



GESTIÓN DEL FLUJO DE POTENCIA REACTIVA

ALBERTO RODRÍGUEZ HERNÁNDEZ

Consultor

Diciembre de 2010

INDICE

1. INTRODUCCION
2. ANTECEDENTES
3. EL MANEJO DE LOS REACTIVOS EN EL SISTEMA DE POTENCIA
4. LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS
5. LA POTENCIA REACTIVA
6. CONTROL DE TENSION Y DE ENERGÍA REACTIVA
7. EL SERVICIO DE CONTROL DE TENSION Y DE ENERGIA REACTIVA
8. REQUISITOS Y OBLIGACIONES
9. COSTOS Y REMUNERACION
10. PENALIDADES POR INCUMPLIMIENTOS
11. ¿SUBASTAS Y CONTRATOS DE ENERGIA REACTIVA?
12. CIRCULACIÓN DE REACTIVOS EN EL NIVEL IV
13. COMENTARIOS DE LOS AGENTES A LA RESOLUCION CREG 018 DE 2005
14. CONCLUSIONES
15. BIBLIOGRAFIA

ANEXO 1

ELEMENTOS DEL SISTEMA DE POTENCIA QUE PRODUCEN O CONSUMEN REACTIVOS

ANEXO 2

FACTS

ANEXO 3

RESUMEN DE LOS COMENTARIOS A LA RESOLUCIÓN 018 DE 2005

ANEXO 4

PROTOCOLO PARA ACTUALIZAR LAS CURVAS DE CARGABILIDAD

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento se basa en el elaborado internamente por la CREG en años anteriores, revisado en 2009 y con algunas adiciones en 2010, en particular sobre el flujo de potencia reactiva en el nivel IV.

La energía eléctrica, en su condición de servicio público, debe ser suministrada bajo parámetros de seguridad y calidad que permitan al usuario desarrollar sus actividades, sin poner en riesgo tanto su integridad física como la de sus equipos.

Para contribuir a este propósito, la regulación ha previsto la provisión de servicios complementarios, denominación con la que se designan los que deben ser prestados por los diferentes agentes y operados por el responsable del sistema, con el fin de mantener la calidad de la electricidad servida.

Entre los principales servicios complementarios están el control de frecuencia, el control de tensión y de potencia reactiva y la capacidad de arranque autónomo.

El control de tensión y de potencia reactiva tiene como fin mantener los voltajes dentro de parámetros adecuados; además, disminuye los riesgos de pérdida de la estabilidad y de colapso de tensión y las suspensiones del servicio.

De otro lado, este tipo de control es especialmente adecuado para los esquemas desregulados, debido a que mejora las condiciones técnicas y de operación del sistema, para optimizar recursos y fortalecer el ambiente de competencia y de libre acceso a las redes, minimizando las restricciones.

Sobre la gestión de reactivos en el sistema eléctrico colombiano hay diferentes normas contenidas en varias resoluciones de la CREG y se ha intentado condensarlas en una que provea las señales adecuadas para la expansión y la optimización de los recursos, sin que hasta ahora se haya expedido una resolución final al respecto.

Con este documento se propone expedir una regulación basada en los estudios realizados por la CREG, en las experiencias internacionales y en el conocimiento de las características particulares del SIN y de la regulación y normatividad actual.

El objetivo principal es definir las obligaciones y responsabilidades que deben tener los agentes en la prestación del servicio de control de tensión y potencia reactiva, así como la remuneración por la prestación del servicio. También se quieren señales adecuadas para la expansión y mejoramiento de la red e incentivos económicos en caso de incumplimiento, buscando un mejoramiento de la calidad en la operación del sistema.

La propuesta busca establecer, en primer lugar, las obligaciones asignables a cada uno de los agentes. En cada caso se especifican los rangos dentro de los cuales deben operar para suministrar un soporte de tensión y de potencia reactiva mínimo, para garantizar el buen funcionamiento del sistema y evitar detrimento del mismo.

En segundo lugar, se dirige a las señales económicas y sanciones imputables al incumplimiento de las obligaciones en la prestación de los servicios antes mencionados.

En tercer lugar intenta dar señales adecuadas para la prestación del servicio, la expansión y el mejoramiento de la red.

2. ANTECEDENTES

Las leyes 142 y 143 de 1994 confieren a la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG –, entre otras, la responsabilidad de fijar normas de calidad a las que deben ceñirse los agentes y usuarios del sistema eléctrico.

