

**ASIGNACION DE CARGOS POR SERVICIOS DE CONTROL DE VOLTAJE Y
RESERVAS REACTIVAS EN EL MERCADO COLOMBIANO**

**DIANA MERCEDES CURIEL CASTELLAR
JHONNY URBANO RINCON LOPEZ**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELECTRICA
CARTAGENA DE INDIAS
2009**

**ASIGNACION DE CARGOS POR SERVICIOS DE CONTROL DE VOLTAJE Y
RESERVAS REACTIVAS EN EL MERCADO COLOMBIANO**

**CURIEL C, DIANA
RINCON L, JHONNY**

Monografía, presentada para optar al título de Ingeniero Electricista

**Director
Msc. Eduardo Gómez Vásquez.**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA. DE BOLÍVAR
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELECTRICA
CARTAGENA
2009**

Nota de aceptación

Firma de presidente del jurado

Firma del Jurado

Firma del jurado

Ciudad y Fecha

CONTENIDO

	Pagina.
INTRODUCCIÓN	
1. CONTROL DE VOLTAJE Y POTENCIA REACTIVA EN MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	5
1.1 EL PROBLEMA DE CONTROL DE VOLTAJE Y SU RELACIÓN CON LOS MERCADOS DE ENERGÍA	5
1.1.1 Dispositivos que proporcionan el servicio de control de voltaje y reservas de potencia reactiva.	6
1.1.2 Comparación de respuesta de dispositivos de potencia reactiva	7
1.1.3 Márgenes de estabilidad de voltaje por medio de curvas $P - V$.	8
1.1.4 Márgenes de estabilidad de voltaje por medio de curvas $Q - V$.	9
1.1.5 Compensación del sistema de transmisión.	11
1.1.6 Características de la línea de transmisión.	13
1.2 SENSIBILIDADES RELATIVAS LINEALES	14
1.2.1 Sensibilidades relativas con respecto a cambiadores de derivación bajo carga.	18
1.2.2 Sensibilidades de compensadores en derivación.	21
1.2.3 Sensibilidades relativas con respecto a voltajes de generación	22
1.2.4 Aplicación de sensibilidades.	23
1.3 PODER DE MERCADO	23
1.4 ANÁLISIS DE PROPUESTAS	29
1.4.1 Los servicios auxiliares de control de voltaje y potencia reactiva en mercados de electricidad	29
1.4.2. Propuestas basadas en costos para los servicios de control de voltaje y potencia reactiva	30
2. CARGOS POR EL SERVICIO DE REGULACIÓN DE VOLTAJE Y RESERVAS DE POTENCIA REACTIVA	32

2.1 PROPUESTA PARA LA ASIGNACIÓN DE CARGOS POR LOS SERVICIOS DE REGULACIÓN DE VOLTAJE Y RESERVAS DE POTENCIA REACTIVA	35
2.2 DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA	37
2.2.1 Costos fijos de dispositivos de control.	39
2.2.1.1 Costos explícitos de unidades de generación	39
2.2.1.2 Costos explícitos de un generador operando como un condensador síncrono.	42
2.2.1.3 Costos explícitos de bancos de capacitores y reactores.	44
2.2.1.4 Costos explícitos del compensador estático	46
2.2.1.5 Costos explícitos de transformadores con cambiador de derivación.	47
2.2.2 Costos variables.	47
2.2.2.1 Cálculo del costo de oportunidad.	48
2.2.2.2 Sincronización de unidades para ampliar márgenes de potencia reactiva.	55
2.2.2.2.1 Costos de arranque de unidades termoeléctricas.	55
2.2.3 Asignación de cargos por concepto de costos fijos.	57
2.2.3.1 Asignación de cargos por el servicio de regulación de voltaje	58
2.2.3.1.1 Asignación de pagos a las unidades de generación, condensadores síncronos o CEV, por el servicio de control de voltaje.	58
2.2.3.1.2 Asignación de pagos a los dispositivos de compensación fija, por el servicio de control de voltaje.	59
2.2.3.1.3 Asignación de pagos a dispositivos de transformación con	

cambiador de derivación bajo carga, por el servicio de control de voltaje.	60
2.2.3.2 Asignación de cargos por concepto del servicio de reservas de potencia reactiva.	60
2.2.4 Asignación de cargos por concepto de costos variables	65
3. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA	70
3.1 SISTEMA DE PRUEBA	70
3.2 REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA	74
3.3 COSTO DE LOS EQUIPOS RELACIONADOS AL SERVICIO DE CONTROL DE VOLTAJE Y POTENCIA REACTIVA	75
3.3.1 Costos de las unidades de generación.	76
3.3.2 Costos de dispositivos para regulación de voltaje	77
3.4 ASIGNACIÓN DE CARGOS POR EL SERVICIO DE CONTROL DE VOLTAJE Y RESERVAS DE POTENCIA REACTIVA	84
3.4.1 Asignación de cargos por concepto de costos fijos de dispositivos de potencia reactiva	86
3.4.1.1 Asignación de cargos por concepto de control de voltaje.	86
3.4.1.2 Asignación de cargos por concepto de reservas rodantes de potencia reactiva	89
3.4.2 Asignación de cargos por concepto de costos variables de unidades de generación	92
3.4.2.1 Escenario en demanda Media	92
3.4.2.1.1 Análisis de costo por la reducción de salida de potencia	

activa para ampliar los márgenes de reserva reactiva	95
3.4.2.1.2 Costo de arranque de la unidad G-5, que se encuentra fuera de línea del sistema Utilizando la ecuación (2.18), y con los siguientes datos, se calcula el costo de arranque.	97
3.4.2.2 Escenario de demanda máxima	99
3.4.2.3 Escenario en demanda mínima.	101
3.4.3 Asignación de cargos totales por concepto de costos fijos y variables de los servicios control de voltaje y reservas de potencia reactiva.	104
4. CONCLUSIONES	
107	
REFERENCIAS	112

LISTA DE TABLAS

	Pagina
Tabla 1. Sensibilidades de voltaje en nodos de carga con respecto a cambios de voltaje en nodos generadores del sistema de 9 nodos.	26
Tabla 2. <i>HII</i> para nodos de carga del sistema de 9 nodos	26
Tabla 3. Sensibilidades de voltaje en nodos de carga con respecto a cambios de voltaje en nodos generadores del sistema de 9 nodos con dos unidades de generación adicionales	28
Tabla 4. <i>HII</i> para el nodo de carga del sistema de 9 nodos con dos unidades adicionales	28
Tabla 5. Sensibilidades de voltaje en nodos de carga con respecto a cambios de voltaje en nodos generadores del sistema de 9 nodos.	63
Tabla 6. Datos de carga nodales y voltaje para los nodos <i>PV</i> del sistema de prueba.	71
Tabla 7. Datos de líneas de transmisión del sistema de prueba.	72
Tabla 8. Datos de transformadores en p.u. con cambiador de derivación.	72
Tabla 9. Datos de compensación en derivación del sistema de prueba.	73
Tabla 10. Datos de dispositivos de potencia reactiva del sistema de prueba.	74
Tabla 11. Demanda pronosticada del sistema de prueba incluyendo pérdidas.	74
Tabla 12. Características de contracción de la central ejemplo de generación G-2. Inversión Costo	77
Tabla 13. Costo de instalación operación y mantenimiento de las unidades dinámicas.	78
Tabla 14. Costo anual y horario de las unidades dinámicas.	81

Tabla 15. Función de consumo de combustible para las unidades de generación.	81
Tabla 16. Costo de instalación operación y mantenimiento de bancos de transformación.	82
Tabla 17. Costo anual del servicio de control de voltaje proporcionado por el cambiador de derivación.	83
Tabla 18. Costo de compensador estático y de compensación fija o conmutable.	84
Tabla 19. Proporción de los servicios de reservas de potencia	85
Tabla 20. Costo anual fijo de los servicios de regulación de voltaje y reserva de potencia reactiva.	86
Tabla 21. Sensibilidades de voltaje en nodos de carga con respecto a cambios de voltaje en nodos generadores en demanda máxima.	87
Tabla 22. Cargos nodales anuales por concepto del servicio de control de voltaje.	88
Tabla 23. Costos por área reactiva por concepto de reservas reactivas.	90
Tabla 24. Costo nodal del servicio de reservas rodantes de potencia reactiva	91
Tabla 25. Costo nodal anual y horario por los servicios de control de voltaje y reservas de potencia reactiva.	92
Tabla 26. Potencias generadas en el punto de operación de demanda media.	93

Tabla 27. Datos de las potencias generadas ante contingencias de dispositivos de potencia reactiva.	94
Tabla 28. Cargos nodales del costo de oportunidad por la ampliación de los márgenes de reserva.	99
Tabla 29. Datos de los componentes de arranque de una unidad térmica en G-5.	99
Tabla 30. Prorrata por concepto de sincronización de la unidad de generación en la hora del arranque.	99
Tabla 31. Potencias generadas para el escenario de demanda máxima.	100
Tabla 32. Análisis de contingencias por la salida de dispositivos de potencia reactiva.	100
Tabla 33. Prorrato del costo para el escenario en demanda máxima.	101
Tabla 34. Potencias generadas para el escenario en demanda mínima.	102
Tabla 35. Análisis de contingencias en demanda mínima ante la salida de operación de dispositivos de potencia reactiva.	102
Tabla 36. Datos de los componentes de arranque de una unidad G-3.	103
Tabla 37. Prorrata por concepto de sincronización de la unidad de generación G-3 en el escenario demanda mínima.	103
Tabla 38. Prorrata por concepto de sincronización de la unidad de generación G-5 en el escenario en demanda mínima	104
Tabla 39. Costo fijo y variable, nodal, en demanda media, por concepto	

de los servicios de control de voltaje y reservas de potencia reactiva.

105

Tabla 40. Costo fijo y variable, nodal, en demanda máxima, por concepto de los servicios de control de voltaje y reservas de potencia reactiva.105

Tabla 41. Costo fijo y variable nodal, en demanda mínima, por concepto de los servicios de control de voltaje y reservas de potencia reactiva 106

LISTA DE FIGURAS

	Pagina
Figura 1. Comportamiento de un sistema sin compensación, con un condensador síncrono y con un CEV para una falla trifásica.	8
Figura 2. Curva $P - V$ de un sistema de potencia con carga constante	9
Figura 3. Curva Típica $Q-V$	10
Figura 4. Compensación en la interconexión de dos sistemas de potencia	12
Figura 5. Curva $P-V$ de tres casos de compensación para la interconexión de dos sistemas de potencia.	12
Figura 6. Característica de una línea de transmisión	13
Figura 7. Circuito π equivalente del transformador j con cambiador de derivación variable, el lado del cambiador de derivación es el nodo i .	18
Figura 8. Sistema de 9 Nodos	26
Figura 9. Sistema de 9 nodos con dos unidades de generación adicionales	29
Figura 10. Triángulo de potencias.	42
Figura 11. Promedio de potencia activa y reactiva por hora de una planta hidroeléctrica operando como condensador síncrono, entre 2:00 y 4:00 a.m.	43
Figura 12. Detalle de la Figura 12.	44
Figura 13. Curva de capacidad.	48
Figura 14. Curva de eficiencia de una turbina termoeléctrica.	52
Figura 15. Márgenes de operación del CAG.	53
Figura 16. Característica del costo de arranque de una unidad térmica.	56
Figura 17. Sistema de 9 nodos.	62
Figura 18. Diagrama de flujo de la metodología propuesta.	69
Figura 19. Sistema de prueba.	73

Figura 20. Demanda pronosticada del sistema de prueba.	75
Figura 21. Curva de capacidad de G-5.	95

INTRODUCCIÓN

Es natural que la desregulación en el sector eléctrico en el corto plazo trascienda a los países que aún no están inmersos en un mercado de energía, debido a diversos factores, principalmente los económicos y políticos. Estos mercados como tales, no están perfeccionados y no se ha logrado desarrollar un modelo estándar para su aplicación, pero todos tienen una filosofía en común basada en competitividad y seguridad. Generalmente, los modelos actuales de mercados de energía identifican tres componentes de diseño, los cuales son: generación, transmisión y servicios auxiliares.

Aun cuando no existe un modelo de mercado estándar, los que hasta el momento se han desarrollado se pueden clasificar en modelos:

- ∞ Centralizados.
- ∞ Descentralizados.
- ∞ Híbridos.

MERCADO PRIMARIO

En cada estructura existe lo que se conoce como mercado primario, ahí se realizan transacciones mayoritarias de energía, normalmente con un día de antelación al despacho de energía, entre proveedores-operador de mercado-consumidores, además de contratos bilaterales entre proveedores y consumidores. En un mercado descentralizado, la función del operador del mercado es realizar una subasta estándar entre ofertas y demandas, donde se determina precios para el mercado primario.

Una vez obtenidos estos resultados, los reporta al operador del sistema para

validarlos; si existe alguna violación física del sistema se corrige los resultados y nuevamente se evalúan, hasta satisfacer las restricciones del sistema. En la estructura híbrida y centralizada se conjuntan las actividades del operador de mercado y de sistema, debido a que se resuelve el despacho y se obtiene precios de energía al mismo tiempo.

En todos los modelos, la función principal del operador de sistema radica en mantener la confiabilidad y seguridad del sistema proporcionada por los servicios auxiliares. En Colombia la CREG (*Comisión reguladora de energía y gas*) define a los servicios auxiliares como aquellos necesarios para proveer el servicio básico de transmisión a los consumidores.

Estos servicios comprenden desde acciones que afectan a la transacción (como servicios de programación y despacho) hasta servicios que son necesarios para mantener la integridad del sistema de transmisión durante una transacción, como los servicios de seguimiento de carga y soporte de potencia reactiva/control de voltaje.

SERVICIOS AUXILIARES

Sobre el desarrollo actual de los mercados de energía eléctrica, se ha visto la necesidad de proveer un conjunto de servicios complementarios, los cuales, desde un punto de vista conceptual, se definen considerando lo siguiente:

- ∞ Requerimientos del servicio.
- ∞ Beneficio de proporcionar cada servicio.
- ∞ Determinación del costo de cada servicio.
- ∞ Asignación adecuada de costos a beneficiarios de los servicios.

Los servicios auxiliares pueden diferenciarse entre ellos, de acuerdo a los siguientes atributos:

- ∞ **Causa del requerimiento.** Es decir, las razones por las cuales se requiere del servicio (calidad de suministro, seguridad). En términos económicos, esta es la necesidad que produce la demanda por el bien.
- ∞ **Guía para la cantidad de requerimiento.** Especificación de factores que definen la cantidad del servicio requerido. Estos factores, en términos económicos, determinan el nivel de demanda por el bien.
- ∞ **Opciones técnicas para cumplir los requerimientos.** Opciones respecto a la forma de entregar el servicio o de reducir los requerimientos. Económicamente hablando, esto representa las opciones de oferta y demanda acerca del bien.
- ∞ **Medición de la provisión.** Opciones para la medición de la entrega de este servicio. En términos económicos es la medición de las unidades suministradas del bien.
- ∞ **Medición de la causa.** Opciones para la medición de la causa del requerimiento de este servicio (medición de la demanda).
- ∞ **Consideraciones geográficas.** Servicio requerido específicamente en localidades o regiones particulares o globalmente originado. Esto es la tendencia hacia los monopolios geográficos.
- ∞ **Potencial para competencia.** Grado hasta el cual existe un potencial para la competencia entre los proveedores del servicio. En términos económicos, estos se relacionan con el tipo de bien, su producción y temas asociados que afectan el potencial de falla del mercado.

Control de voltaje y reservas de potencia reactiva

El control de voltaje y reservas de potencia reactiva es el uso de equipos de generación y del sistema de transmisión para inyectar o absorber potencia reactiva,

a fin de mantener los voltajes en el sistema de transmisión dentro de límites aceptables. La CREG, en Colombia, decidió que el costo de control de voltaje proporcionado por el equipo del sistema de transmisión (por ejemplo, a través de los condensadores, transformadores con cambiador de derivación, condensadores síncronos, reactores, y compensadores estáticos de VAR) debía ser incorporado dentro de las tarifas correspondientes al servicio de transmisión, y no cobrados separadamente, mientras que el control de voltaje proporcionado por los generadores debe ser un servicio separado. Debido a que las pérdidas de potencia reactiva son mucho más grandes que las pérdidas de potencia activa, el equipo de control de voltaje debe ser colocado a través del sistema de transmisión lo más cercano posible a donde se requiera controlar voltaje.

En el caso del servicio de control de voltaje y reservas de potencia reactiva, en algunos mercados se ha establecido cuotas fijas, mensuales o anuales, con lineamientos que obligan a los participantes a proporcionar estos servicios.

El poder de mercado es una conducta anticompetitiva y monopólica que se ejerce en mercados de cualquier índole; en particular el ejercicio de poder de mercado con la potencia activa es una práctica que se trata de evitar a largo o mediano plazo, con la colocación de nuevas unidades de generación; este problema ocasiona incrementos en los precios de energía o la desconexión de carga del sistema, si bien son cuestionables estos problemas, con un mercado de potencia reactiva resultaría más complicado, debido a que la potencia reactiva no puede ser transportada a grandes distancias por la alta impedancia en las líneas de alta tensión; además, la regulación de voltaje en terminales de generación o de dispositivos de control de voltaje como compensadores estáticos de potencia reactiva, provocan la existencia de “áreas reactivas” de esta manera es necesario el suministro local o regional de potencia reactiva, facilitando el ejercicio del poder de mercado en el suministro de potencia reactiva o poder de mercado reactivo, poniendo en peligro al sistema por un déficit de potencia reactiva.

1. CONTROL DE VOLTAJE Y POTENCIA REACTIVA EN MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

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

La operación confiable de un sistema de potencia requiere dispositivos que ajusten su salida de potencia reactiva, a fin de mantener voltajes dentro de límites aceptables ante disturbios, tales como fallas, apertura o cierre de interruptores, entre otras situaciones de operación normal, como la variación de la demanda. La inestabilidad de voltaje ocurre cuando el sistema de potencia es incapaz de proporcionar potencia reactiva para enfrentar la demanda de la carga, esto puede conducir a la separación no controlada en el sistema de potencia, salidas en cascada, y consecuentemente al colapso de voltaje. La coordinación de cambiadores de derivación bajo carga, el voltaje en terminales de generación y en general de dispositivos controlables, debe realizarse cuidadosamente tomando en cuenta la carga del sistema, a fin de evitar cualquier escenario en donde se comprometa la seguridad del sistema. Por lo anterior, se observa que el control de voltaje se encuentra estrechamente relacionado con la dinámica del sistema, es decir su operación es continua, a diferencia de las reservas de potencia reactiva que se utilizarán en casos de contingencias y se preverán para mantener la seguridad del sistema.

Debido a la alta reactancia inductiva de las líneas de transmisión es muy difícil transportar potencia reactiva a través de líneas de transmisión muy largas, por consiguiente, es necesario contar con reservas de potencia reactiva distribuidas en intervalos regulares del sistema. Como consecuencia de una contingencia, cuando es necesario proporcionar más potencia reactiva, se puede recurrir a la sincronización de unidad es de generación para operar como condensadores

síncronos. La inserción de condensadores síncronos en varios puntos del sistema, mantiene los voltajes más cercanos a valores nominales y seguros para el sistema. De acuerdo a lo anterior se observa que se tiene dos servicios:

- a. Control de voltaje en tiempo real.
- b. Reservas de potencia reactiva, para soportar contingencias.

En las secciones siguientes, se describe los elementos que hay que tomar en cuenta para el problema de control de voltaje y las reservas adecuadas de potencia reactiva, así como la manera de combinar las acciones adecuadas a fin de corregir los voltajes en el sistema de potencia.

1.1.1 Dispositivos que proporcionan el servicio de control de voltaje y reservas de potencia reactiva. La probabilidad de llegar a un punto de inestabilidad de voltaje puede reducirse, si se cuenta con suficientes dispositivos de potencia reactiva capaces de compensar la deficiencia reactiva, entre los cuales se encuentran los siguientes:

- ∞ **Unidades de generación.** Por medio de su sistema de excitación pueden suministrar o absorber potencia reactiva con una orden del operador del sistema. De la misma forma, los condensadores síncronos, los cuales son básicamente unidades de generación sin salida de potencia activa.
- ∞ **Reactores y capacitores en derivación.** Respectivamente suministran y absorben VAr de la red. Generalmente localizados en las subestaciones primarias de la red y conectados por circuitos de interruptores o interruptores con carga, típicamente están o completamente conectados o completamente desconectados en algún momento dado.
- ∞ **Compensadores estáticos de VAr (CEV).** Pueden regular la compensación capacitiva en derivación o reactancia inductiva, como sea necesario para minimizar las variaciones de voltaje causadas por las cargas para un estado

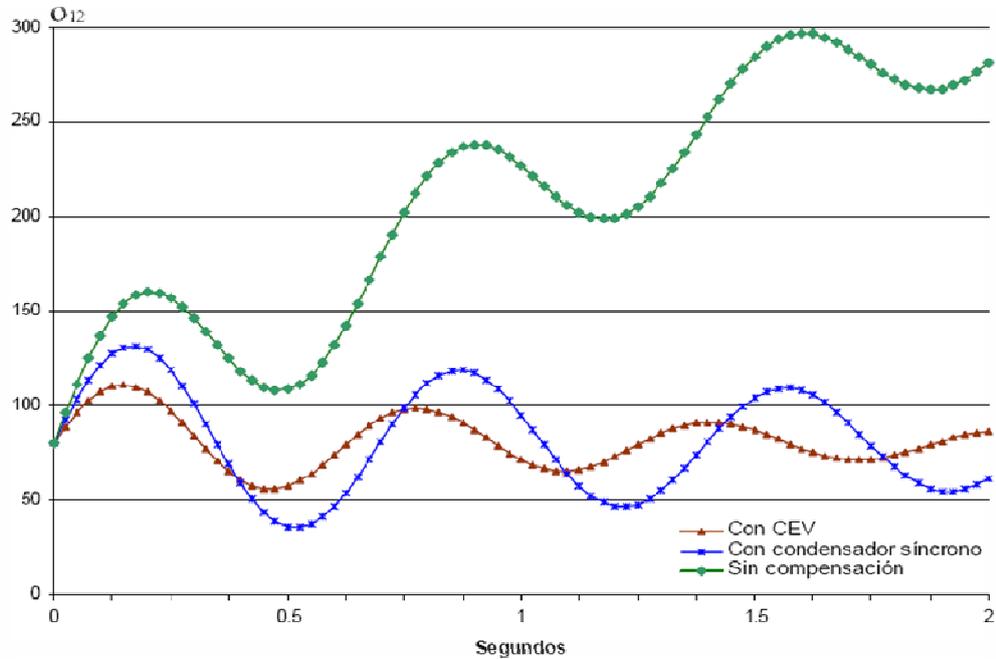
estable y un balance dinámico.

∞ **Sistemas Flexibles de Transmisión en corriente alterna (FACTS, por sus siglas en ingles)**. Proporcionan soporte de voltaje transitorio y regulación del sistema para prevenir el colapso de voltaje y oscilaciones del sistema, de tal modo que se refuerza la seguridad; además, permiten incrementar la capacidad de transferencia de potencia.

