ausencia de poder de mercado, que es en donde se puede establecer realmente un sistema de mercado de reactivos. Para las otras ocho (8) áreas, existe un leve o fuerte poder de mercado que impediría la implementación de un sistema de mercado. Para el área de Huila existe el índice HHI mas alto, lo cual concuerda con el cálculo de sensibilidades realizado en el numeral 5.1 y presentado en la tabla 17 en donde se comprueba que para este nodo ninguna de las demás áreas tiene una influencia considerable en cuanto a suministro de energía de reactivos. Este análisis comprueba que no para todas las áreas del STN colombiano actualmente es adecuado realizar un sistema de mercado por subasta para el suministro de energía reactiva.

6 CONCLUSIONES

- El soporte de potencia reactiva local ha demostrado grandes bondades económica y operativamente, sin embargo es recomendable evaluar sus dificultades para optimizar aplicaciones como la presentada en este trabajo.
- De existir un mercado *spot* de energía reactiva, los precios resultantes pueden servir como indicadores en tareas de planeamiento de expansión y soporte general del sistema interconectado (energía reactiva). De la misma manera puede ofrecer incentivos a los agentes para la libre competencia que deberá reflejarse en menores costos.
- Aplicaciones basada en métodos heurísticos y de inteligencia artificial los cuales deben basarse en la experiencia y conocimiento del problema puede soportar positivamente aplicaciones como la presentada haciéndola más flexible a comportamientos dinámicos inherentes a este tipo de problemas.
- Si existiera un mercado de reactivos, el valor actual del mercado se puede tomar como valor de referencia en el incumplimiento de restricciones. Además, de las penalizaciones que se requieran y que deberán ser establecidas por la CREG.
- 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.

- Las metodologías basadas en cálculos de sensibilidades relativas permiten obtener una adecuada relación entre nodos de carga y nodos de generación, así como la relación de entrega de energía reactiva entre áreas lo que permite tener un procedimiento para selección adecuada de ofertas de suministro de energía reactiva.
- El calculo del HHI comprueba que no para todas las áreas del STN colombiano actualmente es adecuado realizar un sistema de mercado por subasta para el suministro de energía reactiva. No en todas las áreas operativas del STN se existe la cantidad suficiente de participantes para la realización de un mercado de reactivos.
- La implementación de un sistema de mercado para suministro de energía reactiva resulta benéfico para la selección mas económica en la producción de esta energía, pero resulta altamente complejo su funcionamiento ya que se necesita de varios factores que deben actuar en tiempo real, como la medición de parámetros eléctricos que determinan la entrega de energía por parte de los agentes que participan en el mercado. Estos parámetros también determinan los límites y restricciones del sistema con los cuales se asegura el funcionamiento del sistema eléctrico.

7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] **BHATTACHARYA, Kandar and ZHONG, Jin.** “Reactive Power as an Ancillary Service”. En: *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 16, No. 2, May 2001, pp. 294-300.
- [2] **ORJUELA Vélez, Jaime.** “Identificación de Señales para la Definición de un Marco Regulatorio en el Establecimiento de un Mercado de Reactivos”. *Universidad de la Salle*. Abril 2002.
- [3] **NIÑO Hernández, Edwin E.** “Agentes comercializadores de energía eléctrica en modelos reestructurados: algunas comparaciones entre Brasil y Colombia”. *Congreso Internacional de Ingenierías Eléctrica y Electrónica*. Bogotá. 2002.
- [4] **BASTELLI, Carlos R. e MOURA, Milton F.** “Serviços Ancilares: Caracterização, regulação e tarifação”. *Política Energética, Planejamento e Regulação (PE-162)*. UNICAMP. Campinas 2002.
- [5] **CHAPE, Angélica y LEAL, John.** “Estudio de alternativas para el manejo de potencia reactiva en el mercado eléctrico colombiano”. *Universidad Nacional de Colombia*. Bogota 2002.
- [6] **THE BRATTLE GROUP.** “Propuesta para el manejo de potencia reactiva en Colombia”. *CREG*. Octubre 2001.
- [7] **LEFEBVRE, D. Fragnier and J. BOUSSION.** “Advantages of coordinated secondary voltage control in a deregulated environment. *CIGRÉ*. Session 2000, pp. 39-208.
- [8] **PAPALEXOPOULOS, Alex y HAO, Shangyou.** “Reactive Power Pricing and Management”. En : *IEEE Transactions on Power Systems*. San Francisco, Vol. 12, No. 1 Feb. 1997. pp. 96.
- [9] **BAUGHMAN, Martin and SIDDIQUI, Shams.** “Real-Time Pricing of Reactive Power: Theory and Case Study Results”. En: *IEEE Transactions on Power Systems*. Austin, Vol.6, No. 1, Feb. 1991.

- [10] **ARCOS, Hugo y DOÑA Víctor.** “Metodología para la determinación de precios de la potencia reactiva”. Instituto de Energía Eléctrica Universidad Nacional de San Juan, Argentina.
- [11] **THE BRATTLE GROUP, BETANCUR, Luis I.** “Potencia Reactiva: Aspectos Legales”. *Primer Informe CREG*. Junio 2001.
- [12] **RAMÍREZ, Jorge; MARÍN, Giovanni; ORTIZ, Ramón y RUIZ Héctor.** “Metodología para el cálculo de los requerimientos de la potencia reactiva”. *Mundo Eléctrico*, Vol. 17, No. 50, pp. 46-49.
- [13] **ARBOLEDA, María N. y FRANCO, Pablo.** “Gestión de la potencia reactiva y su reglamentación en Colombia”. Universidad Pontificia Bolivariana, 2004.
- [14] **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
- [15] **Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión.** UPME. 2004-2018. Diciembre 2004.
- [16] **Jiménez Rodrigo.** “Metodología de Optimización Simultanea de Energía y Servicios Complementarios para El Despacho Económico”. Universidad Católica de Chile. 2003.
- [17] **Tovar Jose, Tequitlalpa Gustavo,** “ Poder de Mercado en Energia Reactiva”, *Revista de Energia y Computación*, Universidad del Valle, Numero 20.

ANEXO A: PÉRDIDAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Es necesario el contar con una ecuación de pérdidas planteada en función de las potencias reactivas inyectadas en cada barra, así como en el resto de variables del sistema.

Dicha función es expresada de la siguiente manera [5]:

$$P_L = \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^n \frac{R_{ik}}{|V_i||V_k|} [P_i P_k + Q_i Q_k] \cos(\phi_i - \phi_k) - 2 \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^n \frac{R_{ik}}{|V_i||V_k|} P_i Q_k \sin(\phi_i - \phi_k)$$

Donde:

R_{ik} = Resistencia de barra

V_i = Tensión de barra

P_i = Potencia activa neta inyectada en la barra i

Q_i = Potencia reactiva neta inyectada en la barra i

ϕ_i = Angulo de la tensión de la barra i

n = número total de barras del sistema

ANEXO B: Propuesta presentada por The Brattle Group para el manejo de potencia reactiva en Colombia

La firma de consultoría The Brattle Group presentó en octubre de 2001 a la CREG, una propuesta sobre el procedimiento que debería seguirse en este tema. En este apartado son presentados los aspectos más importantes desde el punto de vista del autor sobre esta propuesta.

La propuesta evidencia que el problema de manejo de potencia reactiva (planificación y operación) debe analizarse con una perspectiva global, involucrando todas las partes del sistema en esquemas de desverticalización como es el caso de Colombia.

Se resalta la definición de responsabilidades de todos los agentes de la industria, es decir generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores bajo una política de regulación en el manejo de potencia reactiva y soporte de tensión del sistema eléctrico en análisis, en donde todos estos agentes deben compartir responsabilidades para mantener la integridad de éste.

Para definir y asignar responsabilidades la propuesta identifica en primer lugar los requisitos de los generadores, clasificados en técnicos, de capacidad de potencia reactiva, de pago al Administrador del Sistema por incumplimiento y despacho reactivo. Algunos de estos requisitos se muestran a continuación:

Cada generador debe tener disponible para despacho por el Administrador del Sistema, una Capacidad de Potencia Reactiva Mandatoria (medida en MVar), en todo momento cuando la unidad esté operando, evitando en modo de condensador sincrónico bajo el Requisito Mandatorio. Esta potencia no será remunerada económicamente, aunque si un generador tiene capacidad de potencia reactiva en exceso de su Requisito Mandatorio, puede ofrecer esta capacidad como Capacidad de Potencia Reactiva Suplementaria y/o Sustituta.