1.1.2 Comparación de respuesta de dispositivos de potencia reactiva. En algunas ocasiones es necesario que la operación de los equipos de suministro de potencia sea muy rápida (del orden de ciclos), para evitar problemas de estabilidad de voltaje en el sistema, por lo que se han diseñado equipos como son los CEV y FACTS, capaces de variar la inyección de potencia reactiva en cuestión de milisegundos, aumentando la confiabilidad del sistema. A diferencia de estos, la respuesta a la demanda de potencia reactiva a través de un condensador síncrono está limitada por el control de excitación, provocando un retardo en el suministro de potencia reactiva. Lo anterior, se ilustra en la Figura 1, la cual muestra oscilaciones angulares de la respuesta de un CEV y un condensador síncrono, después de liberar una falla trifásica en el sistema.

En la Figura 1, se observa que las oscilaciones de ángulo obtenidas con el CEV son menores y mejor amortiguadas, a diferencia de las oscilaciones angulares que se presentan al utilizar un condensador síncrono.

Figura 1. Comportamiento de un sistema sin compensación, con un condensador síncrono y con un CEV para una falla trifásica.



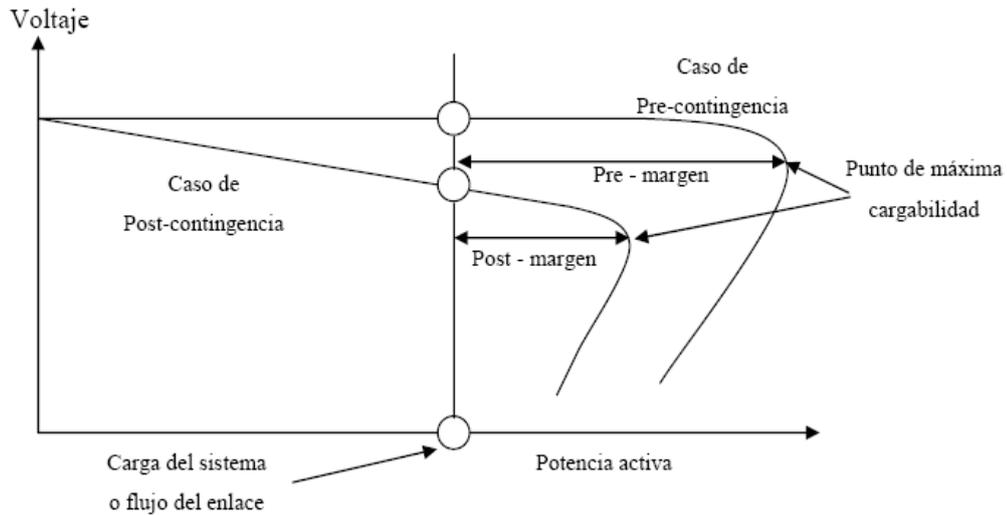
Fuente. Introducción al análisis de los sistemas eléctricos de potencia

De acuerdo a lo anterior, puede decirse que los CEV proveen de un margen de estabilidad mayor que el condensador síncrono considerado en este ejemplo, donde la capacidad de compensación del CEV es 20% menor que la del condensador síncrono, lo cual implica una mayor economía en la inversión.

1.1.3 Márgenes de estabilidad de voltaje por medio de curvas $P - V$. El margen de estabilidad de voltaje es una medición para estimar la capacidad de transferencia de potencia activa en el sistema. El margen de estabilidad de voltaje es la diferencia entre los puntos de operación y el de colapso de voltaje. El punto de colapso de voltaje debe ser valorado para garantizar la operación segura en el punto de operación normal y después de disturbios. La Figura 2. Muestra una curva típica $P - V$ e ilustra el margen de estabilidad de voltaje; en el caso de carga constante, el margen de contingencia describe la cargabilidad del sistema de

potencia.

Figura 2. Curva $P - V$ de un sistema de potencia con carga constante



Fuente. Neplan Electricity - Voltage Stability

El análisis $P - V$ es una herramienta de estado estacionario que desarrolla una curva, la cual relaciona el voltaje en un nodo (o nodos) con la carga dentro de un área o flujo a través de un enlace. De acuerdo a la capacidad reactiva de reserva, la distancia a los puntos de colapso es mayor, de ahí la importancia de mantener una cantidad adecuada de reservas.

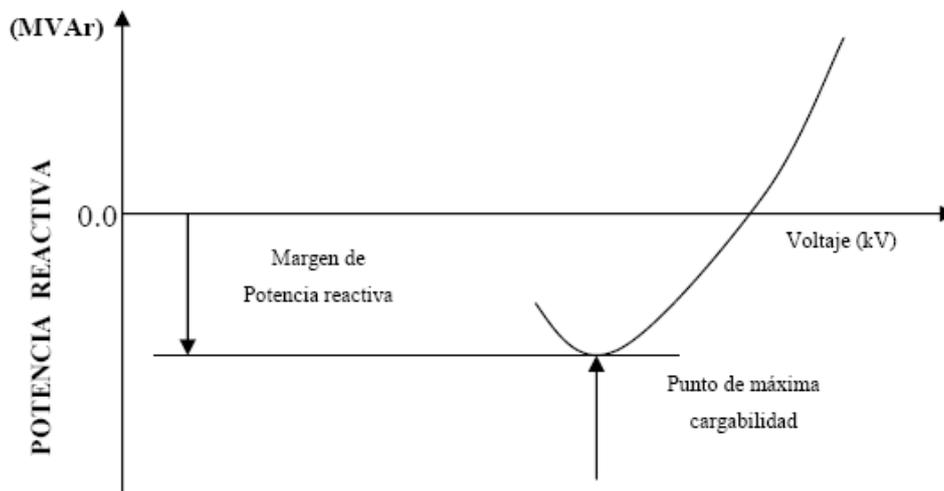
1.1.4 Márgenes de estabilidad de voltaje por medio de curvas $Q - V$. El margen de potencia reactiva es la distancia en MVAR del punto de operación a la parte inferior de la curva o al punto donde la característica cuadrática del voltaje de un capacitor aplicado es tangente a la curva $Q - V$. El nodo de prueba puede ser el representativo de todos los nodos en un área de control de voltaje (un área donde los cambios en la magnitud de voltaje son coherentes). Las curvas $Q - V$ pueden ser calculadas en puntos a lo largo de la curva $P - V$ para probar la robustez del

sistema.

Las características de compensación reactiva en derivación del nodo de prueba (capacitor, CEV o condensador síncrono), pueden ser dibujadas directamente en la curva $Q - V$ (Figura 3). El punto de operación es la intersección de la característica del sistema $Q - V$ y la característica de compensación reactiva.

Esto es de utilidad debido a que la compensación reactiva es a menudo la solución para los problemas de estabilidad de voltaje. La pendiente de la curva $Q - V$ indica la robustez del nodo de prueba (el cambio de Z para un cambio en ΔQ). Para mayor comprensión, la potencia reactiva de los generadores puede ser dibujada en la misma grafica. Cuando los generadores alcanzan sus límites de Var, la pendiente de la curva $Q-V$ será menos escalonada y la parte inferior de la curva será aproximada.

Figura 3. Curva Típica Q-V



Fuente. Neplan Electricity - Voltage Stability

La inestabilidad de voltaje o colapso es influenciada por las características dinámicas de las cargas y del equipo de control. El colapso de voltaje inicia en el

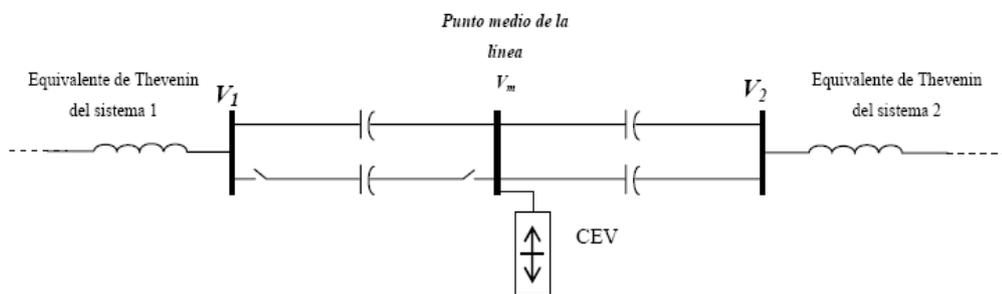
nodo más débil y después se extiende a otros nodos débiles, por lo tanto, el nodo más débil es el más importante en el análisis de colapso de voltaje usando la técnica de la curva $Q - V$.

1.1.5 Compensación del sistema de transmisión. El esquema más apropiado para compensación ya sea en derivación, serie, o la combinación de estas, requiere de un análisis detallado considerando varios factores, como son el tipo de contingencias previsibles en el sistema, así como la máxima transferencia de potencia, entre otros.

La compensación serie proporciona un incremento en la transferencia de potencia activa a lo largo del sistema de transmisión; los FACTS ajustan la compensación, de acuerdo a los requerimientos del sistema, a fin de incrementar la distancia al punto de colapso de voltaje, así como el CEV; la compensación fija incrementa en un porcentaje la distancia al punto de colapso, variando el voltaje ante un escenario de contingencia. Es de esperarse que la compensación en derivación por medio de un CEV resulte más conveniente, estos dispositivos bajo condiciones de operación normales proporcionan una regulación de voltaje en el nodo de conexión; sin embargo, cuando ocurre una contingencia, puede resultar en una caída de voltaje de manera abrupta, si se llega al límite de inyección de potencia reactiva del dispositivo. Lo anterior, se ilustra utilizando la interconexión de sistemas mostrada en la Figura 4, así como el análisis del sistema representado por medio de curvas $P-V$ en la Figura 5, simulando una contingencia de la salida de una línea de transmisión, con tres casos de compensación. El sistema no compensado llega a la caída de voltaje, en 0.95 p.u. con una carga de alrededor de 1300 MW; al compensar la línea se nota el incremento en la transferencia de potencia activa por arriba de los 1500 MW, la desventaja se muestra en las variaciones de voltaje que tiene esta compensación en condiciones de operación normales. El CEV se mantiene regulando voltaje en 1.0 p.u., ya sea en condiciones normales o de contingencia pero el voltaje cae abruptamente al sobrepasar los límites del equipo,

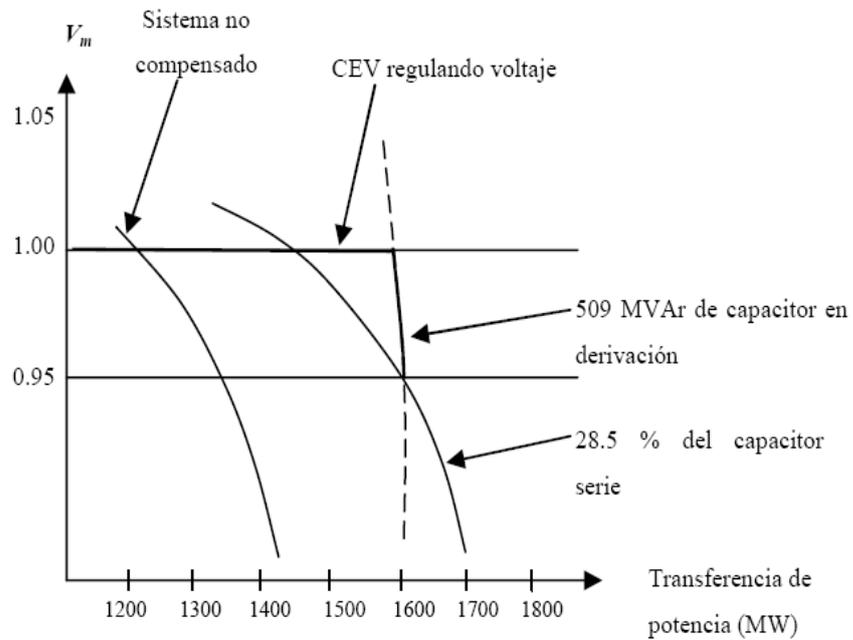
en el punto de operación con una carga de 1600 MW.

Figura 4. Compensación en la interconexión de dos sistemas de potencia



Fuente. Neplan Electricity - Voltage Stability

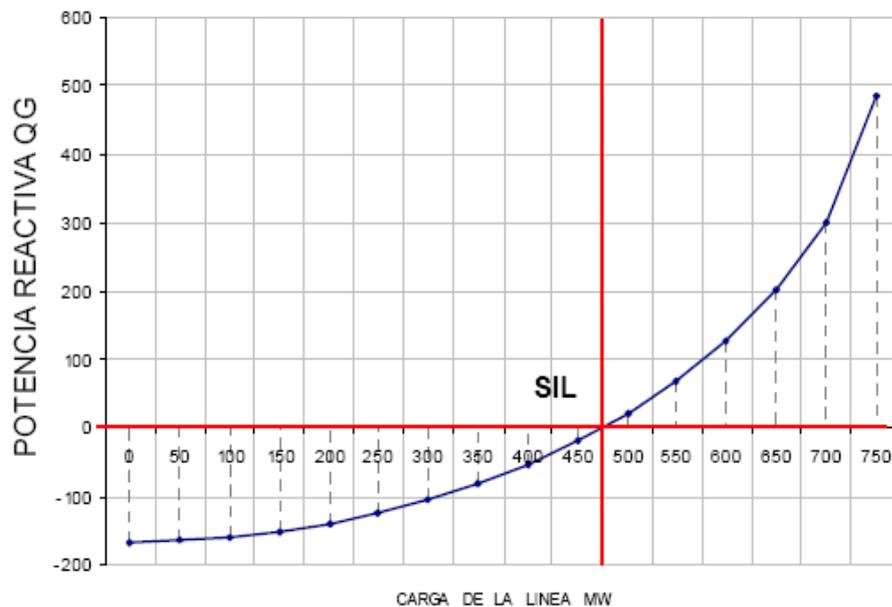
Figura 5. Curva $P-V$ de tres casos de compensación para la interconexión de dos sistemas de potencia.



Fuente. Neplan Electricity - Voltage Stability

1.1.6 Características de la línea de transmisión. La naturaleza del sistema de transmisión provoca en condiciones de demanda mínima que este se comporte como una fuente reactiva, obligando a la absorción de potencia reactiva excedente en el sistema para la regulación de voltaje, por parte de generadores, reactores y CEV. Este comportamiento es totalmente opuesto cuando se opera en demanda máxima, siendo el sistema de transmisión un consumidor de potencia reactiva, de modo que generadores, bancos de capacitores y CEV tienen que aportar toda la potencia 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 (SIL), esto se ilustra en la Figura 6.

Figura 6. Característica de una línea de transmisión



Fuente. Modelado y operación de líneas de transmisión.

Debido a que tal característica depende del nivel de carga, difícilmente se puede controlar la absorción o inyección de potencia reactiva de la red de transmisión, por lo que a esta se debe considerar como un usuario de los servicios de control de voltaje y de reservas de potencia reactiva.

Por lo antes expuesto, es necesario el control de dispositivos de potencia reactiva, con el fin de corregir voltajes nodales en cada área del sistema, de acuerdo a los equipos disponibles por área. El uso de sensibilidades relativas lineales es una herramienta útil para este caso, ya que permite relacionar incrementos de voltaje necesarios en nodos de voltaje controlado, con nodos de carga a los cuales se requiere corregir su voltaje; estas relaciones también pueden definir la influencia de los cambiadores de derivación bajo carga y de compensación en derivación fija con el voltaje de los nodos de carga del sistema; por ejemplo, las sensibilidades indicarían, en un momento determinado, el cambio en el voltaje en terminales de un generador, a fin de incrementar el voltaje en un nodo específico del sistema. En la siguiente sección se describe la teoría de sensibilidades.

1.2 SENSIBILIDADES RELATIVAS LINEALES¹

Las sensibilidades lineales tienen mucho uso en aplicaciones computacionales implicando el estudio y control de la operación en estado estacionario de sistemas eléctricos de potencia. Para ciertas condiciones operativas conocidas (el estado del sistema ya ha sido determinado), mediante el estudio de sensibilidades, es posible definir los cambios en las variables de control para producir cambios deseados en las variables de estado del sistema. La ecuación de balance de potencia nodal puede escribirse en forma sintética como:

$$g(x, u) = 0 \quad (1.1)$$

Donde x representa al conjunto de variables de estado o desconocidas,

¹ESTRADA, Gabriel; TOVAR, José; ALCARAZ, Guillermo. Aplicación de Sensibilidades Lineales para la Localización de Capacitores en Sistemas de Distribución, Morelia 2004. Pág. 1.

conformado por las n_i magnitudes de voltaje y $(n-1)$ ángulos de fase nodales, mientras que u representa al conjunto de variables de control o conocidas, conformado por n potencias activas de carga y $(n-1)$ potencias g activas de generación.

Este conjunto de ecuaciones puede linealizarse alrededor de un punto de operación conocido, denotado como x^{actual} , mediante la expansión en series de Taylor y considerando sólo los términos de primer orden:

$$\left[\frac{\partial g}{\partial x} \right] [\Delta x] = - \left[\frac{\partial g}{\partial u} \right] [\Delta u] \quad (1.2)$$

Donde la matriz del lado izquierdo de (1.2) es el Jacobiano utilizado en el método de Newton (el cual puede obtenerse de la última iteración del proceso de solución del estudio de flujos o calcularse explícitamente), mientras que la matriz de derivadas parciales del lado derecho asume distintas formas, dependiendo de la selección de las variables de control.

El conjunto de ecuaciones (1.2) es un modelo lineal, a partir del cual, los cambios en las variables de estado x pueden calcularse para cualquier cambio en las variables controlables u . Esto es:

$$[\Delta x] = - \left[\frac{\partial g}{\partial x} \right]^{-1} \left[\frac{\partial g}{\partial u} \right] [\Delta u] \quad (1.3)$$

Una vez especificado $[\Delta u]$ y calculadas $\left[\frac{\partial g}{\partial x} \right]$ y $\left[\frac{\partial g}{\partial u} \right]$.

Si es de particular interés obtener cambios en las variables de estado con respecto a un cambio único, denotado como Δu_i , en este caso, $[\Delta u]$ es un escalar, por lo que (1.2) se simplifica a:

$$\left[\frac{\partial g}{\partial x} \right] \left[\frac{\Delta x}{\Delta u_i} \right] = [r] \quad (1.4)$$

Donde:

$$[r] = - \left[\frac{\partial g}{\partial u_i} \right] \quad (1.5)$$

Siendo $[r]$ un vector de la misma dimensión que el Jacobiano del estudio de flujos.

La ecuación (1.4) se resuelve para $\left[\frac{\Delta x}{\Delta u_i} \right]$. Este vector se conoce como vector de sensibilidades relativas, debido a que indica el cambio que tendrá el vector de estado x ante la especificación de un cambio en la variable de control u_i .

Sea $\left[\frac{\Delta x_m}{\Delta u_i} \right] = S_m$, el m -ésimo elemento del vector $\left[\frac{\Delta x}{\Delta u_i} \right]$. Como S_m y Δu_i son conocidos, entonces es posible determinar el nuevo valor de x_m usando la expresión:

$$x_m^{nueva} = x_m^{actual} + \Delta x_m = x_m^{actual} + \Delta u_i S_m^2 \quad (1.6)$$

Desde un punto de vista de control de voltaje y reservas de potencia reactiva, es necesario determinar el cambio de la magnitud de voltaje en los nodos de carga, con respecto a un cambio de:

- ∞ Voltaje en nodos de voltaje controlado.
- ∞ Cambiador de derivación en transformadores.
- ∞ Compensación en derivación.

² ESTRADA, Gabriel; TOVAR; ALCARAZ, José. Aplicación de Sensibilidades Lineales para la Localización de Capacitores en Sistemas de Distribución, Morelia 2004. Pág. 3.

En este caso, es suficiente usar las ecuaciones (1.4) - (1.6) para determinar el nuevo estado del sistema ante alguno de tales cambios, debido a que tanto las variables de estado como las independientes están involucradas en $g(x,u)$.

Sin embargo, también es común el interés en determinar el efecto del cambio en las variables de control sobre algunas funciones no incluidas en las ecuaciones de balance de potencia nodal. Con el propósito de generalizar esta situación, sea $f(x,u)$ un conjunto de funciones distintas a $g(x,u)$ para las que se desea conocer el efecto ante un cambio en las variables de control u .

Ejemplos de estas funciones $f(x,u)$ son las potencias activa y reactiva generadas por el nodo compensador, los flujos de potencia activa y reactiva en cada elemento de transmisión, entre otros.

Ante esta situación, y una vez resuelto el sistema de ecuaciones (1.4), será necesario efectuar cálculos adicionales para determinar los cambios en cualquier función deseada de $f(x,u)$.

Sea f_j una de estas funciones. Aplicando nuevamente la expansión en series de Taylor, para un cambio único Δu_i :

$$\Delta f_j = \left[\frac{\partial f_j}{\partial x} \right] [\Delta x] + \left[\frac{\partial f_j}{\partial u_i} \right] \Delta u_i \quad (1.7)$$

De donde se obtiene:

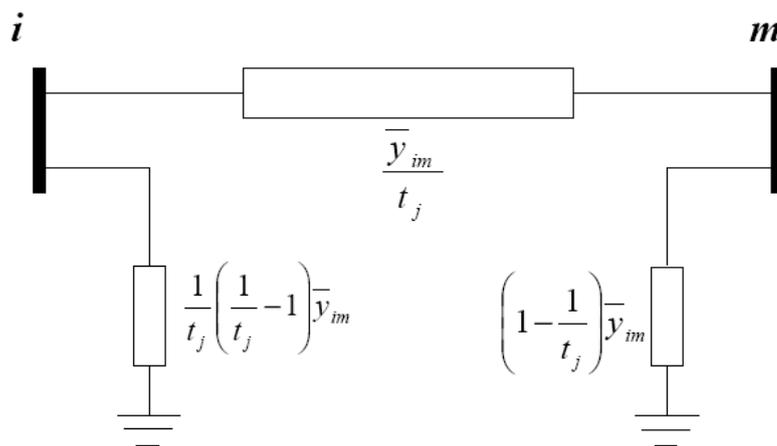
$$\frac{\Delta f_j}{\Delta u_i} = \frac{\partial f_j}{\partial u_i} + \sum_{m \in J} \frac{\partial f_j}{\partial x} \left(\frac{\Delta x_m}{\Delta u_i} \right) \quad (1.8)$$

Resumiendo, el procedimiento general para el cálculo de sensibilidades relativas es el siguiente:

1. Determinar el estado del sistema a través de un estudio de flujos de potencia.
2. Construir el conjunto de ecuaciones (1.4). La matriz Jacobiana $\left[\frac{\partial g}{\partial x} \right]$ puede calcularse explícitamente o tomarse, ya factorizada, de la última iteración del proceso de solución del estudio de flujos. En este último caso, el esfuerzo se reduce a determinar $[r]$ para cada variable de control.
3. Resolver el sistema de ecuaciones (1.4) y aplicar la ecuación (1.8), si la variable dependiente pertenece al conjunto $f(x,u)$.

1.2.1 Sensibilidades relativas con respecto a cambiadores de derivación bajo carga. La Figura 7 muestra el circuito π equivalente del transformador j -ésimo interconectado a los nodos i y m , siendo t_j el valor actual del cambiador de derivación.

Figura 7. Circuito π equivalente del transformador j con cambiador de derivación variable, el lado del cambiador de derivación es el nodo i .



Fuente. Aplicación de Sensibilidades Lineales para la Localización de Capacitores en Sistemas de Distribución

Donde $\overline{y_{im}}$ es la admitancia primitiva serie del transformador, formada por los elementos: $g_{im} + jb_{im}$.

En este caso $u_i = t_j$ y $\Delta u_i = \Delta t_j$. Para obtener las sensibilidades lineales relativas de la magnitud de voltaje en nodos de carga (tipo PQ) y la potencia reactiva de generación, el vector $[r]$ tendrá ceros en todas sus posiciones excepto en las correspondientes a las derivadas parciales:

$$\frac{\partial P_i}{\partial t_j} = \frac{b_{im} V_i V_m \text{sen}(\theta_i - \theta_m)}{t_j^2} \quad (1.11)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial t_j} = \frac{2V_i^2 b_{im}}{t_j^2} - \frac{b_{im} V_i V_m \text{cos}(\theta_i - \theta_m)}{t_j^2} \quad (1.12)$$

$$\frac{\partial P_m}{\partial t_j} = -\frac{b_{im} V_i V_m \text{sen}(\theta_i - \theta_m)}{t_j^2} = -\frac{\partial P_i}{\partial t_j} \quad (1.13)$$

$$\frac{\partial Q_m}{\partial t_j} = -\frac{b_{im} V_i V_m \text{cos}(\theta_i - \theta_m)}{t_j^2} \quad (1.14)$$

Si el nodo i es de voltaje controlado (tipo PV), entonces (1.12) se excluye del conjunto de ecuaciones (1.4). Esto mismo ocurrirá con (1.14) si el nodo m es tipo PV. En caso de que el nodo i sea el nodo compensador (tipo V^θ), las ecuaciones (1.11) y (1.12) no se incluyen. Las ecuaciones (1.13) y (1.14) no serán incluidas si el nodo m es tipo V^θ .

Una vez determinado $[r]$, el vector $\left[\frac{\Delta x}{\Delta u} \right]$ podrá calcularse, obteniéndose las sensibilidades relativas de magnitudes de voltajes en nodos PQ y de ángulos de fase en nodos PV y PQ.

El cálculo de sensibilidades relativas de potencias reactivas de generación, se

efectúa utilizando la ecuación (1.8), para la cual,

$$f_k = Q_{G_k} = Q_{D_k} + V_k \sum_{m \in k} V_m Y_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m - \gamma_{km}) \quad (1.15)$$

$$k = 1, \dots, n_g$$

El término $\frac{\partial f_k}{\partial t_j}$ se calcula mediante (1.12) si el generador k -ésimo está conectado directamente al transformador j y al lado del cambiador de derivación. Si tal generador está conectado directamente al lado opuesto del cambiador de derivación, entonces $\frac{\partial f_k}{\partial t_j}$ se evalúa mediante (1.14). En cualquier otro caso, será igual a cero.

El segundo término de (1.8), se determina obteniendo las derivadas parciales de (1.14) con respecto a magnitudes de voltaje y ángulos de fase de nodos interconectados al k -ésimo generador:

$$\frac{\partial Q_{G_k}}{\partial \theta_k} = P_k - G_{KK} V_{G_k}^2 \quad (1.16)$$

$$\frac{\partial Q_{G_k}}{\partial \theta_m} = -V_k V_m Y_{km} \cos(\theta_k - \theta_m - \gamma_{km}) \quad (1.17)$$

$$\frac{\partial Q_{G_k}}{\partial V_m} = V_{G_k} Y_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m - \gamma_{km}) \quad (1.18)$$

y, posteriormente, efectuando el producto con las sensibilidades relativas correspondientes a magnitudes de voltaje y ángulos de fase nodales.

Del conjunto de ecuaciones (1.16)-(1.18), se tiene que:

- G_{kk} = Parte real del k -ésimo elemento diagonal de la matriz de admitancias nodal.
- γ_{km} = Angulo del elemento complejo entre el k -ésimo nodo de envío y el m -ésimo nodo de recepción.

La expresión (1.17) existirá siempre y cuando el nodo m sea tipo PV o PQ , mientras que (1.18) únicamente existirá cuando el nodo m sea tipo PQ .

Nótese que el segundo término de (1.8) es general para determinar las sensibilidades relativas de potencias reactivas generadas, debido a que se deriva parcialmente con respecto a las variables de estado exclusivamente.

Entonces, para obtener las expresiones de sensibilidad con respecto a compensación en derivación y voltaje de generación, sólo es necesario describir la forma de construir $[r]$ y el primer término de la ecuación (1.8).

1.2.2 Sensibilidades de compensadores en derivación. Definiendo a b_{oi} como el valor de la susceptancia del i -ésimo compensador en derivación y Δb_{oi} el cambio correspondiente, entonces, $u_i = b_{oi}$ y $\Delta u_i = \Delta b_{oi}$. Supóngase que este compensador está conectado al nodo m del sistema eléctrico. En este caso, los términos del vector independiente $[r]$ serán igual a cero, excepto en la posición correspondiente a la expresión:

$$\frac{\partial Q_m}{\partial b_{oi}} = -V_m^2 \quad (1.19)$$

Para el cálculo de sensibilidades relativas de potencia reactiva de generación el término $\frac{\partial f_k}{\partial b_{oi}}$ será cero, si el compensador i no está conectado en el nodo del generador k . Si esto ocurre, entonces se determinará usando:

$$\frac{\partial Q_k}{\partial b_{oi}} = -V_{G_k}^2 \quad (1.20)$$

1.2.3 Sensibilidades relativas con respecto a voltajes de generación. Sea V_{G_k} el voltaje de generación en el nodo k . Entonces $u_i = V_{G_k}$ y $\Delta u_i = \Delta V_{G_k}$. Ahora el vector $[r]$ tendrá valores de cero, excepto en las posiciones donde exista las siguientes expresiones:

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_{G_k}} = \frac{P_k}{V_{G_k}} + G_{kk} V_{G_k} \quad (1.21)$$

$$\frac{\partial P_m}{\partial V_{G_k}} = V_m Y_{km} \cos(\theta_m - \theta_k - \gamma_{mk}) \quad (1.22)$$

$$\frac{\partial Q_m}{\partial V_{G_k}} = \frac{Q_m}{V_{G_k}} - B_{kk} V_{G_k} \quad (1.23)$$

$$\frac{\partial Q_m}{\partial V_{G_k}} = V_m Y_{km} \text{sen}(\theta_m - \theta_k - \gamma_{mk}) \quad (1.24)$$

Donde:

B_{kk} = Parte imaginaria del k -ésimo elemento diagonal de la matriz de

admitancias nodal.

Para determinar las sensibilidades relativas en potencias reactivas de generación, el primer término de (1.8) se calculará con (1.23) si se trata del generador k . Si existe interconexión entre los nodos generadores k y m , entonces para este último, se utilizará (1.24). En todos los demás casos, el primer término de (1.8) será cero.

1.2.4 Aplicación de sensibilidades. La interacción de un dispositivo dentro del sistema de potencia puede ser determinada al usar sensibilidades y, por ende, puede conocerse la importancia de mantenerlo operando. Aunque ese dispositivo no resulte ser el más económico del sistema, sí puede ser indispensable. Teniendo esto en cuenta su propietario, el precio del servicio de este dispositivo en un mercado desregulado podría ser muy alto, provocando el aumento en los precios de la energía, contraponiéndose a la filosofía de libre competencia. Este concepto es mejor conocido como poder de mercado (*Power Market*) y ha sido resultado de imperfecciones en la estructura de algunos mercados de energía. En la siguiente sección se amplía el concepto de poder de mercado a poder de mercado de potencia reactiva, y se describe la manera de calcular un índice de concentración de mercado para los servicios auxiliares de control de voltaje y reservas de potencia reactiva.

1.3 PODER DE MERCADO³

El concepto de poder de mercado se relaciona estrechamente con el significado de monopolio, en el sentido de que la o las compañías que ejercen poder de mercado son aquellas que tienen la capacidad de elevar su precio por arriba de sus valores

³ Energía y Sociedad. Competencia y poder de Mercado, 2004.

normales o competitivos. Cuando se ejerce poder de mercado de potencia reactiva, 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, por lo que se debe evitar, en lo posible, llegar a esta situación.

Una estrategia para estimar el grado de poder de mercado, la cual tome en cuenta 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 CEV, bancos de capacitores o reactores en derivación, entre otros, aumentando al máximo el margen de carga. El índice más utilizado de concentración de mercado en industrias en general es el *HHI* (*Herfindahl-Hirschman Index*)⁴, el cual se define matemáticamente como:

$$HHI = \sum_{i=1}^N S_i^2 \quad (1.25)$$

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 *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 generalmente indican una ausencia de poder de mercado. El coeficiente S_i toma en cuenta dos aspectos:

- ∞ Potencia reactiva relativa disponible de cada generador.
- ∞ El impacto de esa unidad de generación en un voltaje específico.

⁴ Herfindahl-Hirschman Index – HHI, Investopedia, 2005. Available from Internet: <http://www.investopedia.com/terms/h/hhi.asp>

La habilidad incremental de un generador para influenciar un voltaje, bajo condiciones de operación específicas, son definidas por la matriz Jacobiana.

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = (J^{-1} e_i^Q) Q_i \quad (1.26)$$

Donde:

e_i^Q = Vectores de ceros, elementos diferentes de cero en la posición correspondiente a la localidad de inyección i .

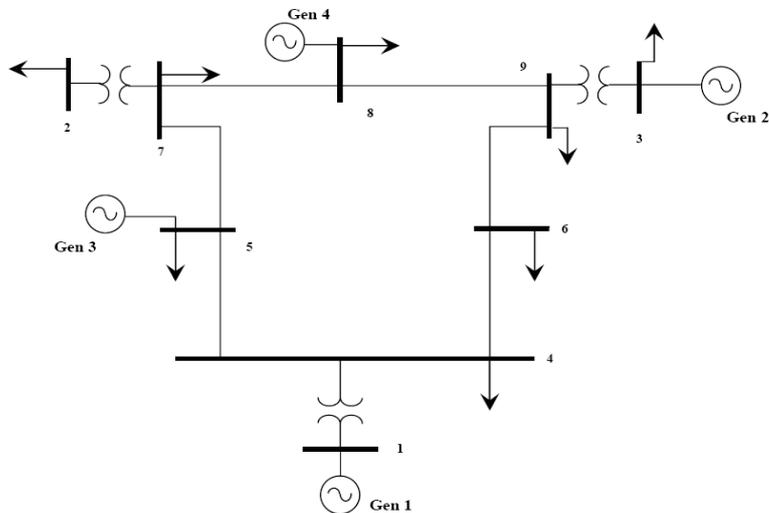
Q_i = Rango de potencia reactiva del generador m .

De acuerdo a lo anterior, se puede saber con exactitud el cambio de voltaje de un nodo de carga con respecto a cambios de voltaje de un generador, este tipo de relaciones se le conoce como sensibilidades relativas lineales; el cálculo de estas sensibilidades se muestra en la Sección 1.2. El valor correspondiente ha S_i a fin de aplicar la ecuación (1.25), para calcular el índice de concentración de mercado de potencia reactiva, se obtiene de la ecuación siguiente:

$$S_i = \frac{(100)(\Delta V_i)}{\sum_{k=1}^{N_g} \Delta V_i} \quad (1.27)$$

A manera de ilustración del cálculo del HHI , y a la vez del ejercicio de poder de mercado, se utiliza el sistema de 9 nodos, mostrado en la Figura 8, el cual cuenta con 4 generadores, 5 nodos de carga y 3 transformadores.

Figura 8. Sistema de 9 Nodos



Fuente. Competencia y poder de Mercado.

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

Tabla 1. Sensibilidades de voltaje en nodos de carga con respecto a cambios de voltaje en nodos generadores del sistema de 9 nodos.

	Nodo 2	Nodo 4	Nodo 6	Nodo 7	Nodo 9
Gen 1		0.5504	0.4028		0.0723
Gen 2		0.0701	0.2577		0.5728
Gen 3	0.3198	0.3702	0.2713	0.3172	0.0494
Gen 4	0.7122	0.0407	0.1493	0.7064	0.3319

Fuente. Aplicación de Sensibilidades Lineales Opcit.

Utilizando las sensibilidades de la Tabla 1, se calcula el *HHI* para cada nodo de carga, mostrado en la Tabla 2, aplicando las ecuaciones (1.27) y (1.25); a manera de ilustración, se calcula el *HHI* para el nodo 2, de la siguiente manera:

$$HHI_2 = \left[100 \left(\frac{0.3198}{0.3198 + 0.7122} \right) \right]^2 + \left[100 \left(\frac{0.7122}{0.3198 + 0.7122} \right) \right]^2 = 5722.88$$

Los resultados del *HHI* para cada nodo de carga indican la concentración de mercado que existe; se nota fácilmente que cada *HHI* está por arriba de 1800, que, muchos autores consideran como el límite para un mercado competitivo. Este índice proporciona información dentro de la planeación a largo o mediano plazo, para la instalación de dispositivos reactivos que mejoren la competitividad.

Tabla 2. *HHI* para nodos de carga del sistema de 9 nodos

	Nodo 2	Nodo 4	Nodo 6	Nodo 7	Nodo 9
<i>HHI</i>	5722.88	4197.82	2776.84	5722.86	4232.80

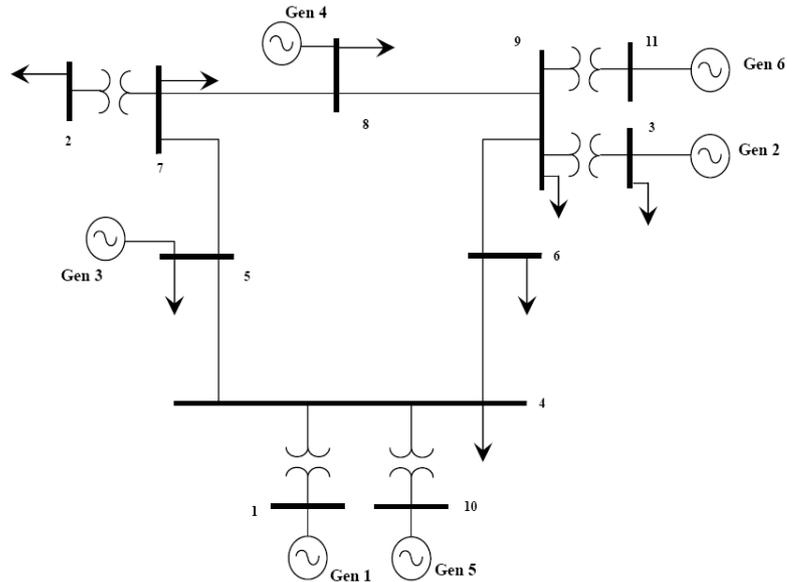
Fuente. Elaboración propia

En el sistema anterior resulta evidente el ejercicio de poder de mercado aun sin la aplicación de sensibilidades, pero en sistemas reales en donde se cuenta con varias unidades de generación y cientos de nodos de carga, resultaría muy complicado la detección del ejercicio de poder de mercado a simple vista, es en esos sistemas en donde las sensibilidades juegan un papel muy importante para el cálculo del *HHI*.

A fin de lograr disminuir el ejercicio de poder de mercado en el sistema anterior se agregan dos unidades de generación participantes en los servicios de potencia reactiva, como se muestra en la Figura 9. En las tablas 3 y 4 se presenta, respectivamente, el *HHI* y las sensibilidades relativas para ese sistema. Como era de esperarse, este índice se ha reducido principalmente en los nodos 4, 6 y 9, debido que los generadores que se agregaron influyen sobre los voltajes de esos nodos de carga; sin embargo, esto no quiere decir que se esté disminuyendo en gran medida el ejercicio de poder de mercado, debido a que las unidades que se conectaron al sistema deben suministrar potencia reactiva de manera proporcional entre las que se encuentran conectadas al mismo nodo de alta tensión; lo anterior

es con el fin de evitar los intercambios de potencia reactiva entre las unidades, de tal manera que cada par de dispositivos se pueden ver como una unidad de generación de mayor capacidad y no como unidades independientes.

Figura 9. Sistema de 9 nodos con dos unidades de generación adicionales



Fuente. Competencia y poder de Mercado

Tabla 3. Sensibilidades de voltaje en nodos de carga con respecto a cambios de voltaje en nodos generadores del sistema de 9 nodos con dos unidades de generación adicionales

	Nodo 2	Nodo 4	Nodo 6	Nodo 7	Nodo 9
Gen 1		0.3529	0.2513		0.0295
Gen 2		0.029	0.1533		0.3631
Gen 3	0.3189	0.2377	0.1691	0.3163	0.0202
Gen 4	0.7128	0.0169	0.089	0.707	0.2102
Gen 5		0.3523	0.2509		0.0294
Gen 6		0.0289	0.1531		0.3628

Fuente. Aplicación de Sensibilidades Lineales Opcit.

Tabla 4. *HII* para el nodo de carga del sistema de 9 nodos con dos unidades adicionales

	Nodo 2	Nodo 4	Nodo 6	Nodo 7	Nodo 9
HII	5728.84488	2965.2686	1841.71037	5728.87135	3005.84912

Fuente. Elaboración propia

La utilización del *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.

1.4 ANÁLISIS DE PROPUESTAS

1.4.1 Los servicios auxiliares de control de voltaje y potencia reactiva en mercados de electricidad. En el mercado de California⁵ se propuso, en un principio, definir el precio de algunos servicios auxiliares dentro de un ambiente de mercado. Sin embargo, debido a defectos en las estructuras de esos mercados, como lo ocurrido en julio de 1998, el precio de las reservas de reemplazo alcanzó los US \$ 9,999 / MWh, lo anterior es un ejemplo evidente del problema de poder de mercado. Ante esto, se ha optado porque el servicio de control de voltaje y potencia reactiva sea remunerado por medio de contratos a largo plazo.

En el pool de Inglaterra⁶ en abril de 1998, se propuso el primer mercado para el

⁵ BRIEN, Laura. Why the Ancillary Services Markets in California don't Work and what to do About It. National Economic Research Associates, February 1999.

⁶ WHITEHEAD, Andrew. A New Market in Reactive Power. Martineau Johnson Solicitors, Birmingham, April 1998, UK.

servicio de potencia reactiva, cuya estructura se basa en ofertas de capacidad y utilización de potencia reactiva por parte de las unidades de generación, realizadas cada 6 meses; a las unidades de generación que entren al mercado se les paga con el precio resultante del mismo, las unidades que no entren a este mercado, se les asigna un pago por omisión, únicamente por la utilización de su potencia reactiva.

1.4.2. Propuestas basadas en costos para los servicios de control de voltaje y potencia reactiva.

∞ En una primera propuesta⁷ se analiza el costo económico de soporte reactivo seguido de una metodología basada en el costo del despacho de potencia reactiva la cual considera mantener todos los buses dentro de límites aceptables de voltaje, mientras se minimiza el costo total del soporte reactivo, también refieren el costo económico de la potencia reactiva como una conjunción de los costos implícitos y costos explícitos, de la misma forma sugieren que el despacho de potencia reactiva sea mediante un método de optimización para determinar los requisitos de potencia reactiva, proponiendo como variables de control al voltaje en terminales de los generadores, la salida de potencia reactiva de compensadores, y el cambiador de derivación de los transformadores, y como variables controladas la potencia reactiva de los generadores y los voltajes de las cargas. Para las unidades de generación, el

⁷ LAMONT, John; FU, Jian. Cost Analysis of Reactive Power Support, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, No. 3, August 1999 Pag. 890-898.

costo de inversión de un generador comúnmente se especifica en términos de la potencia activa P en $\$/MW$ operando a factor de potencia nominal. Sin embargo, la capacidad del generador es usada para producir, además de potencia activa, potencia reactiva necesaria para mantener el voltaje en terminales. El costo de inversión unitario en términos de la capacidad S , es más adecuado para definir el costo capital de un generador. Dicho de otra forma, las potencias activa y reactiva son dos productos que no pueden separarse con respecto a la capacidad de un generador. Pero, debido a que ambas potencias son tratadas bajo condiciones de mercadeo diferentes, una aproximación razonable para separarlas es necesaria.

- ∞ Otra propuesta⁸ propone una metodología basada en costos para asignar los cargos para los servicios de control de voltaje y reservas de potencia reactiva; esta metodología utiliza sensibilidades relativas lineales, pero, únicamente toma en cuenta los costos fijos de las unidades de generación y dispositivos que proporcionan este servicio.
- ∞ La metodología que se ajusta a la necesidad del mercado Colombiano es la expuesta por Gustavo Tequiltalpa⁹, en la que se tienen en cuenta los costos fijos representado por los costos de inversión inicial (o capital) y de administración; y los costos variables están asociados con la programación, mantenimiento y costos de operación. Que se describe en la sección 2.1.

⁸ TOVAR, José; JIMENEZ Miguel, GUTIERREZ, Guillermo. Metodología Basada en Sensibilidades Para Asignar Costos de los Servicios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva en Mercados Eléctricos Desregulados, , Acapulco, Gro., Julio de 1999, Vol. 2, pp. 230-236.

⁹ TEQUILTALPA Gómez Gustavo Carlos, Asignación de Cargos por Servicios de Control de Voltaje y Reservas Reactivas en Mercados de Energía.

2. CARGOS POR EL SERVICIO DE REGULACIÓN DE VOLTAJE Y RESERVAS DE POTENCIA REACTIVA

El sistema de potencia está sometido a variaciones de carga y disturbios que se requiere controlar dinámicamente, mediante unidades de generación que proporcionan la potencia activa necesaria para equilibrar el sistema. Además, se necesita el soporte adecuado de potencia reactiva para mantener al sistema en condiciones de operación estables. Sin embargo, cuando se presentan contingencias que pudieran llevar al sistema a un punto de inestabilidad, cercano al colapso de voltaje, es imprescindible contar con reservas de potencia reactiva dinámicas que en cuestión de varios ciclos a segundos, incrementen su salida de potencia reactiva a fin de mantener al sistema operando dentro de márgenes aceptables

Con la reestructuración de los mercados de energía surgen los mercados primarios y secundarios; en los mercados primarios se comercializa la compraventa mayorista de potencia activa, mientras que en mercados secundarios se puede negociar servicios relacionados con la potencia activa, tales como las reservas de generación, control de frecuencia, así como compensación de pérdidas, entre otros.

Se ha pretendido que el servicio auxiliar de control de voltaje y potencia reactiva se ejecute de una manera competitiva, como ocurre en el mercado primario con la potencia activa. Sin embargo, debido a aspectos actualmente no definidos claramente y estudiados como el poder de mercado y los aspectos relacionados

con la seguridad, aun no se ha establecido un “mercado” de control de voltaje y potencia reactiva como tal, sino que únicamente se paga una cuota anual o mensual, es decir es un servicio cuya tarifa se regula para el mediano plazo.

En los mercados de energía se experimenta con problemas que se resolverán a largo plazo; tal es el caso del ejercicio de poder de mercado, en el cual una unidad de generación que, por el hecho de estar conectada en un nodo estratégico, puede vender su energía al precio que sea, a menos que la demanda sea muy elástica o se regulen los precios de oferta. El ejercicio de poder de mercado es una práctica que se desea evitar en los mercados desregulados por medio de incentivos a la capacidad de transmisión o con la instalación de nuevas unidades de generación, incrementando la competitividad del mercado. El hecho es que, si actualmente se ejerce poder de mercado con la potencia activa, con el suministro de potencia reactiva sería mucho más fácil ejercerlo, debido a que la potencia reactiva no puede ser transportada a grandes distancias, por la alta impedancia de la línea de transmisión en alta tensión. Entonces, el sistema estaría dividido en zonas reactivas, donde cada zona conformada por algunas unidades de generación y dispositivos estáticos que proporcionen la potencia reactiva necesaria para mantener el perfil de voltaje de esa área. De hecho cada “área reactiva” normalmente estaría conformada por un conjunto de generadores relativamente pequeño, de modo que el ejercicio de poder de mercado estaría presente muy posiblemente. Por tal motivo, se propone que el servicio de control de voltaje y suministro de reservas de potencia reactiva sea integrado a un mercado de energía eléctrica como servicio regulado. En este caso, el servicio estaría regido a través

de un sistema de asignación de costos a los beneficiarios.