Potencia Reactiva Sustituta es aquella que puede ser obtenida (con la aprobación del Administrador del Sistema) de una fuente reactiva alternativa cuando la unidad generadora que es incapaz de generarla.

El Despacho Reactivo Excepcional ocurre cuando las condiciones del sistema requieren un soporte de potencia reactiva más allá de las obligaciones Mandatorias y Suplementarias de los generadores, inclusive, en las circunstancias en las que sea necesario disminuir la generación de potencia activa de la unidad, operar como condensador sincrónico, u operar fuera del orden de mérito.

Por concepto de suministro de capacidad reactiva y potencia reactiva dentro del Requisito Mandatario no recibirán ninguna compensación financiera, ya que este suministro es un requisito de interconexión.

El valor de la compensación por capacidad de Potencia Reactiva Suplementaria estará definido por un contrato Suplementario que llevará en cuenta todos los costos de oportunidad del generador que ofreció esta potencia.

La compensación por soporte de reactiva Excepcional en exceso de sus obligaciones Mandatoria, Suplementaria y Sustituta, dependerá de algunas circunstancias como:

- Cuando se haga necesario alguna reducción de potencia activa para suministrar potencia reactiva más allá de las obligaciones Mandatoria, Suplementaria y Sustituta del generador. En este caso, será compensada con el 50% de la diferencia entre el precio prevaleciente de energía y el valor de la oferta de la potencia reducida. Resolución 34 de 2001.
- Cuando un generador sea despachado en modo de condensador sincrónico para proporcionar apoyo de Reactiva Excepcional. En este caso se le pagarán sus costos verificables (sólo los costos requeridos para este soporte adicional).

Cuando un generador no entregue la potencia reactiva hasta sus obligaciones totales Mandatoria, Suplementaria y Sustituta cuando sea llamado por el Administrador del Sistema, pagará un cargo para compensar al sistema, para adquirir la reactiva necesaria de una fuente alternativa.

Algunos de los puntos mas relevantes de la propuesta que competen a distribuidores, comercializadores y usuarios finales son:

Las empresas de distribución de energía eléctrica deben mantener un factor de potencia mandatorio de al menos 0.9 en atraso medido cada hora, basado en la energía activa y reactiva, en la frontera con el sistema de transmisión y con unidades generadoras que interconectan directamente con el sistema de la distribución.

Es obligación de la empresa de distribución mantener el factor de potencia Mandatorio, modificado por cualquier obligación adicional bajo un contrato Suplementario. En cualquier hora en que el factor de potencia horario promedio de una compañía de distribución esté por debajo de su Requisito de Factor de Potencia obligatorio se contará como una violación, las cuales serán contabilizadas con base.

Un Distribuidor o un comercializador pueden participar en la subasta de Potencia Reactiva Suplementaria mediante la oferta de su disponibilidad de mantener el factor de potencia mayor que el Factor de Potencia Mandatario (0.9 en atraso). Para propósitos de la subasta, esta mejora del factor de potencia debe convertirse en Mvar equivalentes.

Si la oferta de un distribuidor es seleccionada en la subasta, el distribuidor puede incluir en los costos de servicio de distribución, para ser recuperados mediante el cargo de distribución, el costo de incrementar su factor de potencia por encima de 0.9 en atraso. El pago será recuperado mediante el costo regulado de distribución. Si la oferta de un comercializador es seleccionada en la subasta este recoge el pago por mantener un factor de potencia mayor que el Mandatorio. El comercializador puede compartir tal

pago con sus usuarios como un incentivo para que estos realicen compensaciones mayores del Factor de Potencia Mandatorio..