Sin embargo, debido a que en el sistema eléctrico de potencia se tiene una amplia variación de la demanda, desde una situación de demanda mínima, hasta una de máxima, los requerimientos de potencia reactiva y de regulación de voltaje son muy variados, llegando a situaciones en las que existe la necesidad de sincronizar o modificar la salida de unidades generadoras, a fin de mantener perfiles de voltaje adecuados y reservas de potencia reactiva suficientes para alcanzar los niveles de seguridad establecidos. En estos casos, la asignación de tarifas en estos servicios debe contemplar lo que se conoce como costos de oportunidad, los cuales habrán de depender del diseño y operación de mercado de potencia activa.

Dentro de las funciones del operador del sistema está la de mantener la seguridad del sistema en la forma más económica posible, aunque, de todas formas, los servicios de control de voltaje y reservas de potencia reactiva tienen un costo asociado. Para establecer la manera de remunerar a las fuentes reactivas dinámicas, se propone evaluar las situaciones más comunes que puedan ocurrir en un sistema de potencia. Además, se plantea los lineamientos para la comercialización de los servicios de reservas de potencia reactiva y control de voltaje utilizando el precio que resulte del mercado de reserva de potencia activa y el costo del propio equipo de compensación.

2.1 PROPUESTA¹⁰ PARA LA ASIGNACIÓN DE CARGOS POR LOS SERVICIOS DE REGULACIÓN DE VOLTAJE Y RESERVAS DE POTENCIA REACTIVA

De acuerdo a lo expresado anteriormente, los servicios de control de voltaje y potencia reactiva deben asignarse de manera separada, considerando lo siguiente:

1. El operador del sistema definirá las necesidades de regulación de voltaje y reservas de potencia reactiva de acuerdo a estudios de despacho de potencia reactiva considerando aspectos de seguridad.
2. El concepto de regulación de voltaje se refiere a la conmutación de compensadores en derivación (capacitores e inductores), ajuste de cambiadores de derivación en transformadores, así como del ajuste de voltajes en terminales de máquinas síncronas y compensadores estáticos de potencia reactiva. En el caso de compensadores en derivación, la regulación de voltaje puede incluir su conexión o desconexión, dependiendo de las condiciones operativas en el sistema. La manera en que se asignan los cargos por regulación estará en función de las sensibilidades de voltaje en nodos de carga, con respecto a estos equipos.
3. El servicio de reservas de potencia reactiva está relacionado con la seguridad

¹⁰ TEQUITLALPA Gómez Gustavo Carlos, Asignación de Cargos por Servicios de Control de Voltaje y Reservas Reactivas en Mercados de Energía.

del sistema y no implica necesariamente el uso de la potencia reactiva que los CEV y las máquinas síncronas pueden absorber o generar. En este caso, se propone establecer los cargos a los usuarios del sistema de acuerdo a la cantidad de carga asociada con cada uno de ellos, estableciendo además un conjunto de áreas de influencia de estos dispositivos de control, a fin de que se asignen los cargos correspondientes sobre un “uso real” de las reservas.

4. Normalmente, para el despacho de potencia reactiva se toma en cuenta únicamente a las unidades de generación participantes en el mercado primario, agregando bancos de capacitores y/o reactores, así como compensadores estáticos de potencia reactiva. Sin embargo, en tiempo real, puede requerirse un soporte reactivo adicional, debido a las variaciones de carga, cambios de voltajes nodales o contingencias, entre otros factores. Esto resulta en un conjunto de cargos adicionales conocidos como costos variables o de oportunidad.
5. Los cargos correspondientes a ambos servicios estarán descompuestos en dos partes: los cargos fijos y los cargos variables o de oportunidad.
6. Los cargos fijos pueden asignarse para periodos de corto, mediano o largo plazo, seleccionando ya sea uno o varios escenarios típicos, considerando a los dispositivos involucrados en ambos servicios.
7. Los cargos variables son función del mercado primario de modo que pueden irse asignando de acuerdo a los periodos de tiempo manejados en el mercado primario (horas generalmente).

Con base a los puntos anteriores, se propone una metodología basada en los

costos de los equipos asociados al control de voltaje y reservas de potencia reactiva, tomando en cuenta las situaciones que pudieran ocurrir para controlar el perfil de voltaje o ampliar las reservas de potencia reactiva.

Para la asignación de cargos por estos servicios, se utiliza sensibilidades relativas lineales, las cuales permiten conocer el beneficio otorgado por un dispositivo a un usuario del sistema.

2.2 DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

De acuerdo al análisis que se realizó en el capítulo anterior, debido a la naturaleza del problema de control de voltaje y potencia reactiva, así como al posible ejercicio de poder de mercado, se ha concluido la conveniencia de que los servicios de regulación de voltaje y reservas rodantes de potencia reactiva sean servicios regulados. Bajo este esquema, la metodología habrá de basar la cuantificación de los cargos sobre los costos fijos de los dispositivos. Además, en un momento dado, se puede requerir del servicio de algunos dispositivos sincronizados y de otros no sincronizados al sistema, de modo que se reconoce una componente adicional denominada como costos variable. Los cargos fijos pueden remunerarse para periodos anuales, semestrales o mensuales. Sin embargo, debe resolverse el problema de seleccionar uno o varios escenarios típicos, con base a los cuales aplicar la metodología de asignación de cargos. Para ello el operador de sistema debe contar con información de cargas conectadas, unidades participantes, entre

otros elementos relacionados al despacho de potencia activa. Se propone como escenario típico para la definición de cargos fijos, al de demanda máxima, por las razones siguientes:

- ∞ Los resultados del despacho en demanda mínima dejarían fuera (aparentemente) a varios dispositivos asociados con los servicios; típicamente se tendría centrales hidroeléctricas operando como condensadores síncronos y algunas unidades termoeléctricas, por lo que las áreas reactivas en este escenario serían muy grandes debido a que se tienen pocos dispositivos conectados al sistema.
- ∞ El escenario de demanda media excluye pocas unidades de generación y algunos dispositivos asociados con los servicios de potencia reactiva; sin embargo, esas unidades que se encuentran fuera del mercado primario muy probablemente se encuentren en el de reservas, pero algunos dispositivos estáticos no se considerarían dentro del mercado de reservas, por lo que se estaría omitiendo el servicio que pueden proporcionar esos dispositivos y, por consiguiente la remuneración sería nula.
- ∞ En el escenario de demanda máxima se involucra a la mayoría de las unidades de generación y dispositivos asociados con la regulación de voltaje.
- ∞ Los equipos que participan en el mercado de reservas activas en el escenario de demanda máxima, al mismo tiempo proporcionan seguridad al sistema por la capacidad de potencia reactiva de cada unidad de generación, por lo que se

debe pagar esa capacidad con la que cuenta cada dispositivo, aun estando desconectado del sistema, debido a que cuando ocurre alguna contingencia, esas unidades mediante su sincronización, proporcionan la potencia reactiva necesaria para evitar problemas mayores que pudieran comprometer la operatividad del sistema.

2.2.1 Costos fijos de dispositivos de control. El operador del sistema debe contar con información acerca del costo de los equipos para el control de voltaje y/o reservas de potencia reactiva, además de las curvas de capacidad y su función de consumo de combustible de las unidades de generación, para que, al realizar el despacho de potencia reactiva, se tenga en cuenta la capacidad de absorción o suministro de potencia reactiva de estas unidades, así como su costo de generación. Los costos explícitos son los costos que se deben pagar directamente, estos incluyen el costo nivelado de inversión de los dispositivos y el costo de operación y mantenimiento. Los costos fijos de los dispositivos involucrados con el control de voltaje y reservas de potencia reactiva se describen a continuación.

2.2.1.1 Costos explícitos de unidades de generación. Los generadores proporcionan soporte reactivo generando o absorbiendo potencia reactiva, lo cual puede representarse por una operación a factor de potencia en atraso o adelanto. A diferencia del costo de combustible, donde este representa los costos de operación de producción de potencia activa, hay sólo pequeños costos de

operación, tales como los costos de mantenimiento para producir potencia reactiva. El costo nivelado de inversión representa la capacidad usada para producir potencia reactiva, Q , constituyendo en gran parte el costo explícito. Habitualmente, se ha considerado el costo nivelado de inversión de un generador especificado únicamente en términos de la potencia activa, P , en \$/MW. Sin embargo, la capacidad de un generador es usada para producir no solamente la potencia activa, sino también potencia reactiva. El costo nivelado de inversión en términos de la potencia aparente S , \$/MVA, es más apropiado para definir el costo nivelado de inversión de un generador. Primeramente, se presenta el cálculo del costo nivelado de inversión para las unidades de generación, utilizando la ecuación (2.1) y, posteriormente, se calcula este costo en términos de MVA.

$$CI_j = CU_j \left[\frac{1}{GNA_j} \right] \left[\frac{frc(i, vec)}{1+i} \right] [fvp(i+w)] \quad \$ \text{ MWh} \quad (2.1)$$

CI_j = Costo nivelado del MWh por concepto de inversión de la j -ésima unidad.

CU_j = Costo unitario.

$frc(i, vec)$ = Factor de recuperación del capital.

$fvp(i+w)$ = Factor del valor presente.

GNA_j = Generación neta anual por MW de la j -ésima unida de generación.

W = Periodo de construcción.

i = Tasa de descuento.

Vec = Vida económica en años.

El costo unitario se define por la ecuación siguiente:

$$CU_j = \frac{I_j}{C_j} \quad (2.2)$$

Donde:

I_j = Costo de inversión (Costo directo + Costo indirecto) de la unidad j

C_j = Capacidad instalada de la unidad j

La GNA se calcula con la expresión siguiente:

$$GNA = (1 - up)(fpl)(8760) \text{ MWh/MW} \quad (2.3)$$

Donde:

up = Usos propios de la central.

fpl = Factor de planta.

Para el cálculo del costo de operación y mantenimiento, se formula una metodología similar. Las unidades del costo nivelado de inversión están en \$/MWh, de modo que, para obtener el costo anual, se utiliza la expresión siguiente:

$$CTAUG_j = (CI_j + COM_j)(8760) \quad (2.4)$$

Donde:

$CTAUG_j$ = Costo total anual de la j -ésima unidad de generación \$/MW-año

CI_j = Costo nivelado del MWh por concepto de inversión de la j -ésima unidad.

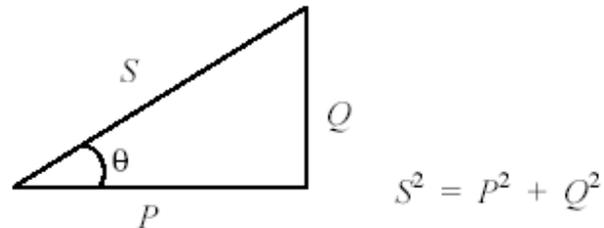
\$/MWh

COM_j = Costo de operación y mantenimiento de la j -ésima unidad. \$/MWh

Aunque los costos usualmente están dados en términos de \$/MW, el costo nivelado de inversión anual, en términos de la capacidad de \$/MVA-año, puede ser derivado utilizando la teoría básica de circuitos y la relación entre P , Q y S , mostrada en

la Figura 10.

Figura 10. Triángulo de potencias.



Fuente. Elaboración Propia.

De esta relación se obtiene la ecuación siguiente:

$$\$/_{MVA} - \text{año} = (\$/_{MW} - \text{año})(fp) \quad (2.5)$$

Donde fp es el factor de potencia nominal del generador. Para calcular la potencia máxima de la unidad de generación, se usa la siguiente ecuación:

$$MVA_{r_{\max}} = (MVA)[\text{sen}(\cos^{-1}(fp))] \quad (2.6)$$

Entonces, el costo nivelado de inversión, en términos de la potencia reactiva también puede especificarse con la siguiente ecuación:

$$\$/_{MVAr} - \text{año} = (\$/_{MVA})[\text{sen}(\cos^{-1} fp)] \quad (2.7)$$

De la ecuación anterior, se puede deducir el costo verdadero de la potencia activa anual, resultando la expresión mostrada a continuación:

$$\$/_{MW} - \text{año} = (\$/_{MVA} - \text{año})(\cos \theta) \quad (2.8)$$

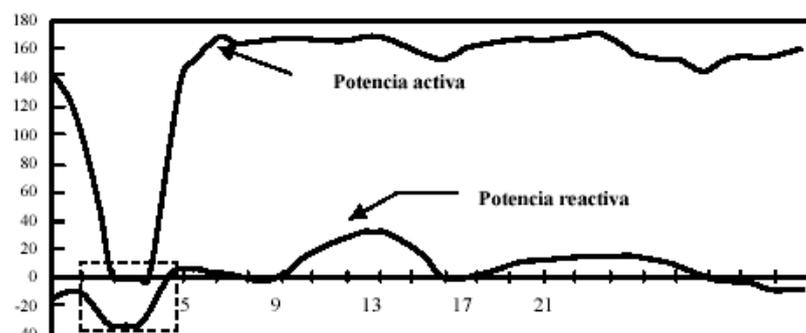
2.2.1.2 Costos explícitos de un generador operando como un condensador síncrono. Frecuentemente, los generador es operan como compensadores

síncronos y, bajo esta condición, consumen potencia activa del sistema. Este tipo de operación típicamente toma lugar durante periodos de carga mínima, cuando hay exceso de potencia reactiva que debe ser absorbida, a fin de controlar el perfil de voltaje. Una planta hidroeléctrica operando como condensador síncrono en estas condiciones, típicamente no tiene costos de oportunidad, ya que el sistema está bajo carga mínima y este no podría ser despachado más que para la absorción de potencia reactiva. Así, el generador incurre únicamente en los siguientes costos explícitos:

- ∞ El suministro de energía para el bombeo y la eliminación de agua del interior de la turbina.
- ∞ Pérdidas de energía que alcanzan las unidades de generación, debidas a pérdidas en el devanado, así como fricción, entre otros.

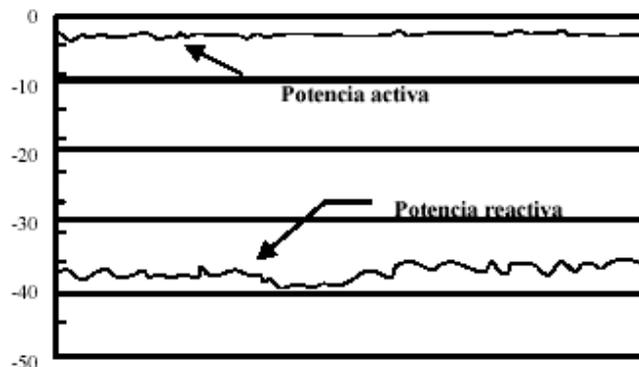
Para analizar estas pérdidas, considere las figuras 11 y 12, donde se muestra la operación típica de una planta hidroeléctrica.

Figura 11. Promedio de potencia activa y reactiva por hora de una planta hidroeléctrica operando como condensador síncrono, entre 2:00 y 4:00 a.m.



Fuente. Asignación de Cargos por servicios de control de voltaje Opcit

Figura 12. Detalle de la Figura 11.



Fuente. Ibíd.

La Figura 11 muestra el promedio de los valores de la potencia activa y reactiva por hora, observándose que el generador está operando como un condensador síncrono en la madrugada, un periodo que se encuentra detallado en la Figura 12 en donde se muestra que la potencia activa absorbida se mantiene virtualmente constante (es decir es independiente del nivel de potencia reactiva absorbida).

El caso de las unidades termoeléctricas es diferente debido a que la operación como condensador síncrono requiere la generación mínima por parte de este dispositivo, por lo tanto, el costo en estas condiciones de operación es mucho mayor al de una unidad hidroeléctrica.

2.2.1.3 Costos explícitos de bancos de capacitores y reactores. La frecuencia de las operaciones de conmutación es un problema importante a ser considerado en el análisis de determinar el costo de estos dispositivos debido a que no solamente influye en el tiempo de vida útil del propio equipo, sino también en el circuito de conmutación.

Esto ocurre debido al sobrevoltaje que aparece durante las operaciones de apertura de los bancos de reactores y la operación de cierre de los bancos de capacitores. El procedimiento usual para evitar depreciación prematura del equipo, ha sido instalar un dispositivo de sincronización conectado a los circuitos de conmutación. Además, para los reactores, un disipador de sobretensiones se conecta en paralelo. El dispositivo de sincronización coordina la apertura y cierre del circuito de interrupción al momento en que la corriente es prácticamente cero. Un disipador de sobretensiones de ZnO puede limitar el sobrevoltaje al reactor.

Teniendo en cuenta que el equipo debería instalarse según las especificaciones reguladas técnicamente, este tipo de depreciación prematura podría impedirse y las implicaciones financieras limitadas a la diferencia en costo nivelado de inversión que alcanza el diseño modificado del equipo.

Dependiendo de la ubicación del equipo de compensación dentro del sistema de transmisión, la frecuencia de conmutación puede ser significativa. Un circuito para conmutar un reactor o capacitor en derivación está sometido a un mantenimiento general, después de un número especificado de operaciones de apertura/cierre ocurridas. Al haber dado mantenimiento al equipo, entonces, es posible evaluar los costos anuales de este servicio, a partir de los costos de inversión inicial, de operación y mantenimiento.

Por lo tanto, el costo total del equipo está en función del costo de inversión inicial y el costo de operación y mantenimiento. El cálculo del costo de inversión inicial considera una tasa de retorno y la vida económica del equipo, de modo que puede utilizarse la siguiente ecuación para calcular el costo de inversión anual del equipo:

$$CIAE_k = I \left[\frac{i_r (1 + i_r)^v}{(1 + i_r)^v - 1} \right] \quad (2.9)$$

Donde:

$CIAE_k$ = Costo de inversión anual del k -ésimo equipo en \$/año

i_r = Tasa de retorno.

V = Vida útil del equipo en años.

Entonces, el costo total anual del servicio proporcionado por los equipos fijos, se calcula aplicando la siguiente ecuación:

$$CSCF_k = CIAE_k + COMa_k \quad (2.10)$$

$CSCF_k$ = Costo del servicio para el k -ésimo equipo de compensación fija.

$COMa_k$ = Costo de operación y mantenimiento anual para el k -ésimo equipo de compensación fija.

2.2.1.4 Costos explícitos del compensador estático. Similar a un condensador síncrono, el compensador estático tiene como función principal controlar el perfil de voltaje durante periodos transitorios y en estado estacionario. En sistemas eléctricos de potencia, donde la generación se encuentra alejada de los centros de consumo, los compensadores estáticos de potencia reactiva pueden considerarse como una fuente de reservas de potencia reactiva.

El costo explícito de este dispositivo incurre en el costo de inversión inicial y el costo de operación y mantenimiento. Dado que el mecanismo de conmutación de un compensador estático es de estado sólido, las operaciones de conmutación no

causan una reducción en su vida útil, por lo que su costo de inversión anual se calcula utilizando la ecuación (2.9), y el costo total del servicio proporcionado por el dispositivo con la siguiente expresión:

$$CSCEV_k = CIAE_k + COMa_k \quad (2.11)$$

$CSCEV_k$ = Costo del servicio del k -ésimo compensador estático.

2.2.1.5 Costos explícitos de transformadores con cambiador de derivación. El costo de un transformador con cambiador de derivación bajo carga, se puede obtener de la diferencia de costos con respecto a un transformador normal (sin cambiador de derivación) de la misma capacidad. Entonces, el costo del servicio de los cambiadores de derivación bajo carga, se obtiene con la ecuación siguiente:

$$CS_{Tap,j} = CT_{Tap,j} - CT_j \quad (2.12)$$

Donde:

$CS_{Tap,j}$ = Costo del servicio del cambiador de derivación bajo carga del j -ésimo transformador.

$CT_{Tap,j}$ = Costo del j -ésimo transformador con cambiador de derivación.

CT_j = Costo del j -ésimo transformador sin cambiador de derivación.

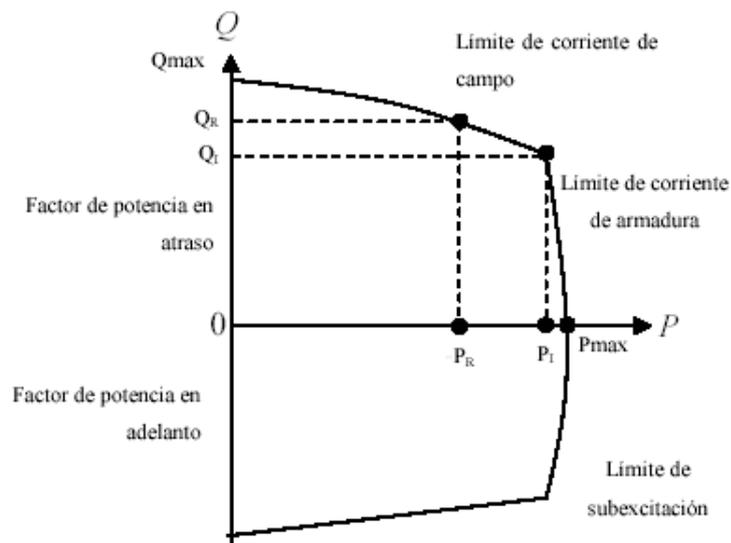
2.2.2 Costos variables. De acuerdo a condiciones operativas en el sistema, habrá situaciones en las que se necesita incorporar equipos dinámicos para el control de voltaje y/o reservas de potencia reactiva. Ante estas situaciones, se debe definir el costo, tanto de generadores sincronizados al sistema, como de aquellos que

componen la reserva no sincronizada, a fin de ampliar los márgenes de reservas de potencia reactiva. A continuación, se describe los conceptos involucrados en los costos variables.

2.2.2.1 Cálculo del costo de oportunidad. Se tiene un sistema donde debe incrementarse la reserva de potencia reactiva en un área específica, y este cuenta con unidades de generación suficientes para satisfacer el requerimiento.

La máquina síncrona tiene la característica de suministrar o absorber potencia reactiva de acuerdo a las necesidades del sistema; una curva de capacidad típica es mostrada en la Figura 13, la cual muestra la capacidad de potencia reactiva, Q , del generador a lo largo del eje vertical y la potencia activa de salida del generador, P , a lo largo del eje horizontal.

Figura 13. Curva de capacidad.



Fuente. Ibíd.

En este caso, por lo menos una unidad de generación debe reducir su salida de potencia activa de acuerdo a su curva de capacidad y que, como consecuencia, otra unidad de generación fuera del área reactiva aumente su salida de potencia activa para mantener el balance en el sistema.

El costo de oportunidad incurrido por reducir la salida de potencia activa por suministrar más potencia reactiva, se calcula como la ganancia no obtenida en el mercado primario, a la cual se le resta la reducción en costo de combustible. Entonces, se requiere conocer la función de costo de combustible de cada unidad del sistema, así como el precio actual del mismo. Esto puede expresarse matemáticamente en la siguiente forma:

$$CO_i = \lambda_i [P_{Gi}^{(0)} - P_{Gi}^{(1)}] - [C_i(P_{Gi}^{(0)}) - C(P_{Gi}^{(1)})] \quad (2.13)$$

Donde:

CO_i = Costo de oportunidad correspondiente al i -ésimo generador. \$/h

λ_i = Precio de mercado de la potencia activa del i -ésimo generador. \$/MWh

$P_{Gi}^{(0)}$ = Potencia activa inicial. MW

$P_{Gi}^{(1)}$ = Potencia activa final. MW

$C_i(P_{Gi}^{(0)})$ = Costo de producción de la potencia activa inicial. \$/h

$C(P_{Gi}^{(1)})$ = Costo de producción de la potencia activa final. \$/h

A su vez, la función de costo de generación se define en la forma:

$$C_i(P_{Gi}) = (a_i + b_i P_{Gi} + d_i P_{Gi}^2 + \dots) CC_i \quad \$/h \quad (2.14)$$

Donde:

CC_i = Costo del combustible de la i -ésima unidad \$ / MBtu

a_i b_i d_i = Coeficientes de la curva de entrada de combustible y salida de potencia activa.

La ecuación anterior puede escribirse de la manera siguiente:

$$C_i(P_{Gi}) = a_i + b_i P_{Gi} + d_i P_{Gi}^2 + \dots \quad \$/h \quad (2.15)$$

Donde

a_i b_i d_i son los coeficientes de la curva que representa el comportamiento de entrada de combustible y salida de potencia activa. De la ecuación anterior resulta claro que:

$$a_i = a'_i CC_i$$

$$b_i = b'_i CC_i$$

$$d_i = d'_i CC_i$$

La parte adicional del costo de oportunidad es la que se tiene que pagar al servicio de Control Automático de Generación (CAG), por suministrar la potencia activa necesaria para balancear el sistema.

Para calcular el precio de esta potencia se utiliza el precio incremental del mercado de reserva:

$$\lambda_{GCAG} = \lambda_{mCAG} (P_{Gi}^{(0)} - P_{Gi}^{(1)}) \quad (2.16)$$

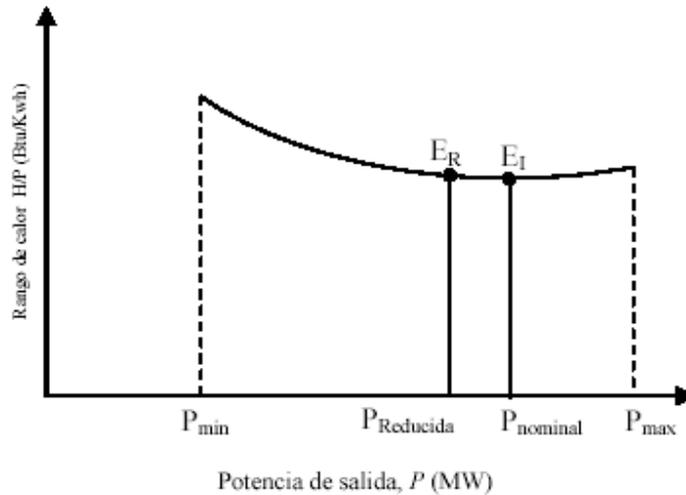
Por lo tanto, el costo total del costo de oportunidad se obtiene con la siguiente ecuación:

$$CTCO_i = \lambda_{GCAG} - [C_i(P_{Gi}^{(0)}) - C_i(P_{Gi}^{(1)})] \quad \$/h \quad (2.17)$$

La ecuación (3.13) resulta válida únicamente si el CAG se mantiene dentro de los márgenes de eficiencia acordados con el operador del sistema. Fuera de estos márgenes, se debe adicionar la componente de ineficiencia, de acuerdo a la curva de eficiencia de la unidad.

La Figura 14, presenta esta situación, en donde el punto de operación nominal $P_{nominal}$ es el más eficiente en una unidad de generación térmica; fuera de este punto de operación, resulta en una reducción de eficiencia por lo que se debe de remunerar al CAG de acuerdo a este criterio. De esto se puede deducir varios casos; por ejemplo, si el generador estaba operando en su punto de máxima eficiencia, P , y se requiere más ó menos potencia de salida, pasará a un punto de operación nominal menos eficiente, originando que sea más costosa la generación; otra situación es cuando el CAG operaba en un punto muy cercano a $P_{reducida}$ o P_{max} , y se requiere que incremente o disminuya su salida de potencia activa, pasando a un punto de mayor eficiencia, es decir, el precio por MW sería más económico.

Figura 14. Curva de eficiencia de una turbina termoeléctrica.



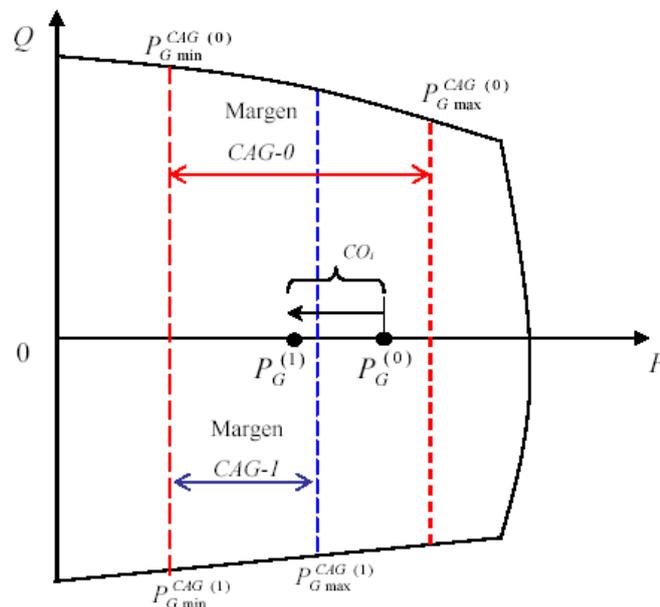
Fuente. Ibíd.

El CAG es equivalente al servicio auxiliar de seguimiento de carga y en algunos mercados también al servicio de reservas rodantes, debido a esto, el CAG es remunerado por capacidad y utilización. El pago por capacidad se refiere a la potencia que siempre tendrá disponible para suministrarla en caso de alguna contingencia, como la salida de operación de un generador o incrementos súbitos de carga, entre otras. El pago por utilización es la potencia de salida medida en terminales del generador. El CAG cuenta con un margen de operación, el cual se encuentra limitado por $P_{G\min}^{CAG}$ y $P_{G\max}^{CAG}$, el cual es acordado entre el operador del sistema y el generador, tomando en cuenta las reservas requeridas; dentro de este margen, se le paga al CAG un precio, resultante del mercado de reservas. Si el operador del sistema cambia ese margen a fin de contar con más reservas, el precio por este servicio también se ve afectado.

Lo anterior se ilustra en la Figura 15, con las siguientes observaciones: si el punto

de operación del CAG se encuentra en $P_G^{(0)}$ y el margen del CAG corresponde a CAG-0, entre los límites $P_{G \min}^{CAG(0)}$ y $P_{G \max}^{CAG(0)}$, el precio dentro de este margen es el resultante del mercado. Ahora bien, si es necesario mover los márgenes de CAG-0 a CAG-1, dentro de los límites $P_{G \min}^{CAG(1)}$ y $P_{G \max}^{CAG(1)}$, esta reducción en la salida de potencia incurre en un costo de oportunidad, CO_i por concepto de la ampliación de márgenes de reservas de potencia reactiva. Por el contrario, si el CAG se encontraba operando en el punto $P_G^{(1)}$, no se pagará ningún costo de oportunidad, debido a que no es necesaria la reducción de potencia activa para operar dentro del nuevo margen.

Figura 15. Márgenes de operación del CAG.



Fuente. Ibíd.

Para ilustrar la manera del cálculo del costo de oportunidad, se presenta el

siguiente ejemplo.

La potencia nominal de un generador es de 400 MW y, según su curva de capacidad, en este punto de operación $P_{Gi}^{(0)}$ puede suministrar 50 MVArh; el precio resultante del mercado primario es de 25 \$/MWh y el precio por el servicio del CAG es de 30 \$/MWh, y el operador del sistema sabe que se requieren 20 MVArh adicionales para aumentar las reservas reactivas en el área en la que está conectado. Entonces, el generador necesita reducir su salida de potencia a 350 MWh (punto de operación $P_{Gi}^{(1)}$) para satisfacer la demanda del operador del sistema. La función de costo de combustible para esa unidad es:

$$C_i(P_{Gi}) = 310 + 7.85P_{Gi} + 0.00194P_{Gi}^2$$

Entonces, sustituyendo valores:

$$C_i(P_{Gi}^{(0)}) = 310 + 7.85(400) + 0.00194(400)^2 = 3760.4 \quad \text{Mbtu/h}$$

$$C_i(P_{Gi}^{(1)}) = 310 + 7.85(350) + 0.00194(350)^2 = 3295.14 \quad \text{Mbtu/h}$$

Con este resultado, el costo de oportunidad en función de los MW, considerando el costo de combustible en 2.06 \$/MBtu, se obtiene aplicando la ecuación de la siguiente manera:

$$CO_i = (25)(400 - 350) - [(2.06)(3760.4) - (2.06)(3295.15)] = 291.585 \quad \text{\$/h}$$

$$\lambda_{GCAG} = 30[400 - 350] = 1500 \text{\$/h}$$

Los resultados anteriores indican respectivamente el costo de oportunidad que se le debe pagar a la unidad que en este caso redujo su salida de potencia a fin de ampliar las reservas reactivas y el precio del CAG por compensar la reducción de

potencia.

2.2.2.2 Sincronización de unidades para ampliar márgenes de potencia

reactiva. En ocasiones, habrá zonas del sistema eléctrico de potencia donde no sea posible regular el voltaje o no se cuente con las reservas de potencia reactiva necesarias con las unidades sincronizadas en ese momento. Entonces, se tendrá que sincronizar una o varias unidades de generación, a fin de cubrir este déficit.

Ante esta situación, se requiere evaluar el costo de sincronización de la unidad de generación al precio resultante en el mercado para reservas complementarias.

La acción de sincronizar una unidad de generación incurre en costos adicionales de arranque que difieren ampliamente, de acuerdo al tipo de central de generación.

Para este caso, hay dos tipos de unidades que se pudieran sincronizar al sistema, las cuales son:

∞ Unidades hidroeléctricas.

∞ Unidades termoeléctricas.

A continuación, se presenta una descripción de estos costos.

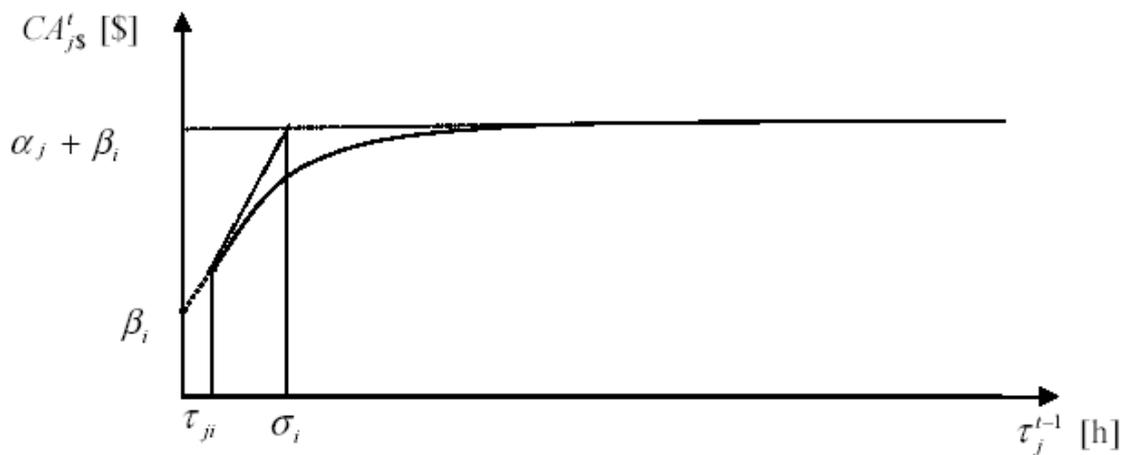
2.2.2.2.1 Costos de arranque de unidades termoeléctricas.

El costo de arranque, denotado como CA'_{js} para la unidad j en la hora t , se presenta antes de que la unidad sea sincronizada al sistema de potencia debido al consumo de combustible que se requiere para satisfacer las condiciones de temperatura. El procedimiento de arranque a menudo necesita que el combustible tenga un alto

poder calorífico, inclusive más alto que el usado para la operación normal.

La cantidad necesaria de combustible para el arranque y, consecuentemente, los costos de arranque dependen de la constante de enfriamiento de la unidad, τ^{t-1} . Por ejemplo, en el tiempo de paro, una curva típica de costo de arranque se muestra en la Figura 16.

Figura 16. Característica del costo de arranque de una unidad térmica.



Fuente. Ibíd.

Es importante enfatizar que la parte de la curva de costo de arranque para $\tau_j^{t-1} < \tau_{ji}$ nunca es usada en el procedimiento de planeación. Esto es debido a la existencia de restricciones locales como el llamado tiempo mínimo por debajo de la unidad j , denotado como τ_{ji} en la Figura 16. El costo de arranque es usualmente modelado como una función exponencial dependiendo del tiempo de enfriamiento de la unidad. Para la asignación de precios en el mercado primario, por concepto de costo de sincronización, se proratearán estos costos únicamente en la hora que se planea sincronizar la unidad; para calcular el costo de arranque se utiliza la

siguiente expresión:

$$CA_{j\$}^t = u_j^{t-1} (1 - u_j^{t-1}) \left[\alpha_j \left(1 - e^{\frac{-\tau_j^{t-1}}{\sigma_j}} \right) + \beta_j \right]$$

Donde:

α_j Costos de arranque en frío para la caldera de la j -ésima unidad.

β_j Costos de arranque para la turbina de la j -ésima unidad. J

σ_j Constante de tiempo de enfriamiento para la caldera de la j -ésima unidad.

τ_j^{t-1} Intervalo de tiempo continuo para la j -ésima unidad antes de la hora t .

u_j^t Variable binaria la cual define si está encendida o apagada la unidad.

En el siguiente capítulo, se presenta un ejemplo de aplicación de este concepto.

2.2.3 Asignación de cargos por concepto de costos fijos. Algunos dispositivos pueden proporcionar ya sea el servicio de regulación de voltaje o el de reservas de potencia reactiva, implicando que algunos de ellos, tales como generadores y compensadores estáticos de VAR, recibirán una compensación por ambos servicios. Los demás dispositivos como transformadores con cambiador de derivación bajo carga y bancos de reactores o capacitores en derivación, únicamente reciben remuneración por concepto del servicio de regulación de voltaje.

Para la asignación de cargos para los servicios de reservas de potencia reactiva y control de voltaje, se utiliza sensibilidades relativas lineales (en un escenario típico de demanda máxima), calculadas de acuerdo a la sección 2.2.

2.2.3.1 Asignación de cargos por el servicio de regulación de voltaje. Un usuario puede recibir el servicio de regulación de voltaje a través de diversos dispositivos, o bien, de uno solo; por lo tanto, es necesario conocer con ex actitud quien lo está proveyendo de los beneficios del servicio. Utilizando sensibilidades relativas de voltaje, se conoce perfectamente cuáles nodos de carga son más sensibles a algún equipo específico, de modo que, a mayor sensibilidad, el costo del servicio será más alto para ese nodo de carga; por el contrario, cuando las sensibilidades tengan un valor cercano o igual a cero, significa que no se recibe el servicio de ese dispositivo.

2.2.3.1.1 Asignación de pagos a las unidades de generación, condensadores síncronos o CEV, por el servicio de control de voltaje. Para esto, se usa las sensibilidades de voltaje en nodos de carga con respecto a cambios de voltaje en nodos de voltaje controlado, aplicando las siguientes expresiones:

$$CTRVG_m = \sum_{j=1}^{N_g} \frac{SVV_{m,j}}{\sum_{i=1}^{ns} SVV_{t,j}} CSR G_j \quad (2.21)$$

Donde:

$CTRVG_m$ = Costo total del servicio de regulación de voltaje de generadores, CEV o

condensadores síncronos para el m -ésimo nodo de carga.

$SVV_{m,j}$ = Sensibilidad de voltaje en el m -ésimo nodo de carga con respecto al voltaje en m, j terminales del j -ésimo generador, condensador o CEV.

$SVV_{i,j}$ = Sensibilidad de voltaje en el i -ésimo nodo de carga con respecto al voltaje en i, j terminales del j -ésimo generador, condensador o CEV.

$CSR G_j$ = Costo del servicio de regulación de voltaje del j -ésimo generador, condensador o CEV.

ns = Número de nodos de carga del sistema sensibles.

N_g = Número de nodos generadores (voltaje controlado).

2.2.3.1.2 Asignación de pagos a los dispositivos de compensación fija, por el servicio de control de voltaje. De forma similar, al caso anterior, los costos de los compensadores en derivación fijos, se asignan utilizando la siguiente fórmula:

$$CTRVC_{m,j} = \sum_{j=1}^{N_c} \frac{SVC_{m,j}}{\sum_{i=1}^{ns} SVC_{i,j}} CSR C_j \quad (2.22)$$

Donde:

$CTRVC_{m,j}$ = Costo total del servicio de regulación de voltaje para el m -ésimo nodo de carga, realizado por el j -ésimo equipo de compensación en derivación.

N_c = Número de compensadores en derivación fija ó conmutable.

$CSR C_j$ = Costo del servicio de regulación del j -ésimo compensador en derivación.

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

2.2.3.1.3 Asignación de pagos a dispositivos de transformación con cambiador de derivación bajo carga, por el servicio de control de voltaje. Para un usuario m del servicio de regulación de voltaje proporcionado por cambiadores de derivación bajo carga, el costo que paga es el siguiente:

$$CTSRVT_m = \sum_{j=1}^{N_t} \frac{SVT_{m,j}}{\sum_{i=1}^{ns} SVT_{t,j}} CS_{Tap,j} \quad (2.23)$$

Donde:

$CTSRVT_m$ = Costo total del servicio de regulación de voltaje para el m -ésimo usuario, a través de N_t cambiadores de derivación en transformadores.

N_t = Número de transformadores con cambiador de derivación ajustable.

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

$CS_{Tap,j}$ = Costo del servicio del cambiador de derivación bajo carga del j -ésimo transformador.

2.2.3.2 Asignación de cargos por concepto del servicio de reservas de potencia reactiva. A diferencia del servicio de control de voltaje que opera en tiempo real, el servicio de reservas de potencia reactiva está fuertemente

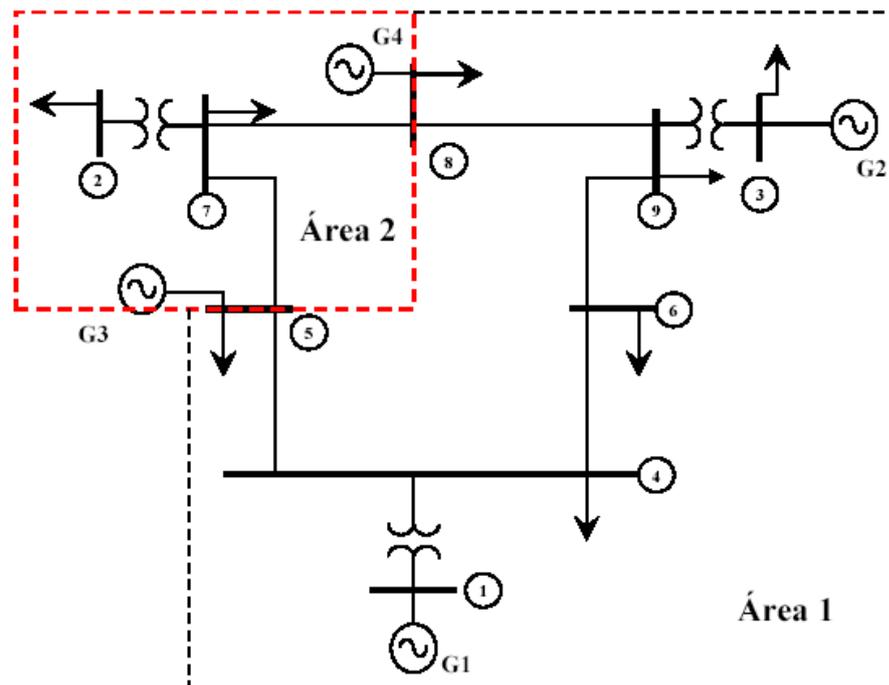
relacionado con la seguridad del sistema de potencia, en el sentido de que las reservas reactivas se utilizarán, en caso de que llegue a ocurrir alguna contingencia que pusiera en riesgo la estabilidad del sistema o dejándolo en un punto cercano al colapso de voltaje; de acuerdo a lo anterior, se intuye que este servicio no es tan explícito para los usuarios del sistema, es decir, no se hará uso de las reservas hasta que ocurra alguna contingencia o un cambio de carga significativo, que pueda desestabilizar al sistema. En cualquier sistema de potencia la interacción del control de voltaje de las unidades de generación y compensador es estáticos de VAR, con los nodos de carga no es global, esto es, los cambios de voltaje en algunas unidades de generación pueden modificar el voltaje en nodos de carga determinados. Para identificar estas interacciones se utiliza sensibilidades de voltaje en nodos de carga con respecto a cambios de voltaje en nodos generadores.

Una vez determinadas estas sensibilidades, por inspección se puede agrupar los nodos de carga sensibles a un grupo de generadores o a un generador, esta agrupación define las áreas reactivas existentes en el sistema. Además, posiblemente haya intersecciones de nodos generadores que tengan influencia en dos o más áreas reactivas; a estos nodos de generación o de voltaje controlado, se les llamará “nodos frontera”. Para ilustrar lo anterior, se utiliza el sistema de 9 nodos mostrado en la Figura 17, el cual cuenta con 4 unidades de generación y 4 nodos de carga.

Las sensibilidades de voltaje en nodos de carga con respecto a cambios de voltaje en nodos generadores se muestran en la Tabla 5, pudiéndose observar la

influencia de G1 y G2 en los nodos 4, 6 y 9, determinando el área reactiva 1. Los generadores restantes tienen influencia en todos los nodos de carga, esto significa que los generadores G3 y G4 son nodos frontera (esta condición de frontera permanece hasta que estos dispositivos son capaces de regular voltaje en el área delimitada por esos nodos), y únicamente estos generadores pueden influir en cambios de voltaje en los nodos de carga 2 y 7 determinando de esta manera el área reactiva 2. En la Figura 17 se ilustra las dos áreas reactivas limitadas por las líneas discontinuas, observándose que los nodos 5 y 8 son nodos frontera.

Figura 17. Sistema de 9 nodos.



Fuente. Ibíd.

Tabla 5. Sensibilidades de voltaje en nodos de carga con respecto a

cambios de voltaje en nodos generadores del sistema de 9 nodos.

	Nodo 2	Nodo 4	Nodo 6	Nodo 7	Nodo 9
Gen 1		0,5504	0,4028		0,0723
Gen 2		0,0701	0,2577		0,5728
Gen 3	0,3198	0,3702	0,2713	0,3172	0,0494
Gen 4	0,7122	0,0407	0,1493	0,7064	0,3319

Fuente. Asignación de cargos por los servicios de control de voltaje. Opcit.

La seguridad está relacionada con los límites operativos de los elementos que conforman el sistema eléctrico de potencia. Estos límites, ante el criterio de $n - 1$, se relacionan con el nivel de carga en el sistema, de modo que en condiciones de demanda máxima, estos pueden ser alcanzados más fácilmente ante la ocurrencia de una contingencia.