Las empresas de transmisión parten del hecho en el cual todos los generadores y distribuidores cumplen con el Factor de Potencia Mandatorio (sin considerar la Potencia Reactiva Suplementaria) con sus requisitos mínimos para el soporte de reactivos en condiciones normales de operación del sistema. Así, las empresas de transmisión deben asegurar que el sistema puede mantener voltajes dentro de ± 10 por ciento de voltaje nominal en todas las barras y bajo estas condiciones.

Por otro lado la empresa de transmisión que tenga la disponibilidad para suplir reactivos en exceso de los niveles fijados por UPME puede ofrecer esta capacidad como Potencia Reactiva Suplementaria, la cual será respaldada por el equipo instalado para ese propósito y entrará en los precios de subasta, utilizando los recursos más efectivos de menor costo para proporcionar el apoyo reactivo necesario.

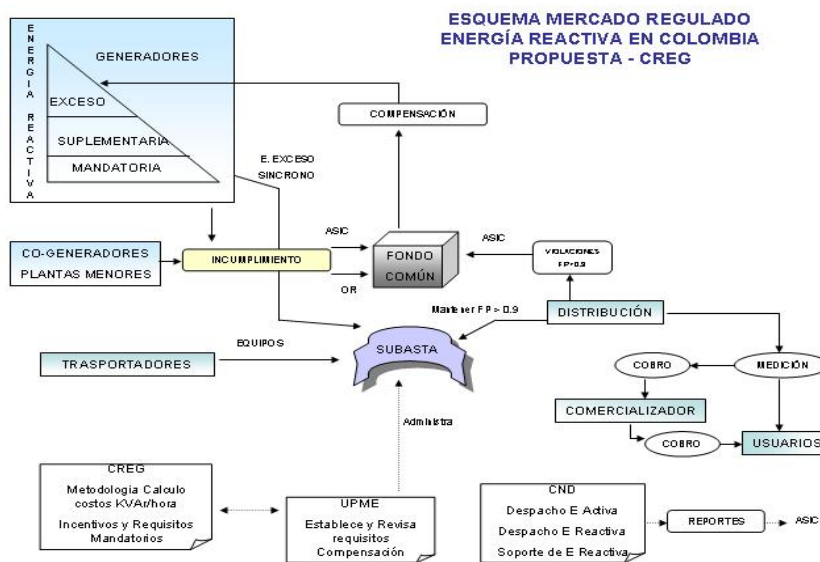
La Potencia Reactiva Suplementaria es utilizada para cubrir las necesidades de capacidad reactiva adicionales creadas por contingencias, por tal razón, se propone un mecanismo de mercado mediante una subasta, buscando mejorar la eficacia global del manejo de la potencia reactiva.

La subasta de Potencia Reactiva Suplementaria será realizada anualmente. La propuesta de The Brattle Group sugiere que la UPME sea la entidad que tiene la mejor posición para administrar la subasta y los contratos cuya duración será de un año de los generadores, empresas de transmisión y distribución. Para la subasta, la UPME anunciará antes de cada subasta la cantidad de Potencia Reactiva Suplementaria que se requiere en cada región y los generadores, transportadores, distribuidores y comercializadores, pueden participar en la subasta, así:

- Los generadores pueden ofrecer potencia reactiva en exceso de su Capacidad Reactiva Mandatoria. Generadores que pueden operar como condensador sincrónico pueden ofrecer esta capacidad en el mercado de Potencia Reactiva Suplementaria.

- Los distribuidores y comercializadores pueden ofrecer mantener el factor de potencia por encima del factor de potencia Mandatorio.
- Los transportadores pueden ofrecer el suministro de soporte reactivo por las cantidades que excedan el requisito Mandatorio.

El esquema del funcionamiento de la subasta se ilustra de manera general en la siguiente figura:



Esquema manejo de subasta propuesto por The Brattle Group

Los suministradores recibirán el pago establecido en el contrato, despachados o no por Administrador del Sistema para inyectar o absorber potencia reactiva durante el periodo del contrato. Un generador que proporciona Potencia Reactiva Suplementaria no recibirá pagos por pérdida de costo de oportunidad que experimente al proporcionar la mencionada Potencia Reactiva Suplementaria.