De acuerdo a esto, un consumidor mayor aporta una cantidad de carga más importante que un consumidor menor y, además, reduce de manera más notable los márgenes de seguridad en el sistema. Por lo tanto, a fin de evaluar las aportaciones de cada usuario del servicio de reservas de potencia reactiva, se propone a la potencia activa de carga como medida de referencia.

Previamente se debe detectar las áreas reactivas en el sistema, a fin de que se identifique a los equipos que ofrecen el servicio de reservas reactivas, así como a los beneficiarios en esa área. Para dispositivos detectados como nodos frontera, los cargos serán repartidos entre los beneficiarios del conjunto de áreas reactivas involucradas. Utilizando el método de la estampilla postal y tomando como referencia la potencia activa de carga, se reparte proporcionalmente los cargos a los usuarios, es decir, un usuario con carga de potencia activa mayor está siendo más beneficiado por este servicio, por lo que debe remunerar una cantidad

superior, con respecto a otros usuarios. El pago de este servicio se hará según los dispositivos que se encuentren dentro de cada área reactiva aplicando las siguientes ecuaciones:

$$CTRQ_i = \sum_{k \in i} CRQ_{k,i} \quad (2.24)$$

$$CRQD_{m,i} = \frac{P_{Dm,i}}{\sum_{j \in i} P_{Dj,i}} CTRQ_i \quad (2.25)$$

Donde:

$CTRQ_i$ = Costo total del servicio de reserva de potencia reactiva para la i -ésima área reactiva.

$CRQ_{k,i}$ = Costo del servicio de reserva de potencia reactiva del k -ésimo dispositivo de reservas de potencia reactiva perteneciendo a la i -ésima área reactiva.

$CRQD_{m,i}$ = Costo del servicio de reserva de potencia reactiva para el usuario conectado en el m -ésimo nodo de carga, perteneciendo a la i -ésima área reactiva.

$P_{Dm,i}$ = Potencia activa conectada en el m -ésimo nodo de carga perteneciente a la i -ésima área reactiva.

$P_{Dj,i}$ = Potencia activa conectada en el j -ésimo nodo de carga perteneciente a la i -ésima área reactiva.

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

2.2.4 Asignación de cargos por concepto de costos variables. Los costos de oportunidad se asignan de manera similar al procedimiento de la sección (2.3.3.2), esto significa que el área beneficiada con la ampliación de márgenes de reserva será la que pague por este servicio.

$$CCO_{m,i} = \frac{P_{Dm,i}}{\sum_{j \in i} P_{Dj,i}} (CTCO_i) \quad (2.26)$$

Donde:

$CCO_{m,i}$ = Cargo por costo de oportunidad correspondiente al m -ésimo nodo de carga perteneciente a la i -ésima área reactiva.

$CTCO_i$ = Costo total del costo de oportunidad para la i -ésima área reactiva.

La otra situación que puede presentarse, como ya se comentó anteriormente, es la sincronización de una unidad de generación, con el objetivo de ampliar los márgenes de reservas reactivas o para regular voltaje.

El costo de sincronización de una unidad de generación involucra un costo de arranque, el pago por la potencia mínima de generación de la unidad sincronizada (por incurrir en un régimen térmico muy ineficiente), además, se le debe restar el precio de la potencia reducida por el CAG, por lo que el costo de arranque total se calcula con la siguiente ecuación:

$$CAT_k = (CA_k + CPGA_k - PRCAG) \quad (2.27)$$

Donde:

CAT_k = Costo de arranque total de la k -ésima unidad.

CA_k = Costo de arranque de la k -ésima unidad.

$CPGA_k$ = Costo de la potencia generada por la k -ésima unidad arrancada.

$PRCAG$ = Precio por la reducción de potencia en el CAG.

La asignación de cargos por la sincronización de una unidad de generación se reparte de la siguiente forma:

$$CSG_{m,i} = \frac{P_{Dm,i}}{\sum_{j \in i} P_{Dj,i}} CAT_k \quad (2.28)$$

Donde $CSG_{m,i}$ es el cargo al usuario conectado en el m -ésimo nodo de carga, por concepto del costo de la sincronización de la k -ésima unidad de generación, para ampliar los márgenes de reserva reactiva o para controlar el perfil de voltaje en la i -ésima área reactiva.

Por lo anterior, los cargos fijos y variables por concepto del servicio de control de voltaje y reservas de potencia reactiva pueden tener tres componentes:

$$CFVQ_{m,i} = CSG_{m,i} + [CTCO_i + CFTQ_i] \quad (2.29)$$

Donde:

$CFVQ_{m,i}$ = Costo fijo y variable por concepto de control de voltaje y reservas de potencia reactiva, para el m -ésimo usuario del sistema perteneciente a la i -ésima área reactiva, en \$/h.

$CFTQ_i$ = Costo fijo total por concepto del servicio de control de voltaje y reservas de potencia reactiva en de la i -ésima área reactiva, en \$ / h.

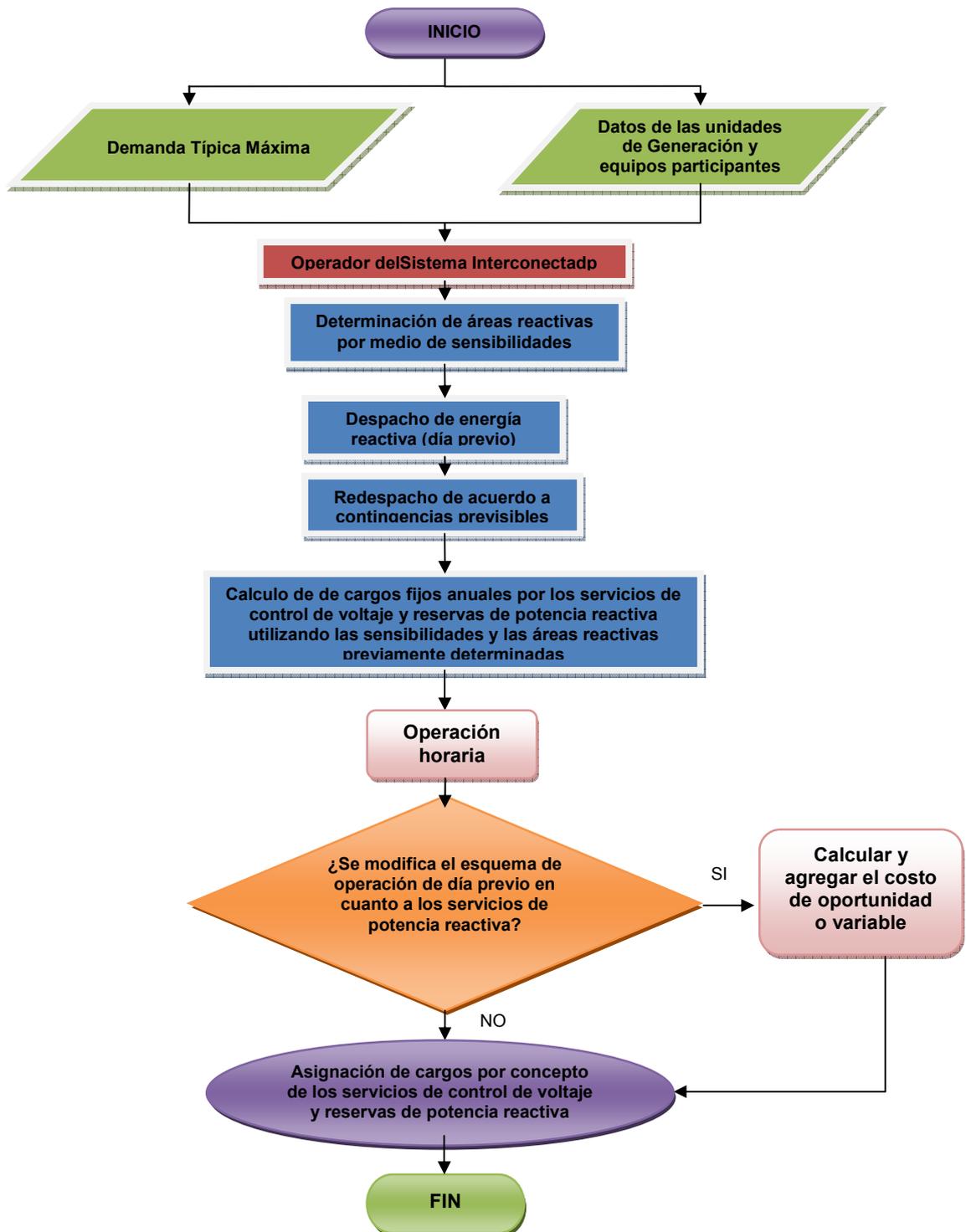
En términos generales la metodología descrita se compone de los siguientes pasos:

1. El *OSI (Operador del sistema interconectado)* obtiene el pronóstico de demanda anual, con lo cual se determina un escenario típico de demanda (en este caso, se considera un escenario de demanda máxima).
2. El *OSI* tiene conocimiento de los costos de los equipos asociados con los servicios de potencia reactiva, así como de los dispositivos que se incluyen en la facturación del servicio de transmisión (el costo fijo de ya está siendo remunerado en otro esquema); además, se proporciona al *OSI* los datos de consumo de combustible, así como la curva de capacidad de las unidades de generación participantes.
3. Con el escenario típico de demanda máxima, el *OSI* pondera los requerimientos de potencia reactiva anualmente, de acuerdo al despacho de potencia activa y con las unidades participantes.
4. Se realiza un estudio de sensibilidades y, a partir de estas, se determina las áreas reactivas existentes en el sistema con la demanda típica máxima, a fin de definir los cargos fijos por concepto de los servicios de potencia reactiva.
5. En la operación en tiempo real, si existen contingencias que requieran más potencia reactiva de la disponible, a fin de aumentar los márgenes de reservas de potencia reactiva o simplemente para regular voltaje, se calcula el costo de oportunidad.
6. Se realiza la asignación de cargos fijos y variables de manera horaria por concepto de los servicios control de voltaje y reservas de potencia reactiva.

Los pasos anteriores se ilustran en el diagrama de flujo mostrado en la Figura 18.

En el siguiente capítulo, se presenta un ejemplo de aplicación de la metodología descrita, analizando, paso a paso, la asignación de cargos fijos y variables para cada uno de los elementos de control de los servicios de regulación de voltaje y reservas de potencia reactiva.

Figura 18. Diagrama¹¹ de flujo de la metodología descrita.



¹¹ TEQUILTALPA Gómez Gustavo Carlos, Asignación de Cargos por Servicios de Control de Voltaje y Reservas Reactivas en Mercados de Energía.

3. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DESCRITA

A fin de ilustrar la aplicación de la metodología descrita en el Capítulo 2, para la asignación de costos por los servicios de control de voltaje y reservas de potencia reactiva, en este capítulo se presenta un ejemplo con un sistema eléctrico de potencia de prueba, el cual es una parte modificada del Sistema Interconectado Nacional.

3.1 SISTEMA DE PRUEBA

Se utilizará el sistema mostrado en la Figura 19. El cual cuenta con cinco plantas de generación, (algunas con más de un generador), dos transformadores con cambiador de derivación bajo carga, un compensador estático de VAR y dos bancos de capacitores en derivación para los servicios de control de voltaje y reservas de potencia reactiva. Los datos del sistema se muestran en las tablas 6 - 9.

Tabla 6. Datos de carga nodales y voltaje para los nodos *PV* del sistema de prueba.

NODO	Demanda media			Demanda máxima			Demanda mínima		
	P carga MW	Q Carga MVar	Voltaje en p.u.	P carga MW	Q Carga MVar	Voltaje en p.u.	P carga MW	Q Carga MVar	Voltaje en p.u.
NODO 1	135	45	1.00	150.0	50.0	1.00	100.0	33.0	1.00
NODO 2	300	210	1.00	445.0	344.1	1.00	255.0	175.0	0.99
NODO 3	30	5	1.00	33.3	5.5	1.00	22.0	3.75	1.00
NODO 4	200	70		222.0	77.0		140.0	50.0	
NODO 5	100	30		110.0	34.0		65.0	15.0	
NODO 6	150	60	1.00	165.0	67.0	1.00	110.0	65.0	1.00
NODO 7	450	230		500.0	255.0		360.0	200.0	
NODO 8	350	105		390.0	117.0		260.5	78.0	
NODO 9	400	205		445.0	230.0		300.0	155.0	
NODO 10	400	150	1.00	445.0	167.0	1.00	300.0	112.0	1.00
NODO 11	625	200	1.00	695.0	225.0	1.00	480.0	162.0	1.00
NODO 12	860	350		955.0	390.0		650.0	260.0	
NODO 13	150	85		165.0	95.0		112.0	63.0	
NODO 14	120	60		135.0	65.0		90.0	45.0	

Fuente. Neplan Electricity.

Tabla 7. Datos de líneas de transmisión del sistema de prueba.

Nodo Envió	Nodo Recepción	R p.u.	X p.u.	B/2 p.u.
NODO 1	NODO 2	0.0017	0.0211	0.3004
NODO 1	NODO 2	0.0017	0.0211	0.3004
NODO 2	NODO 3	0.0015	0.0192	0.3731
NODO 2	NODO 3	0.0015	0.0192	0.3731
NODO 2	NODO 5	0.0043	0.0532	0.834
NODO 2	NODO 5	0.0043	0.0532	0.834
NODO 3	NODO 4	0.0027	0.0262	0.453
NODO 3	NODO 4	0.0027	0.0262	0.453
NODO 3	NODO 4	0.0027	0.0262	0.453
NODO 4	NODO 6	0.0041	0.0293	0.722
NODO 4	NODO 6	0.0041	0.0293	0.722
NODO 5	NODO 6	0.0029	0.0354	0.5477
NODO 5	NODO 6	0.0029	0.0354	0.5477
NODO 6	NODO 7	0.0041	0.0298	0.7108
NODO 6	NODO 7	0.0041	0.0298	0.7108
NODO 6	NODO 8	0.00346	0.02084	0.6462
NODO 7	NODO 8	0.00073	0.00934	0.1311
NODO 7	NODO 8	0	0.003	0
NODO 10	NODO 9	0.00063	0.00776	0.1184
NODO 10	NODO 12	0.0024	0.01954	0.3947
NODO 11	NODO 7	0.00184	0.02364	0.3726
NODO 11	NODO 12	0.00074	0.00902	0.1476
NODO 13	NODO 1	0	0.0222	0
NODO 13	NODO 14	0.01101	8 0.038949	0.004902

Fuente. Neplan Electricity.

Tabla 8. Datos de transformadores en p.u. con cambiador de derivación.

Transformador	Nodo envió	Nodo recepción	Posición del Cambiador de derivación mínima	Posición del Cambiador de derivación máxima	Paso del cambiador de derivación
T-1	NODO 7	NODO 9	0.9	1.1	0.01
T-2	NODO 13	NODO 1	0.9	1.1	0.01

Fuente. Ibíd

3.2 REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA

La Tabla 10 muestra los límites de generación, tanto de potencia activa como reactiva, de cada dispositivo, además del número de unidades en cada planta.

Tabla 10. Datos de dispositivos de potencia reactiva del sistema de prueba.

	P_{\max} (MW)	Q_{\max} (MVar)	Q_{\min} (MVar)	Unidades de generación
G-1	900	500	-500	1
G-2	500	300	-250	3
G-3	450	350	-250	2
CEV		500	-400	
G-4	720	450	-400	1
G-5	650	430	-350	2

Fuente. Neplan Electricity.

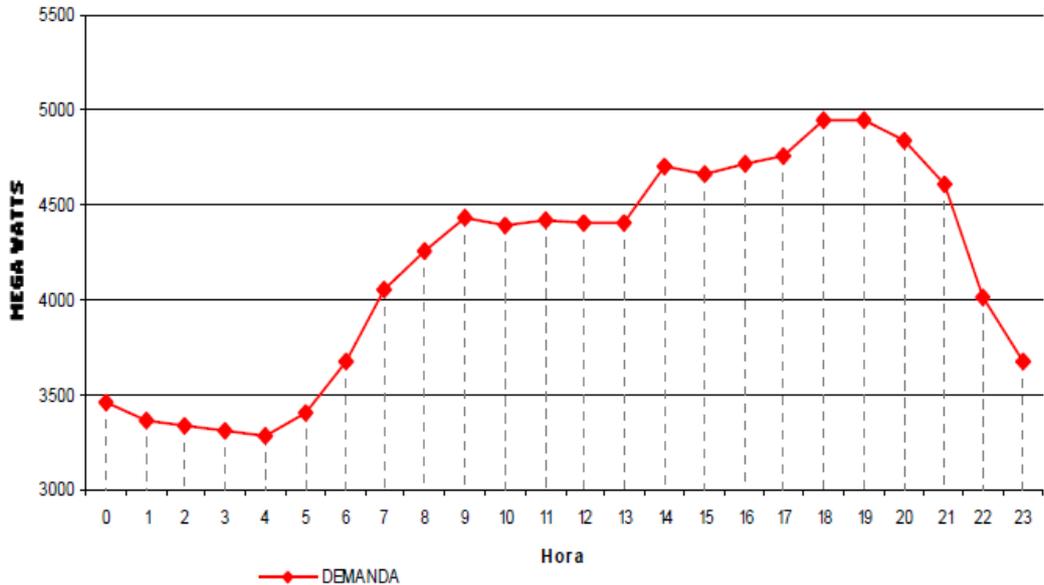
Para este ejemplo, se considera una demanda pronosticada similar a la del mercado de **California** (se redujo por un factor de 6.9 de los datos originales), mostrada en forma tabular y gráfica en la Tabla 11 y en la Figura 20, respectivamente. Para cada hora, se efectúa un estudio de flujos de potencia, a fin de determinar los requerimientos de potencia reactiva.

Tabla 11. Demanda pronosticada del sistema de prueba incluyendo pérdidas.

Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Demanda MW	3464.1	3368.1	3344.3	3309.3	3289.2	3403.8	3677.6	4048.4	4255.8	4427.1	4395.8	4416.6
Hora Demanda MW	12 4399.7	13 4707.5	14 4708.9	15 4663.9	16 4716.8	17 4760.5	18 4942.7	19 4944.9	20 4840.6	21 4612.4	22 4009.0	23 3672.0

Fuente. <http://www.caiso.com/outlook/SystemStatus.html>

Figura 22. Demanda pronosticada del sistema de prueba.



Fuente. <http://www.caiso.com/outlook/SystemStatus.html>

Con los datos anteriores se considera a los 3 puntos de operación más significativos para el sistema de prueba:

- ⊗ Demanda media, hora 10.
- ⊗ Demanda máxima, hora 19.
- ⊗ Demanda mínima, hora 4.

3.3 COSTO DE LOS EQUIPOS RELACIONADOS AL SERVICIO DE CONTROL DE VOLTAJE Y POTENCIA REACTIVA

En este ejemplo, se tiene cinco plantas de generación; los costos de estos dispositivos resultan ser los más caros debido a que son los únicos dispositivos

dinámicos que, además de proporcionar el servicio de absorción o inyección de potencia reactiva de manera casi instantánea, son la única fuente de potencia activa. Para determinar el costo de la potencia reactiva proporcionada por estas plantas es necesario conocer los costos de instalación, de operación y mantenimiento de cada unidad.

3.3.1 Costos de las unidades de generación. A continuación, se muestra la metodología descrita para obtener el costo nivelado de inversión para la central G-2 en \$/MWh.

Con el fin de ilustrar la metodología presentada en la Sección 2.3.1.1, se desea obtener el costo nivelado en MWh por concepto de inversión, de la planta de generación Manuel Moreno Torres con los datos presentados; y mostrados en la Tabla 12; en este trabajo el costo de esta planta se asigna a G-2.

Tabla 12. Características de contracción de la central ejemplo de generación G-2. Inversión Costo

Inversión Costo directo más indirecto	Periodo						Total
	-6	-5	-4	-3	-2	-1	
Pesos año 2000	2,349,324,540	3,853,716,570	3,029,392,170	4,389,527,430	5,131,419,390	1,854,729,900	20,608,110.00
Porcentaje	11.40	18.70	14.70	21.30	24.90	9.00	100

Fuente. Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico

Los factores utilizados en este caso fueron los siguientes:

$$C_{G-2} = \text{Capacidad instalada} = 1500 \text{ MW}$$

$$fpl = \text{Factor de planta} = .425$$

$$vec = \text{Vida económica} = 50 \text{ años}$$

$$i = \text{Tasa de descuento} = 10 \%$$

$$up = \text{Usos propios} = .5 \%$$

$$\%Ind = \text{Porcentaje de indirectos} = 12.4 \%$$

$$CD = \text{Costo directo} = \$ 18,334,617,437.722$$

$$I_{G-2} = \text{Costo de inversión}$$

$$(CD + CInd) = \$ 20,608,110,000.00$$

De acuerdo a la metodología, primeramente se calcula el costo unitario empleando la ecuación (2.2).

$$CU_{G-2} = \frac{I_{G-2}}{C_{G-2}} = \frac{20,608,110,000}{1500} = 13,738,740.00 \frac{\$}{MW}$$

A continuación, la generación neta anual se calcula utilizando la ecuación (2.3) nótese que tiene unidades en MWh / MW.

$$GNA_{G-2} = (1 - up)(fpl)(8760) = (1 - 0.005)(0.425)(8760) = 3,704,385 \frac{MWh}{MW}$$

En caso de que se requiera conocer la generación total, se tiene que multiplicar la GNA por la capacidad de la planta de generación.

El *frc* depende de la tasa de descuento y de la vida económica de la central y se calcula a continuación:

$$frc(0.10; 50) = \frac{0.10(1.10)^{50}}{(1.10)^{50} - 1} = 0.1008592$$

$$\frac{frc(1.10; 50)}{(i + 1)} = \frac{0.1008592}{1.10} = 0.0916902$$

El fvp depende del periodo estimado de duración del proyecto y del porcentaje de inversión anual:

$$fvp(0.10 + w) = 0.114(1.6)^6 + 0.187(1.1)^5 + 0.147(1.1)^4 + 0.213(1.1)^3 + 0.249(1.1)^2 + 0.09(1.1) = 1.402139$$

Por lo tanto, el costo nivelado de inversión, resulta de:

$$CI_{G-2} = 13,738,740 \left(\frac{1}{3,704,385} \right) (0.0916902)(1.402139) = 476.809\$ \text{ MWh}$$

En la Tabla 13. se muestra los costos nivelado de inversión (costo de instalación) de operación y mantenimiento de las unidades de generación que se utilizarán en el desarrollo de la metodología descrita, subrayándose el costo nivelado de inversión, calculado anteriormente, el costo total es obtenido al emplear la ecuación (3.4), aplicado a G-2, de la siguiente forma:

$$CTAUG_{G-2} = (476.809_{G-2} + 13.18_{G-2}) (8760) = 4,292,303.64 \frac{\$}{MW} - \text{año}$$

Tabla 13. Costo de instalación operación y mantenimiento de las unidades dinámicas.

Dispositivo	Costo nivelado de Inversión \$/MWh	Costo de operación y mantenimiento \$/MWh	Costo total \$/MW-año
G-1	723.73	21.33	6,526,725.60
G-2	476.809	13.18	4,292,303.64
G-3	715.00	20.00	6,438,600.00
G-4	135.39	22.62	1,384,167.60
G-5	67.39	28.18	837,193.20

Fuente. Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico

Siguiendo la metodología, los costos mostrados en la Tabla 16 se deben convertir a \$/MVA-año, aplicando la ecuación (3.5) y utilizando las ecuaciones (3.6)-(3.8), se obtiene los costos por $MVAR_{MAX}$, $MVA_{r-año}$, y $MW_{r-año}$, mostrados en la Tabla 17, para este ejemplo se usan los datos de G-2 mostrados en la Tabla 18. Esta central cuenta con tres unidades de generación. Para facilitar los cálculos, se obtiene un equivalente de esta central usando las ecuaciones siguientes:

$$P_{eq,j} = \sum_{i=1}^{Ngc} P_{Gi} \quad (3.1)$$

$$Q_{max\ eq,j} = \sum_{i=1}^{Ngc} Q_{max,i} \quad (3.2)$$

$$Q_{min\ eq,j} = \sum_{i=1}^{Ngc} Q_{min,i} \quad (3.3)$$

Donde:

N_{gc} = Número de unidades en la i -ésima central de generación.

$P_{eq,j}$ = Potencia activa equivalente de la j -ésima central.

P_{Gi} = Potencia activa generada por el i -ésimo generador.

$Q_{max\ eq, j}$ = Potencia reactiva máxima de inyección equivalente para la j -ésima central.

$Q_{min\ eq, j}$ = Potencia reactiva máxima de absorción equivalente para la j -ésima central.

$Q_{max, i}$ = Potencia reactiva máxima de inyección del i -ésimo generador

$Q_{min, i}$ = Potencia reactiva máxima de absorción del i -ésimo generador.

Por lo tanto:

$$P_{eq,G-2} = 1500 \text{ MW} \quad Q_{max\ eq, G-2} = 900 \text{ MVar} \quad Q_{min\ eq, G-2} = -750 \text{ MVar}$$

De acuerdo al triángulo de potencias:

$$fp = \cos\left(\tan^{-1}\left(\frac{Q_{max\ eq}}{P_{eq}}\right)\right) = \cos\left(\tan^{-1}\frac{900}{1500}\right) = 0.8574$$

Con la ecuación (3.5), se obtiene el costo anual en \$/MVA:

$$\frac{\$}{MVA - \text{año}} = 4,292,303.64 (0.85740) = 3,680,221.14 \frac{\$}{MVA - \text{año}}$$

Ahora, se obtiene el costo por MVar anual recurriendo a la ecuación (2.6):

$$\$/MVar - \text{año} = (3,680,221.14)(\text{sen}(\cos^{-1}(0.8574))) = 1,894,028.02$$

Debido a que esta central cuenta con varias unidades, el costo anual del servicio de inyección-absorción de potencia reactiva de la j -ésima central de generación,

CASQ_j es:

$$CASQ_{G-2} = \left(\frac{\$}{MVAr - Año} \right) (Q_{eq}) = (1,894,028.02)(900) = 1,704,625,216.23 \frac{\$}{Año} \quad (3.4)$$

Con el fin de complementar la metodología se calcula el costo anual por MW del servicio de potencia activa.

$$\$/MW - año = \left(\frac{\$}{MVAr - año} \right) (fp) = (3,680,221.14)(0.8574) = 3,155,421.61 \frac{\$}{MW - año} \quad (3.5)$$

En la Tabla 14 se muestra los resultados obtenidos al aplicar las ecuaciones anteriores, resaltando los datos calculados anteriormente.

Tabla 14. Costo anual y horario de las unidades dinámicas.

Central	P _{nom}	Q _{max}	MVA	Fp	\$/MW-año	\$/MVAr-año	CASQ \$/Año	\$/MWh	\$/MVArh
G-1	900	500	1029.56	0.87	4,987,403.52	2,770,779.74	1,385,389,867.92	569.34	316.30
G-2	1500	900	1749.28	0.86	3,155,421.61	1,894,028.02	1,704,625,216.23	360.20	216.21
G-3	900	700	1081.66	0.83	4,457,492.31	2,971,661.54	1,782,996,923.08	508.85	339.23
G-4	650	500	849.05	0.85	995,356.48	622,097.80	279,944,008.99	113.63	71.02
G-5	1300	860	1558.71	0.83	582,341.34	385,241.19	331,307,424.24	<u>66.48</u>	43.98

Fuente. Elaboración propia.

Los costos anteriores representan los costos fijos totales. Por otro parte, el costo de generación se obtiene de su función de consumo de combustible, mostrado en la Tabla 15.

Tabla 15. Función de consumo de combustible para las unidades de generación.

Función de costo de combustible	
G-1	$720 + 4.05P + 0.0035 P^2$
G-2	$456.39 + 2.51 P + 0.001956 P^2$
G-3	$723.73 + 3.46 P + 0.0055 P^2$
G-4	$499.42 + 7.7 P + 0.001985 P^2$
G-5	$334.89 + 6.21 P + 0.00121 P^2$

Fuente. Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico

3.3.2 Costos de dispositivos para regulación de voltaje

El costo de estos dispositivos se calcula a partir del costo nivelado de inversión, calculado de manera similar al costo de los dispositivos dinámicos, descrita en la Sección 3.3.1, únicamente que el cálculo para los dispositivos estáticos es por el total de su vida económica, (incluyendo el costo del equipo, de obra civil y electromecánica).

Los costos de operación y mantenimiento, se consideraron como un 2.5% del costo nivelado de inversión. En el caso de los transformadores, el costo del servicio de control de voltaje se calcula como la diferencia de un banco de transformadores sin cambiador de derivación bajo carga, contra uno similar, pero que cuente con cambiadores de derivación.

Para este ejemplo, el costo del banco de transformadores con cambiador de derivación, se estimó en un 5% más del costo total de un banco de transformación sin cambiador de derivación; con tal suposición, se obtiene la Tabla 16.

Tabla 16. Costo de instalación operación y mantenimiento de bancos de transformación.

Dispositivos	Nodos de conexión	Relación de voltaje (kV)	Potencia instalada (MVA)	Costo nivelado de inversión (\$)	Costo de operación y mantenimiento (\$)	Costo total (Sin cambiador de derivación) (\$)	Costo total (Con cambiador de derivación) (\$)
T-1	7 - 9	400/230	900	79,872,125	1,996,803	81,868,928	85,962,375
T-2	1 - 13	400/115	675	65,894,327	1,647,358	67,541,685	70,918,769

Fuente. Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico

A partir de esta suposición, se obtiene el costo del servicio de los cambiadores de derivación bajo carga, aplicando la ecuación (2.12):

$$CS_{Top,T-1} = 85,962,375 - 81,868,928 = 4,093,446$$

Los resultados se resumen en la Tabla 17, incluyendo los costos anuales, para lo cual se aplica un periodo de vida útil de 30 años.

Tabla 17. Costo anual del servicio de control de voltaje proporcionado por el cambiador de derivación.

Dispositivo	Costo del servicio \$	Vida útil (Estimada) Años	Costo del servicio anual \$/Año
T-1	4,093,446	30	136,448
T-2	3,377,084	30	112,569

Fuente. Elaboración Propia.

El costo del servicio de regulación de voltaje proporcionado por bancos de capacitores o reactores se calcula utilizando las ecuaciones (2.9) y (2.10). Para ilustrar lo anterior, se obtiene el costo del servicio, proporcionado por el banco de

capacitores C-1, de la siguiente manera:

$$I_{C-1} = 2,128,390.93 \quad i_r = 0.10 \quad v = 20$$

$$CIAE_{C-1} = 2,128,390.93 \left[\frac{0.10(1 + 0.10)^{20}}{(1 + 0.10)^{20} - 1} \right] = \$250,000.00$$

$$CSCE_{C-1} = 250,000.00 + 6,250.00 = \$256,250.00$$

De manera similar a los cálculos anteriores, el costo del servicio proporcionado por el CEV se obtiene aplicando la ecuación (2.9) y (2.11), de la siguiente manera.

$$CIAE_{CEV} = 93,441,553.05 \left[\frac{0.10(1 + 0.10)^{40}}{(1 + 0.10)^{40} - 1} \right] = \$10,975,609.76$$

$$CSCEV_1 = 10,975,609.76 + 274,390.24 = \$11,250,000.00$$

Los resultados anteriores se muestran en la Tabla 18.

Tabla 18. Costo de compensador estático y de compensación fija o conmutable.

Dispositivos	Nodo	Voltaje Kv	Q _{min} MVAR	Q _{max} MVAR	Inversión \$	Vida Útil Años	Tasa de retorno	Costo de Inversión Anual del equipo \$/año	Costo de operación y mantenimiento \$/año	Costo anual \$
CEV	6	400	-400	500	93,441,553.05	40	0.10	10,975,609.76	274,390.24	11,250,000.00
C-1	14	115	----	70	2,128,390.93	20	0.10	250,000.00	6,250.00	256,250.00
C-2	7	400	----	200	4,256,781.86	20	0.10	500,000.00	12,500.00	512,500.00

Fuente. Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico

Una vez determinado el costo de los dispositivos que proporcionan el servicio de control de voltaje y de reservas de potencia reactiva, se procede a asignar los cargos por concepto de estos servicios.

3.4 ASIGNACIÓN DE CARGOS POR EL SERVICIO DE CONTROL DE VOLTAJE Y RESERVAS DE POTENCIA REACTIVA

La capacidad de los dispositivos que proveen potencia reactiva puede utilizarse, ya sea para el control de voltaje o para reservas rodantes. En la Tabla 22 se muestra la distribución de cada servicio en valores por unidad, para cada dispositivo.

La manera de obtener estas proporciones es sobre la base de un análisis de demanda típica máxima anual; es decir, se considera la potencia reactiva despachada de cada CEV y cada unidad de generación en el punto de operación elegido. Entonces, el operador de sistema determina el porcentaje que se está utilizando de la capacidad total de potencia reactiva de cada dispositivo, la cual será considerada para el servicio de regulación de voltaje; la capacidad restante se considera como reserva de potencia reactiva. De esta manera, se distribuye la capacidad de cada uno de estos dispositivos.

En el caso de los transformadores con cambiador de derivación, bancos de capacitores o reactores el 100 % de la potencia reactiva se destina para regulación de voltaje.

Tabla 19. Proporción de los servicios de reservas de potencia

DISPOSITIVOS	REGULACIÓN DE VOLTAJE	RESERVA DE POTENCIA REACTIVA
G-1	0.4	0.6
G-2	0.4	0.6
G-3	0.4	0.6
G-4	0.6	0.4
G-5	0.6	0.4
CEV	0.5	0.5
T-1	1.0	0.0
T-2	1.0	0.0
C-1	1.0	0.0
C-2	1.0	0.0

Fuente. Neplan Electricity.

Entonces, de acuerdo a la Tabla 19 y utilizando las tablas 16, 17 y 18, el costo total anual del servicio proporcionado por cada dispositivo se presenta en la Tabla 20.

Tabla 20. Costo anual fijo de los servicios de regulación de voltaje y reserva de potencia reactiva.

DISPOSITIVOS	Costo anual del servicio de control de voltaje	Costo anual del servicio de reserva de potencia reactiva
G-1	554,155,947.17	831,233,920.75
G-2	681,850,086.49	1,022,775,129.74
G-3	713,198,769.23	1,069,798,153.85
G-4	167,966,405.39	111,977,603.60
G-5	198,784,454.54	132,522,969.70
CEV	5,625,000	5,625,000
T-1	256,250	0.0
T-2	512,500	0.0
C-1	136,448	0.0
C-2	112,569	0.0

Fuente. Elaboración Propia

3.4.1 Asignación de cargos por concepto de costos fijos de dispositivos de potencia reactiva. En la Sección 2.3.2, se observó que el costo total que deben pagar los nodos de carga por servicios relacionados con potencia reactiva, se componen de los costos por control de voltaje y por reservas de potencia reactiva. En ambos casos, se utiliza sensibilidades relativas de voltaje en nodos de carga con respecto a los dispositivos de control. Para este ejemplo, se presenta por separado cada uno de estos costos, sumándose posteriormente, para obtener el costo total que cada nodo de carga remunerará por estos servicios.

3.4.1.1 Asignación de cargos por concepto de control de voltaje. A fin de obtener los cargos por concepto de control de voltaje se utilizan sensibilidades relativas lineales en el escenario en demanda máxima de acuerdo a lo presentado en la Sección 2.3.

Tabla 21. Sensibilidades de voltaje en nodos de carga con respecto a cambios de voltaje en nodos generadores en demanda máxima.

Dispositivos	NODO 4	NODO 5	NODO 7	NODO 8	NODO 9	NODO 12	NODO 13	NODO 14
G-1							1.072	1.1576
G-2	0.005	0.425						
G-3	0.6595	0.0161						
CEV	0.3779	0.6308	0.6301	0.5753	0.6349			
G-4			0.1854	0.352	0.1868	0.55		
G-5			0.289	0.1549	0.2912	0.4745		
C-1							0.0228	0.0627
C-2			0.0067	0.0036	0.0068			
T-1					1			
T-2							1	

Fuente. Neplan Electricity.

Si se observa las sensibilidades por columnas, se determina el conjunto de dispositivos de control que pueden afectar el voltaje en un nodo, mientras que, si las sensibilidades son observadas por renglones, se determina la forma en que el costo del elemento se habrá de distribuir entre los nodos de carga. Con base en las sensibilidades mostradas en la Tabla 21, se puede calcular el costo que debe pagar cada nodo de carga, haciendo uso de las ecuaciones (2.21)-(2.23).

Con el fin de ejemplificar la metodología se calcula el costo total del servicio de control de voltaje en el nodo de carga 4.

$$\begin{aligned}
 CTRVG_4 = & \left[\frac{0.005_{4,2}}{(0.005 + 0.425)} (681,850,086) + \frac{0.6595_{4,3}}{(0.6595 + 0.0161)} (713,198,769.23) \right. \\
 & \left. + \frac{0.3779_{4,CEV}}{0.3779 + 0.6308 + 0.6301 + 0.5753 + 0.6349} (5,625,000) \right] = \\
 & 7,928,489 + 696,202,765 + 746,117 = 704,877,371 \frac{\$}{\text{año}}
 \end{aligned}$$

De manera similar, se aplican las ecuaciones (2.12) y (2.13) para obtener los costos del servicio de control de voltaje por los compensadores en derivación fija o cambiadores de derivación bajo carga.

En la Tabla 22, se muestra los costos nodales asociados con los dispositivos de control de voltaje; nótese que se subyaron los cargos al nodo 4, por concepto del servicio de control de voltaje correspondientes, proporcionado por los dispositivos G-2, G-3 y el CEV, además del costo total por el servicio de regulación de voltaje, obtenido al sumar los cargos anteriores.

Tabla 22. Cargos nodales anuales por concepto del servicio de control de voltaje.

Dispositivos	NODO 4	NODO 5	NODO 7	NODO 8	NODO 9	NODO 12	NODO 13	NODO 14	Costo total por dispositivo
G-1							266,440,247	287,715,700	554,155,947
G-2	7,928,489	673,921,597							681,850,086
G-3	696,202,765	16,996,004							713,198,769
CEV	746,117	1,245,437	1,224,055	1,135,859	1,253,532				5,625,000
G-4			24,439,626	46,401,016	24,624,176	72,501,588			167,966,405
G-5			47,493,971	25,456,111	47,855,517	77,978,856			198,784,455
C-1							68,333	187,917	256,250
C-2			200,804	107,895	203,801				512,500
T-1					136,448				136,448
T-2									112,569
Total	704,877,371	692,163,037	73,378,456	73,100,881	74,073,473	150,480,443	266,621,149	287,903,616	2,322,598,430

Fuente. Elaboración Propia.

Obsérvese en última columna de la tabla anterior que se recupera el costo total del equipo cotejando estos resultados con los de la Tabla 23.

3.4.1.2 Asignación de cargos por concepto de reservas rodantes de potencia reactiva.

Por simple inspección de la Tabla 21, se puede determinar las áreas reactivas existentes en el sistema de potencia, la primer área únicamente está formada por G-1 con los nodos de carga 13 y 14, la segunda de ellas contiene a G-2, G-3 y los nodos 4 y 5; además, el área dos se encuentra unida por un nodo frontera (correspondiente al nodo donde está conectado el CEV) con la tercera; mientras que esta última está formada por G-4, G-5, CEV y los nodos 7, 8, 9 y 12. Debido a que el CEV está incluido en dos áreas reactivas, se clasifica como un nodo frontera.

Para sistemas más grandes, es necesario con un algoritmo el cual discrimine las sensibilidades menos significativas a fin de que con los datos más significativos se

determinen las áreas reactivas existentes, así como los nodos frontera.

Los costos de cada área reactiva son calculados aplicando la ecuación (2.24); para ilustrar esto, se calcula el costo del servicio de reservas reactivas para el área reactiva 3, además los resultados son presentados en la Tabla 23.

$$CTRQ_3 = 111,977,603.60 + 132,522,969.70 = \$ 244,500,573.3$$

Tabla 23. Costos por área reactiva por concepto de reservas reactivas.

Área	Costo Total por áreas de las reservas de potencia reactivas
1	831,233,921
2	2,092,573,283
3	244,500,573
Nodo frontera	5,625,000

Fuente. Ibíd.

Aplicando la ecuación (2.25), se obtiene los cargos nodales por el servicio de reservas de potencia reactiva. A fin de ilustrar la manera de calcular los costos por el servicio de reservas reactivas, se obtiene el costo por este servicio en el nodo 7 perteneciente al área reactiva 3. En la Tabla 24 se muestra los costos por este servicio, correspondientes a cada nodo del sistema.

$$CRQ_{7,a} = \frac{500}{(500 + 390 + 445 + 955)} 244,500,573 = \$53,384,405$$

El costo del servicio de reservas reactivas se calculó únicamente en el área 3, faltaría agregar el costo del servicio del nodo frontera. En la Tabla 27 se observa

que se recupera el costo total del servicio en cada área reactiva, resaltando el costo calculado para el nodo 7.

Tabla 24. Costo nodal del servicio de reservas rodantes de potencia reactiva

Nodo	Área 1 \$/año	Área 2 \$/año	Área 3 \$/año	Nodo Frontera \$/año
Nodo 4		1,399,250,810		476,259
Nodo 5		693,322,473		235,984
Nodo 7			53,384,405	1,072,654
Nodo 8			41,639,836	836,670
Nodo 9			47,512,120	954,662
Nodo 12			101,964,213	2,048,770
Nodo 13	457,178,656			
Nodo 14	374,055,264			
Total	831,233,920,75	2,092,573,283	244,500,573	5,625,000

Fuente. Ibíd.

En la Tabla 25 se ilustra el costo nodal anual y horario, por el servicio de control de voltaje y reservas de potencia reactiva. El costo fijo horario, $CFTH$, se obtiene al dividir el costo fijo total anual, $CFTA$, entre el número de horas por año (8760), con el fin de sumar el costo fijo con el costo variable que se calculará en la siguiente sección. Por ejemplo, para el nodo 8:

$$CFTH_8 = \frac{CFTA_8 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)}{8760} = \frac{115,577,387}{8760} = 13,194 \frac{\$}{h} \quad (3.5)$$

Tabla 25. Costo nodal anual y horario por los servicios de control de voltaje y reservas de potencia reactiva.

Nodo	Regulación de voltaje \$/año	Reservas de potencia reactiva \$/año	Costo fijo Total \$/año	Costo Fijo Total \$/h
Nodo 4	704,877,372	1,399,727,069	2,104,604,441	240,252
Nodo 5	692,163,038	693,558,457	1,385,721,495	158,187
Nodo 7	73,378,456	54,457,059	127,835,515	14,593
Nodo 8	73,100,881	42,476,506	115,577,387	13,194
Nodo 9	74,073,474	48,466,783	122,540,256	13,989
Nodo 12	150,480,443	104,012,983	254,493,426	29,052
Nodo 13	266,621,150	457,178,656	723,799,806	82,626
Nodo 14	287,903,617	374,055,264	661,958,881	75,566
Total	2,322,598,430	3,173,932,778	5,496,531,207	627,458

Fuente. Ibíd.

3.4.2 Asignación de cargos por concepto de costos variables de unidades de generación

En las secciones siguientes, se analiza los tres escenarios de demanda para determinar los costos variables asociados al servicio de control de voltaje y reservas de potencia reactiva; además se prorratan los costos fijos y variables para cada nodo de carga del sistema.

3.4.2.1 Escenario en demanda Media

Primeramente, se considera las potencias generadas en el punto de operación en demanda media, las cuales son presentadas en la Tabla 26.

Tabla 26. Potencias generadas en el punto de operación de demanda media.

	P_{gen}	Q_{gen}	Unidades Sincronizadas
G-1	900	98.5	1
G-2	1225.9	-75.2	3
G-3	900	-126.5	2
CEV	0	61.6	
G-4	720	407.9	1
G-5	650	427.2	1
C-1		96.4	
C-2		31.2	
Total	4395.9	1324.5	

Fuente. Neplan Electricity.

En este punto, el operador del sistema mediante análisis de contingencias, observa tres casos que pueden ocurrir:

- ∞ La salida de operación del CEV conectado al nodo 6.
- ∞ La pérdida del compensador C-2.
- ∞ Pérdida del compensador C-1.

En la Tabla 27 se muestra las potencias reactivas generadas, de acuerdo a un estudio de flujos de potencia, para cada contingencia. Se observa, en los dos primeros casos, a G-5 como el dispositivo que debe proporcionar la potencia reactiva necesaria para mantener operando el sistema; pero sus límites de generación de potencia reactiva se estarían violando, como se muestra en la 3ª y 5ª columna de la Tabla 30.

El caso 3 no tiene mayor problema, debido a que la potencia reactiva necesaria la proporciona G-1.

Por lo tanto, únicamente se analizarán las dos primeras situaciones de

contingencia y su costo relacionado.

Tabla 27. Datos de las potencias generadas ante contingencias de dispositivos de potencia reactiva.

Dispositivos	Salida de operación del CEV		Desconexión de C-2		Desconexión de C-1	
	P MW	Q MVA _r	P MW	Q MVA _r	P MW	Q MVA _r
G-1	900	98,5	900	98.5	900	133.8
G-2	1,227	-59.2	1226.7	-75.1	1226.3	-75.3
G-3	900	-97.2	900	-126.4	900	-126.5
CEV	----	----		121.3		61.6
G-4	720	427.82	720	426.4	720	407.9
G-5	650	445.3	650	455.6	650	427.2

Fuente. Nepla Electricity.

Para las dos primeras contingencias se tiene dos soluciones:

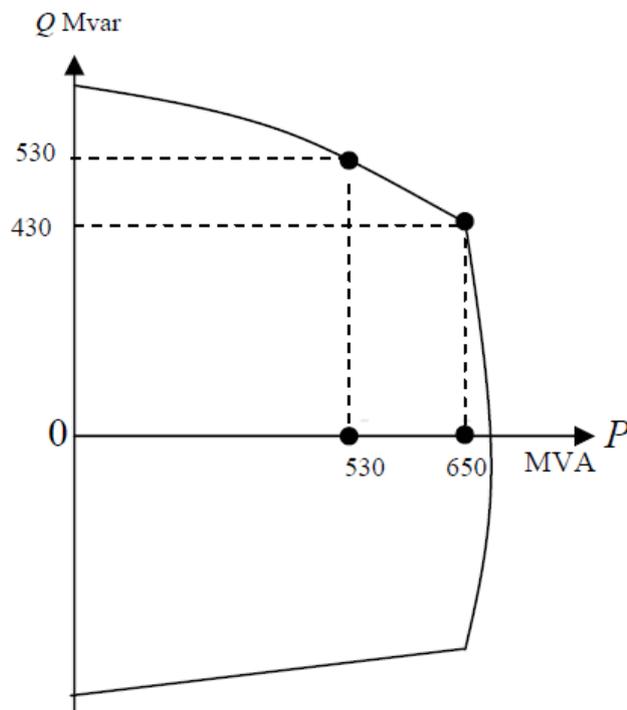
- ∞ La sincronización de otra unidad de generación en la planta G-5.
- ∞ La reducción de potencia activa de G-5 para ampliar su capacidad de potencia reactiva.