El ASIC le pagará al generador que proporciona la Potencia Reactiva Suplementaria y le cobrará estos costos a los comercializadores como un cargo adicional. Cuando una empresa de transmisión o un distribuidor es seleccionado por la UPME para proporcionar Potencia Reactiva Suplementaria, los cargos se agregarán a los costos de

suministro de potencia reactiva. Los costos se cargarán contra los pagos de los varios agentes, incluso transmisores, distribuidores, comercializadores (usuario final) y generadores. Se usarán los pagos recibidos de los agentes para pagar por el costo de Potencia Reactiva Suplementaria. Cualquier ingreso que supere los costos devolverá a los usuarios. Cuando un comercializadores (en nombre de sus usuarios) proporciona Potencia Reactiva Suplementaria, será pagado por el ASIC. El comercializador le pasará el valor a sus usuarios.

ANEXO C: Metodologías para el cálculo de costos de energía reactiva

Si bien existen numerosos trabajos relacionados con el desarrollo de diversas metodologías para la asignación e identificación de los costos de generación de potencia reactiva, y aunque es comúnmente reconocido que los costos operativos de producción de esta potencia son considerablemente menores a los costos de producción de potencia activa (siguiendo el precio nodal de potencia reactiva) la experiencia muestra que estos costos son menores al 1% del precio de potencia activa [8].

La potencia y energía reactiva son parte inherente de los sistemas de potencia y por ende de los mercados de electricidad, sin embargo, el interés por su valoración y caracterización económica no ha sido paralela al de la potencia y energía activa, entre otras razones, por la dificultad de los economistas para entender el concepto.

Dos aspectos fueron principalmente los que impulsaron y facilitaron el estudio por la valoración de la potencia y energía reactiva, el primero, la reestructuración global de la industria eléctrica y segundo, el mejoramiento y perfeccionamiento de las metodologías y técnicas computacionales de los flujos óptimos de potencia (OPF's), ambos a finales de los 80's y principios de los 90's.

De esta forma, durante la década de los 90's diferentes instituciones y organizaciones (IEEE, CIRCE y EPRI) promovieron y divulgaron diferentes trabajos tendientes a estudiar los aspectos técnicos y económicos de la potencia reactiva, especialmente enmarcada dentro de los nuevos mercados competitivos de electricidad y servicios complementarios.

Dos trabajos, ambos publicados por el IEEE, han sido pilares y referencia de los diferentes estudios realizados hasta la fecha, sobre los aspectos de la potencia y energía reactiva.

El primero fue realizado por Baughman y Siddiqi en 1991 [9], el cual puede denominarse como el primer trabajo que presenta una metodología de análisis del precio en tiempo real de la potencia reactiva y un estudio comparativo de casos con las políticas habituales de sanción de las exigencias de factor de potencia a los usuarios. El trabajo basado en un modelo modificado del OPF, concluye principalmente que precios en tiempo real de potencia reactiva deben ser fomentados simultáneamente como para la potencia activa, de forma que se obtenga una máxima eficiencia económica y se facilite la operación del mercado de electricidad; el trabajo también concluye que el precio de la potencia reactiva basado en sanciones al factor de potencia son incapaces de proveer las señales de precio apropiadas a los consumidores bajo restricciones de voltaje, y finalmente que se debe proveer un mecanismo de mercado para comprar y vender VAR's, facilitando las transacciones de potencia reactiva, y determinando cargos para el tráfico de VAR's.

El segundo, presentado por Papalexopoulos y Shangyou en 1997 [8], brinda una discusión amplia sobre las características de la potencia reactiva que deben ser consideradas para el desarrollo de una estructura de precios y administración de esta potencia en un ambiente de acceso libre al sistema. El trabajo describe tres alternativas metodológicas para el cálculo del costo unitario de la capacidad de potencia reactiva, al igual que dos propuestas de estructura de precios para recuperar los costos de producción de potencia reactiva y remunerar a los generadores. Se identifican y concluyen varios aspectos importantes que vale la pena mencionar: el primero, que una estructura de precios y esquema de administración de la potencia reactiva, dependerá sustancialmente del desagrupamiento funcional de los agentes o empresas que soportan los servicios de potencia reactiva y control de voltaje, y de las reglas que faciliten la coordinación entre los diferentes subsistemas; segundo, que es razonable que los usuarios paguen una apropiada proporción de los costos totales por la prestación del servicio complementario de potencia reactiva.