La solución que resulte más económica es la que se aplique. El operador del sistema propone que se amplíen los márgenes de potencia reactiva para la unidad de generación G-5 en 100 MVA_r.

3.4.2.1.1 Análisis de costo por la reducción de salida de potencia activa para ampliar los márgenes de reserva reactiva. Utilizando la curva de capacidad de G-5, mostrada en la Figura 23, el operador del sistema observa que es necesario

reducir su salida de potencia activa en 120 MW. Se supone el costo de combustible en 34.25 \$/MBtu, el precio por MWh a \$305.8 (para este ejemplo se obtuvo de sumar el costo en MWh de la Tabla 17 y el costo de combustible), y utilizando la ecuación (2.13) y su función de consumo de combustible, se obtiene el costo de oportunidad:

Figura 23. Curva de capacidad de G-5.



Fuente. Neplan Electricity

$$C_{G-5}(P_{G-5}) = 334.89 + 6.21 P_{G-5} + 0.00121 P_{G-5}^2 \quad \frac{MBtu}{h}$$

$$C_{G-5}(P_{G-5}^{(0)}) = 334.89 + 6.21(650) + (650)^2(0.00121) = 4,882.62 \quad \frac{MBtu}{h}$$

$$C_{G-5}(P_{G-5}^{(1)}) = 334.89 + 6.21(530) + (530)^2(0.00121) = 3,966.08 \quad \frac{MBtu}{h}$$

La primera parte de la siguiente ecuación representa el costo de oportunidad de la potencia reducida en el mercado de energía, mientras que la segunda es la reducción en el consumo de combustible:

$$CO_{G-5} = (305.8) \cdot (650 - 530) - [(34.25)(4882.62 - 3966.08)] = 5,304.64 \frac{\$}{h}$$

El resultado anterior es lo que se le debe pagar al generador por la deducción de potencia activa. El precio de operación del CAG en \$/MWh es de 350.71, por lo que el precio adicional se calcula a continuación:

$$\lambda_{G\ CAG} = 350.71[650 - 530] = 42,085.2 \frac{\$}{h}$$

Para obtener el costo total de oportunidad, a la suma del costo de oportunidad y el costo del CAG, se debe restar la parte del costo de la potencia reducida de G-5, el resultado es la cantidad que se debe de prorratear entre los usuarios pertenecientes al área reactiva 3, aplicando la ecuación (2.17) como se muestra a continuación:

$$CTCO_{Area3} = 42,085.2 - [(34.25)(4882.62 - 3966.08)] = 10,693.64$$

El costo nodal se reparte de manera similar al costo de las reservas reactivas, utilizando además la ecuación (2.26) con la potencia de demanda media, de la siguiente manera:

$$CCO_{Nodo7,Area3} = \frac{450_{Nodo7,Area3}}{((450 + 350 + 400 + 860))(10,693.84_{Area3})} = 2336.033$$

Tabla 28. Cargos nodales del costo de oportunidad por la ampliación de los márgenes de reserva.

Nodo	CCO Área 3 \$/h
Nodo 7	2,336.033
Nodo 8	1,816.915
Nodo 9	2,076.474
Nodo 12	4,464.419
Total	10,693.84

Fuente. Elaboración Propia.

3.4.2.1.2 Costo de arranque de la unidad G-5, que se encuentra fuera de línea del sistema Utilizando la ecuación (2.18), y con los siguientes datos, se calcula el costo de arranque

Tabla 29. Datos de los componentes de arranque de una unidad térmica en G-5.

P_{\min} de arranque (MW)	Costo de arranque de la turbina (\$)	Costo de arranque en frío de la caldera (\$)	Constante de tiempo de enfriamiento (H)	Tiempo fuera de línea de la unidad (h)	Costo de combustible CC_i (\$/Mbtu)
40	11,469,98	20,043.99	5.5	8	34.25

Fuente. Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico

Tomando en cuenta los datos de la Tabla 29 correspondiente a la unidad de generación G-5, se calcula el costo de arranque total de la unidad, utilizando además la ecuación (2.18), de la siguiente manera:

$$CA_{G-5}^A = 1(1 - 0) [20,043.99 (1 - e^{-\frac{8}{5.5}}) + 11,469.98] = \$ 26,833.57$$

Se observa que el costo anterior está dado en \$, entonces estos cargos se cobrarían únicamente para la hora del arranque de la unidad, a este costo se le agrega la potencia mínima de generación por la unidad G-5 a un precio de mercado de reserva de \$502. Además, a este costo se le debe restar la potencia dejada de generar por el CAG (G-2), que es de 40 MW, a un precio de \$350.71/MWh. Por lo tanto, para la hora de arranque el costo total se calcula con la siguiente expresión.

$$CAT_{G-5}^A = \$26,833.57 + [(40)(502)] - [(350.71)(40)] = \$32,885.17$$

Obsérvese que el costo del mercado de reservas es mayor al del CAG, debido a que el generador sincronizado opera en un régimen de eficiencia muy bajo; el costo adicional del costo de arranque por hora, correspondiente a la diferencia entre el costo de generación de la unidad sincronizada y el CAG, se calcula a continuación:

$$CAT_{G-5}^1 = \$ [(40)(502)] - [(350.71)(40)] = \$6,051.6$$

La repartición por concepto de sincronización a la hora de arranque, y después esta hora, se ilustra en la Tabla 33; nótese que las unidades de la segunda columna se dan en \$, por lo que únicamente el costo corresponde a la hora de sincronización de la unidad.

Tabla 30. Prorrata por concepto de sincronización de la unidad de generación en la hora del arranque.

Nodo	Área 3 Hora de Arranque \$	Área 3 después de la Hora de arranque \$/h
Nodo 7	7,183.654	1,321.951
Nodo 8	5,587.286	1,028.184
Nodo 9	6,385.47	1,175.067
Nodo 12	13,728.76	2,526.396
	32,885.17	6,051.6

Fuente. Elaboración propia

Para este ejemplo, resulta más conveniente la reducción de la potencia de la unidad de generación para la ampliación de los márgenes de reserva reactiva, pero es claro que no siempre será lo más conveniente.

3.4.2.2 Escenario de demanda máxima. Las potencias generadas en el punto de operación en demanda máxima se presentan en la Tabla 31. Además, en la Tabla 32, se muestra las posibles situaciones que pudieran ocurrir en este escenario; se observa que, al desconectar el dispositivo C-2, se requeriría la inyección de potencia reactiva adicional por parte de G-4. Para este problema, se tiene la alternativa de reducir la salida de potencia activa en 120 MW por parte de G-4, a fin de ampliar sus márgenes de reserva reactiva en 100 MVAR. Entonces, se pagaría un costo de oportunidad debido a la reducción de salida de potencia activa por

parte de G-4.

El cálculo de este costo se ilustró en la sección anterior, por lo que se omitirán los detalles y únicamente se presentan los resultados correspondientes.

Tabla 31. Potencias generadas para el escenario de demanda máxima.

	P_{gen}	Q_{gen}	Unidades Sincronizadas
G-1	900	87.3	1
G-2	1124.9	144.2	3
G-3	900	-276.8	2
CEV		-75.9	
G-4	720	435.9	1
G-5	1300	434.5	2
C-1		96.3	
C-2		65.7	
	4944.9	1616.6	

Fuente. Neplan Electricity.

Tabla 32. Análisis de contingencias por la salida de dispositivos de potencia reactiva.

Dispositivos	Salida de operación del CEV		Desconexión de C-2		Desconexión de C-1	
	P MW	Q MVar	P MW	Q MVar	P MW	Q MVar
G-1	900	87.3	900	87.3	900	160.9
G-2	1124.3	125.4	1125.7	144.3	1125.7	144.1
G-3	900	-310.7	900	-276.7	900	-276.8
CEV	----	----		-16.5		-75.9
G-4	720	412.8	720	<u>454.1</u>	720	435.9
G-5	1300	413.4	1300	462.7	1300	434.5

Fuente. Neplan Electricity.

$$CO_{G-4} = (454.77) \cdot (720 - 600) - [(34.25)(7,072.44 - 5,834.02)] = 12,156.38 \frac{\$}{h}$$

Se considera que en demanda máxima, el precio del servicio del CAG aumentó a 400 \$/MWh, por lo que el precio adicional es el siguiente:

$$\lambda_{G\ CAG} = 400(720 - 600) = 48,000 \frac{\$}{h}$$

$$(34.25)(7,072.44 - 5,834.02) = 5,583.98 \frac{\$}{h}$$

Para la asignación de cargos por concepto del costo de oportunidad, se utiliza la ecuación (2.26) pero, ahora, se consideran las potencias de carga en el escenario de demanda máxima, los resultados se muestran en la Tabla 33.

Tabla 33. Prorratio del costo para el escenario en demanda máxima.

Nodo	CCO Área 3 \$/h
Nodo 7	1,219.209
Nodo 8	950.983
Nodo 9	1,085.0965
Nodo 12	2,328.690
Total	5,583.98

Fuente. Elaboración propia

3.4.2.3 Escenario en demanda mínima. Las potencias generadas por cada unidad en demanda mínima se presentan en la Tabla 34 y las, contingencias consideradas para este escenario, se observan en la Tabla 35. Se presentan 3 posibles casos, los cuales involucran la sincronización de otra unidad de generación para la inyección o absorción de potencia reactiva adicional. Los costos por el arranque de una unidad de generación se calcularon en el escenario de demanda media, de modo que, en esta sección únicamente se muestran

resultados.

Tabla 34. Potencias generadas para el escenario en demanda mínima.

	P_{gen}	Q_{gen}	Unidades Sincronizadas
G-1	900	90.2	1
G-2	569,5	-385.3	2
G-3	450	-131.6	1
CEV		-362.2	
G-4	720	225.9	1
G-5	650	273.1	1
C-1		68.3	
C-2		----	
	3289.5	1536.6	

Fuente. Neplan Electricity.

Tabla 35. Análisis de contingencias en demanda mínima ante la salida de operación de dispositivos de potencia reactiva.

Dispositivos	Salida de operación del CEV		Salida de operación de G-3 Se conecta C-2		Salida de operación de un generador en G-5	
	P MW	Q MVar	P MW	Q MVar	P MW	Q MVar
G-1	900	90.2	900	90.2	900	90.2
G-2	569,8	-458.7	1370.4	-316.6	1290.8	-326.8
G-3	450	-266.6	450	-16.3	450	31
CEV	-----	-----		7.3		35
G-4	720	135.4	-----	-----	720.0	521.6
G-5	650	190.9	650	520.9	-----	-----

Fuente. Neplan Electricity

Para el primer caso, la solución ante esta contingencia es la sincronización de una unidad de generación adicional en G-3, los dos casos siguientes involucran la sincronización de otra unidad en G-5 (la misma situación que en demanda media), debido a que no existen unidades adicionales en G-4. Los resultados se muestran

a continuación:

∞ Sincronización de una unidad de generación en G-3

Tabla 36. Datos de los componentes de arranque de una unidad G-3.

P_{\min} de arranque (MW)	Costo de arranque de la turbina (\$)	Costo de arranque en frío de la caldera (\$)	Constante de tiempo de enfriamiento (H)	Tiempo fuera de línea de la unidad (h)	Costo de combustible CC_i (\$/Mbtu)
30	15,437.16	17,756.8	10	3	21,33

Fuente. Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico

$$f_{G-3}^c = 1(1 - 0) \left[17,756.8 \left(1 - e^{-\frac{3}{10}} \right) + 15,437.16 \right] = \$20,039.4$$

$$CAT_{G-3}^A = [20,039.4 + ((30)(502))] - [(350.71)(30)] = \$24,578.09$$

El costo de arranque total (CAT) corresponde a la hora de arranque “A”; para las demás horas que se encuentre operando a demanda mínima el generador sincronizado, el costo es la diferencia del CAG y el generador sincronizado G-3:

$$CAT_{G-3}^1 = [(30)(502)] - [(350.71)(30)] = \$4,538.7$$

Tabla 37. Prorrata por concepto de sincronización de la unidad de generación G-3 en el escenario demanda mínima.

Nodo	Área 2 Hora de Arranque \$	Área 2 después de la Hora de arranque \$/h
Nodo 4	16,785.04	3,099.6
Nodo 5	7,793.053	1,439.1
Total	24,578.09	4,538.7

Fuente. Elaboración propia

∞ Sincronización de una unidad de generación en G-5

$$f_{G-5}^E = 1(1 - 0) \left[20,043.99 \left(1 - e^{-\frac{0}{55}} \right) + 11,469.98 \right] = \$26,833.57$$

$$CAT_{G-5}^A = \$26,833.57 + [(40)(502)] - [(350.71)(40)] = \$32,885.17$$

$$CAT_{G-5}^1 = [(40)(502)] - [(350.71)(40)] = \$6,051.6$$

Tabla 38. Prorrata por concepto de sincronización de la unidad de generación G-5 en el escenario en demanda mínima.

Nodo	Área 3 Hora de Arranque \$	Área 3 después de la Hora de arranque \$/h
Nodo 7	7,738,148	1,387.186
Nodo 8	5,454.688	1,003.7831
Nodo 9	6281.79	1,155.988
Nodo 12	13,610.544	2,504.641
Total	32,885.17	6051.6

Fuente. Elaboración Propia.

4.4.3 Asignación de cargos totales por concepto de costos fijos y variables de los servicios control de voltaje y reservas de potencia reactiva. Una vez determinados los costos fijos y variables se procede a aplicar la ecuación (2.29), de acuerdo al escenario de demanda en el que se encuentre operando el sistema, para obtener el costo fijo y variable por concepto del servicio de control de voltaje y reservas de potencia reactiva (CFVQ).

$$CFVQ_{m,i} = CSG_{m,i} + [CTCO_i + CFTQ_i]$$

La primera columna de las siguientes tablas corresponde al costo fijo total de la Tabla 38 recuperando así el costo fijo y variable; los cargos en el escenario de demanda media, máxima y mínima se ilustran en las tablas y 39, 40 y 41, respectivamente.

Tabla 39. Costo fijo y variable, nodal, en demanda media, por concepto de los servicios de control de voltaje y reservas de potencia reactiva.

Nodo	Costo fijo total \$/h	CSG \$	CCO \$/h	CFVQ \$/h
Nodo 4	240,252	0	0	240,252
Nodo 5	158,187	0	0	158,187
Nodo 7	14,593	0	2,336.033	16,929
Nodo 8	13,194	0	1,816.9146	15,011
Nodo 9	13,989	0	2,076.4738	16,065
Nodo 12	29,052	0	4,464.4186	33,516
Nodo 13	82,626	0	0	82,626
Nodo 14	75,566	0	0	75,566
Total	627,458	0	0	638,152

Fuente. Elaboración Propia

Tabla 40. Costo fijo y variable, nodal, en demanda máxima, por concepto de los servicios de control de voltaje y reservas de potencia reactiva.

Nodo	Costo fijo total \$/h	CSG \$	CCO \$/h	CFVQ \$/h
Nodo 4	240,252	0	0	240,252
Nodo 5	158,187	0	0	158,187
Nodo 7	14,593	0	1219.21	15,812
Nodo 8	13,194	0	9.509.835	14,145
Nodo 9	13,989	0	1.085.097	15,074
Nodo 12	29,052	0	2328.69	31,380
Nodo 13	82,626	0		82,626
Nodo 14	75,566	0		75,566

Fuente. Elaboración Propia

Tabla 41. Costo fijo y variable nodal, en demanda mínima, por concepto de los servicios de control de voltaje y reservas de potencia reactiva.

Nodo	Costo fijo total \$/h	CSG \$	CCO \$/h	CFVQ \$/h
Nodo 4	240,252	16,785.037	3,099.6	*257,037
Nodo 5	158,187	7,793.052	1,439.1	*165,980
Nodo 7	14,593	7,738.148	1,387.1862	*22,131
Nodo 8	13,194	5,454.687	1,003.7834	*18,648
Nodo 9	13,989	6,281.789	1,155.9885	*20,270
Nodo 12	29,052	13,610.544	2,504.6418	*42,662
Nodo 13	82,626	0		82,626
Nodo 14	75,566	0		75,566

Fuente. Elaboración propia.

Obsérvese que únicamente se sumaron el costo fijo total y el CSG (hora de arranque). La parte de costo, posterior al arranque, corresponderá a las horas que esté sincronizada la unidad para propósitos de ampliar los márgenes de reserva reactiva.

4. CONCLUSIONES

Los servicios auxiliares control de voltaje y potencia reactiva, dentro de un mercado mayorista, juegan un papel muy importante en lo que se refiere a seguridad y confiabilidad del sistema de potencia. En sectores eléctricos reestructurados, estos servicios pueden ofrecerse en un ambiente de mercado o sujetos completamente a regulación. Sin embargo, resulta complicado crear un mercado para estos servicios, debido a los siguientes inconvenientes:

1. La naturaleza de la potencia reactiva a través de la red de transmisión no permite que esta pueda ser transportada a grandes distancias por lo que se tendrían áreas reactivas, al proponer un mercado para este servicio el operador del sistema detectaría que en realidad no existe un solo mercado en todo el sistema sino que habría varios “mercados regionales” de potencia reactiva (delimitados por las áreas reactivas existentes en el sistema), en donde participarían únicamente los dispositivos que se encontraran dentro de cada área.
2. El ejercicio de poder de mercado sería una práctica relativamente fácil de ejercer debido a la regionalidad de los servicios de potencia reactiva, ocasionando ya sea un incremento en los precios de estos servicios o comprometer la confiabilidad y seguridad del sistema por déficits de reactivos. Para esto se utilizó el índice de concentración de mercado *HHI*, el cual se evalúa con base a sensibilidades de magnitud de voltaje en nodos de carga,

con respecto a los dispositivos proveedores de los servicios de control de voltaje y potencia reactiva. Sin embargo, este índice por sí mismo no refleja la totalidad del ejercicio de poder de mercado, ya que al añadir proveedores a un pequeño mercado el índice disminuye, aparentando el alivio de este ejercicio anticompetitivo, a pesar de esto, el índice no toma en cuenta las interacciones entre los propios dispositivos que proporcionan estos servicios, no obstante, la utilización del *HHI* proporciona un panorama preliminar del ejercicio de poder de mercado.

3. Las señales económicas basadas en costos marginales de potencia reactiva no recuperan los costos reales por estos servicios y, en ocasiones, resultan valores negativos, causando confusión en la interpretación de las mismas, tanto por los proveedores como por los beneficiarios de los servicios.

4. Para que exista un mercado de potencia reactiva en Colombia se necesitan de las siguientes condiciones. Ellas son económicas y regulatorias:

∞ Económicas: Como mercado se requiere que exista una oferta y una demanda. La oferta estaría dada por los generadores de la misma manera como se hace hoy en día con la potencia activa. Esto quiere decir cantidad de MVar disponibles por el generador para inyectarlos al sistema de potencia y el precio que incluiría los costos en los que se incurre. A su vez la demanda estaría pronosticada y sería la potencia reactiva a cubrir.

∞ Regulatorias: En Colombia la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) como ente regulatorio tendría que emitir resoluciones para la

operación, control y liquidación de este mercado. En esta regulación se incluiría todos los integrantes del mercado eléctrico ellos son Generadores (Oferta), Transportadores (Redes eléctricas), Distribuidores y Comercializadores (Demanda) y la operación y administración del mercado (Centro Nacional de Despacho).

Por lo anterior, la integración de una metodología basada en costos resulta atractiva en esta monografía, se describe una metodología basada en costos para asignar cargos por los servicios de control de voltaje y reservas de potencia reactiva. Esta metodología parte de las suposiciones siguientes:

- a) Ya se resolvió el mercado primario de día previo, así como de los mercados auxiliares relacionados con la potencia activa.
- b) El operador del sistema eléctrico tiene información de los precios de cada hora y de cada mercado. Naturalmente, se conoce a las unidades que lograron entrar a los diversos mercados, de las cuales se debe conocer su curva de capacidad, función de costo por consumo de combustible y curva de eficiencia.

La información que se necesita, únicamente debe conocerla el operador del sistema para preservar la competencia leal del mercado. Con esta información, el operador del sistema coordina la operación desde un punto de vista de potencia reactiva, donde se define los requerimientos de regulación y reservas de potencia reactiva, así como del conjunto de elementos que proporcionan estos servicios.

En particular, la metodología desarrollada cuenta con las siguientes características:

1. La metodología considera aspectos técnicos, relacionados con el problema de control de voltaje y reservas de potencia reactiva. La localidad del control de voltaje origina la existencia de áreas reactivas en todo el sistema eléctrico, las cuales son identificadas por medio de sensibilidades relativas lineales.
2. La metodología toma en cuenta los costos de inversión, operación y mantenimiento para los equipos asociados a los servicios control de voltaje y reservas de potencia reactiva.
3. Se remunera el costo de los servicios a los proveedores, de manera que se permite recuperar totalmente los costos mencionados en el punto anterior.
4. Se identifica a los componentes de costos, clasificados en: costos fijos y variables; los costos fijos se relacionan con los costos de inversión operación y mantenimiento de los equipos que proporcionan estos servicios; los costos variables están asociados con los costos incurridos al utilizar unidades sincronizadas y no sincronizadas al sistema, a fin de cumplir con los requisitos de seguridad del mismo.
5. Se recupera la inversión total de cada dispositivo, por lo que resulta atractiva la inversión en equipos asociados con los servicios.
6. La asignación de cargos por concepto de control de voltaje utiliza sensibilidades relativas lineales de magnitud de voltaje en nodos de carga, con respecto a dispositivos de control, en combinación con el método de la estampilla postal; el servicio de reservas de potencia reactiva se asigna a través de la identificación

de áreas reactivas del sistema, y con base en la potencia activa de demanda.

REFERENCIAS

1. **Tequitalpa** Gómez Gustavo Carlos, Asignación de Cargos por Servicios de Control de Voltaje y Reservas Reactivas en Mercados de Energía. 2002, 147 Pág.
2. **Estrada** Gabriel; **Tovar** José; **Gutiérrez** Guillermo. Aplicación de Sensibilidades Lineales para la Localización de Capacitores en Sistemas de Distribución. Morelia 2004. 6 pág.
3. **Comisión Federal de Electricidad**. Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico. Generación. México 2007. 284 Pág.
4. **Comisión Federal de Electricidad**. Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico. Transmisión y Transformación. México 2007. 284 Pág.
5. Pagina web del OSI de California. Available from internet:
<http://www.caiso.com/outlook/SystemStatus.html>
6. **Energía y Sociedad**. Competencia y poder de Mercado, 2004. Available from internet:
http://www.energiaysociedad.es/detalle_material_didactico.asp?id=49&secc=2
7. **Enriquez** Harper, Gilberto Introducción al análisis de los sistemas eléctricos de potencia, 1974, 264 Pág.