Este último trabajo tiene especial importancia debido a la discusión y comentarios brindados por Carson W. Taylor y A. Bose, Taylor recalca el concepto en que la potencia reactiva no es un "commodity" ya que esta potencia depende de su localización y su controlabilidad, y opina que un esquema de estándares u obligaciones que reflejen "la

mejor practica" deben aplicarse a todas las partes ya que aseguran un buen campo de juego para todos los competidores y reducen las diferencias de desempeño entre los recursos de generación; Bose centra sus comentarios sobre si el servicio complementario de potencia reactiva es para suplir reactivos, controlar voltaje o ambos, Bose presenta el caso como la analogía que el suministro de potencia reactiva es análogo al suministro de potencia activa, y el control de voltaje es análogo al control de la frecuencia.

Además de los dos trabajos descritos, entre los documentos publicados por el IEEE, se destacan los presentados por Yuzeng y Kumar en 1994, Barquín en 2000 y Ahmed y Strbac también en el año 2000. Dentro de los trabajos y discusiones promovidas y publicadas por el CIRCE, se destacan los trabajos presentados sobre el tema, en el simposio sobre "Open Acces" de 1997.

En los últimos años, con los avances de la economía teórica y la optimización con aplicaciones para la ingeniería, se han desarrollado nuevas metodologías para la estimación y asignación de los costos de generación de potencia reactiva.

Una de ellas es la aplicación de teoría de juegos mediante la asignación de los costos de capital, operación y mantenimiento de varios productos, reconociendo los ahorros al producir estos productos empleando una sola planta. Al aplicar esta teoría al caso de la asignación de los costos de potencia reactiva, los productos bajo consideración son la producción de potencia activa, carga, servicios de reserva y el servicio de potencia reactiva; el método asigna a cada producto la porción separada de los costos totales por producir cada producto y la mayoría de alternativas de costos al producir productos individuales únicamente.

Mediante la aplicación de teorías de algoritmos genéticos de optimización, se han desarrollado diferentes aplicaciones para la ingeniería eléctrica, en especial en las áreas de planeamiento, optimización y aplicaciones computacionales, dentro de ellas, en la planeación de recursos de capacidad de reactivos, minimizando costos de capital e

inversión y satisfaciendo adecuadamente los requerimientos técnicos y económicos del sistema.

Finalmente, el EPRI ha adelantado diferentes estudios relacionados con la prestación y manejo de los servicios complementarios, dos de ellos son a criterio del autor, los trabajos más completos y detallados para la asignación de los costos y medición de los servicios complementarios prestados por las plantas de generación. El primero de ellos publicado en 1998, identifica dos posibles métodos para determinar el costo de capital de la estación o componentes necesarios para un servicio específico, el segundo, publicado en el año 2000, presenta una demostración en la cual, como propuesta de la NERC, se miden dos servicios simultáneamente y se evalúan los resultados del análisis, incluyendo costos.

Cálculo de los costos de generación

A continuación se presenta a manera de ilustración el cálculo de costos de generación realizado por [4]. Los datos son adaptados para nuestro caso.

Para las empresas de generación, lo ideal sería que una unidad de generación produzca potencia real según un factor específico de forma que su capacidad productiva fuera completamente utilizada, maximizando su renta. No en tanto, debido a las necesidades del sistema, es posible que un generador tenga que reducir su potencia real a fin de producir potencia reactiva y en esa situación el costo de generación de potencia reactiva correspondiente a la renta de potencia real que no puede ser obtenida, reducida por sus costos de generación durante ese periodo y dividida por la potencia reactiva producida:

$$COPR(\$) = (PE \cdot \Delta P \cdot \Delta T - CO) / (kVArh) \quad (C.1)$$

donde:

$COPR(\$)$ = Costo de oportunidad de potencia reactiva.

PE = Precio de la energía.

ΔP = Reducción de potencia real.

ΔT = Periodo durante el cual la capacidad de producción de potencia real fue reducida.

CO = Costo operacional durante un periodo de reducción de potencia real.

(kVArh) = Energía reactiva producida.

Lo deseado es que un generador impedido de producir una cantidad económica no sufra pérdida de renta. Por lo tanto, los costos de oportunidad causados por la reducción en la generación deberán ser tratados a través de procedimientos semejantes a los usados para tratar generadores operando con restricción, debido a una congestión en el sistema de transmisión. Es decir, los costos incurridos podrían ser recuperados a través de mecanismos del Mercado de Energía Mayorista (MEM), usando los mismos procedimientos que son aplicados a la generación con restricción.

El cálculo del costo de capacidad de potencia reactiva no es común, la idea es desarrollar propuestas basadas en los costos actuales de generación, asumiendo que el costo de los generadores actuales puede ser considerado como una referencia adecuada, podemos identificar un costo medio de (R\$-kVA-rpm) o (R\$-kVA-polos) y, entretanto, relacionando como kW y kVAr de capacidad de planta.

Consideremos, como ejemplo, “La Tasajera” de EEPPM cuyos datos típicos se muestran a continuación:

Capacidad = 306 MVA

Factor de Potencia ($\cos(\phi)$)=0,9

Costo de instalación (I) = \$ 13000 millones

Vida útil prevista = 30 años

Tasa de retorno anual estipulada = 10 %

Teniéndose en cuenta que sería necesario un financiamiento para compensar la depreciación de generador, una renta anual (A) (C.1) podría ser calcula de la siguiente manera:

$$A = I \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

$$A = 13.000'000.000 \left[\frac{0.10(1+0.10)^{30}}{(1+0.10)^{30} - 1} \right]$$

$A = \$1.379'030.000$ al año.

El costo anual (CA_{kVA}), por kVA es calculado por:

$$CA_{kVA} = 1.379'030.000/306.000 = 4506 \text{ [\$-kVA/año]}$$

Una conversión puede ser realizada para el costo unitario por kVAr, basada en un factor de proporcional de potencia de las unidades que componen la planta. Matemáticamente, la expresión necesaria, basada en la relación triangular entre kVA, kW y kVAr puede ser expresada así:

$$CA_{kVAr} = CA_{kVA} \cdot \text{sen}(\cos^{-1} \phi)$$

donde:

CA_{kVAr} = costo anual de capital por kVAr [R\\$-kVAr/ año],

CA_{kVA} = costo anual de capital por kVA [R\\$-kVA/ año],

$\text{Cos } \phi$ = factor de potencia de la unidad generadora

Por lo tanto:

$$CA_{kVAr} = 4506 * \text{sen}(\cos^{-1} 0,9)$$

$$CA_{kVAr} = 1964,40 \text{ [\$-kVAr-año]}$$

$$CA_{kVAr} = 0,4359 * CA_{kVA}$$

$$CA_{kVAr} = 0,4843 * CA_{kw}$$

Determinación de los precios nodales de energía reactiva

Esta metodología se orienta al análisis de las características particulares que presenta el servicio de potencia reactiva y control de tensión, siendo su finalidad, el establecer un mecanismo que determine en forma adecuada y clara para los participantes el precio de dicho servicio [10].

El proceso de optimización que se realiza, presenta en su función objetivo la minimización de las pérdidas de potencia activa del sistema de transmisión así como de los costos de pérdida de oportunidad de los generadores.

En una segunda parte se plantea un análisis de los cargos a ser cobrados a los usuarios en relación a los costos de capital en los que incurren los agentes que ofertan el servicio. Una metodología de solución basada en precios ofertados por los productores y recargos a los usuarios de acuerdo con su comportamiento operativo busca determinar precios que cubran en forma adecuada los costos de capital de tal forma de emitir señales de mercado que atraigan la participación de los agentes del mismo.

Esta formulación establece un modelo híbrido en el cual se mezcla el determinar los precios en función de costos marginales y el establecimiento de sanciones regulatorias sustentadas en criterios de calidad y desempeño; estos últimos criterios a su vez se basan en los resultados del proceso de optimización que permite determinar la parte del precio que se relaciona con los costos marginales.