En ejercicio de sus funciones la CREG ha expedido varias disposiciones para regular la producción y el consumo de energía reactiva en el sistema:

- La Resolución 009 de 1996, adoptó decisiones en materia de tarifas de energía eléctrica, estableciendo en su artículo 3 que cuando la energía reactiva registrada fuese mayor o igual al 50% de la energía activa consumida durante el mismo periodo de facturación, las empresas liquidarían los excedentes de energía reactiva con la tarifa respectiva de energía activa.
- El artículo 5 de la Resolución 099 de 1997 reglamentó que, en caso de que el consumo de energía reactiva en el Sistema Interconectado Nacional – SIN – fuera mayor al 50% de la energía activa (kWh) entregada a un usuario de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local – STR y/o SDL –, el exceso sobre este límite se consideraría como energía activa para efectos de liquidar el cargo por uso del respectivo sistema.
- El artículo 25 de la Resolución 108 de 1997 determinó el control al factor de potencia en el servicio de energía eléctrica a los suscriptores o usuarios no residenciales, y de los usuarios residenciales conectados a un voltaje superior al Nivel de Tensión 1, el cual debería ser igual o superior a 0.9 inductivo. En caso de que la energía reactiva fuera mayor al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) consumida por el usuario, el exceso sobre este límite se consideraría como consumo de energía activa para efectos de determinar el consumo facturable.
- La Resolución 082 de 2002, artículo 11, determinó que, en caso de que la energía reactiva consumida por un usuario sea mayor al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) que le es entregada en cada periodo horario, el exceso sobre este límite, en cada periodo, se considerará como energía activa para efectos de liquidar mensualmente el cargo por uso del respectivo sistema; el recaudo de los costos del transporte del exceso de energía reactiva será efectuado por el comercializador y entregado al Operador de Red – OR – que atiende al usuario respectivo y el OR podrá conectar equipos de medida de reactiva a usuarios conectados al Nivel de Tensión 1.
- La Resolución 047 de 2004 especificó las condiciones de cobro de reactivos a usuarios finales, fijando que el consumo corresponde realmente al transporte, por lo que por otros conceptos de la fórmula tarifaria no se pueden cobrar reactivos a usuarios conectados al STR o SDL.
- La Resolución 097 de 2008 actualizó la Resolución 082 de 2002, aprobando los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por

uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local y fijando normas sobre el consumo, control, medición y transporte de la energía reactiva, a fin de establecer cobros sobre el mismo.

Así, desde la expedición de la Resolución CREG 009 de 1996 se han mantenido los mismos límites respecto a cobros relacionados con la energía reactiva. Desde 1996 la penalización del usuario se da cuando presenta un factor de potencia inferior de 0.9 ó, lo que es similar, cuando su energía reactiva consumida supere la mitad de su energía activa consumida.

En la relación que existe entre la energía reactiva y el soporte de tensión, la Comisión ha fijado las siguiente Resoluciones:

- El Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995) estableció los criterios para la planeación y la operación del sistema, dentro de los cuales están el mantenimiento de los niveles de tensión dentro de los rangos permitidos, la responsabilidad del CND por el cumplimiento de estas consignas y la obligación de los Generadores de participar en el control de tensión, mediante la absorción y suministro de potencia reactiva, de acuerdo con las instrucciones impartidas por el CND.
- El Código de Distribución (Resolución CREG 070 de 1998) determinó, como estándar de calidad para el suministro de potencia por parte del OR, el cumplimiento de las tensiones límites establecidas en la norma NTC 1340.
- La Resolución CREG 080 de 1999 incluye las obligaciones en cuanto a planeación, supervisión, control y coordinación del sistema interconectado colombiano, a cargo del CND y de los agentes, dentro de las cuales están las funciones relacionadas con el control de tensiones a nivel de STN y STR.
- Las Resoluciones CREG 062 de 2000, 063 de 2000 y 014 de 2004 establecieron las metodologías para la identificación y clasificación de restricciones y los criterios para asignación de los costos por generaciones de seguridad, dentro de las cuales se incluyen las restricciones ocasionadas por requerimientos de soporte de tensión a nivel de STN y STR.

En 2001 The Brattle Group [1] presentó a la CREG, al Ministerio de Minas y Energía, al Ministerio de Hacienda y Crédito Público y al Departamento Nacional de Planeación una propuesta para el manejo de la potencia reactiva en Colombia. Con esta base, y teniendo en cuenta el proyecto de Arboleda y Franco [2], referido más adelante, se preparó un documento junto con una propuesta de resolución (la 018 de 2005).

De conformidad con lo establecido en el artículo 23 de la Ley 143 de 1994, es función de la CREG adoptar el Reglamento de Operación del SIN, para lo cual deberá oír previamente el concepto del Consejo Nacional de Operación. Por tanto, se remitió la propuesta al C.N.O., para que formulara los comentarios que considerara convenientes.

De otra parte, el Decreto 2696 de 2004 establece en los artículos 9 y siguientes la obligatoriedad de publicar con antelación los proyectos de resolución de carácter general que se pretendan adoptar. En consecuencia, se invitó a los agentes y usuarios, a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y demás interesados a que

remitieran sus observaciones, comentarios o sugerencias al proyecto regulatorio contenido en la Resolución CREG 018 de 2005.

Luego de presentar a los interesados ese proyecto de Resolución *“Por la cual se reglamenta la gestión del flujo de Potencia Reactiva y se definen las obligaciones y responsabilidades, tanto de los agentes del SIN como de los usuarios, en la prestación de este servicio”*, se recibieron y analizaron los comentarios presentados por las siguientes entidades:

- Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. [CREG-2005-003045]
- Corelca E.S.P. [CREG-2005-003028]
- Oxy [CREG-2005-003021]
- Isagen S.A. E.S.P. [CREG-2005-002849]
- Transelca S.A. E.S.P. [CREG-2005-003051]
- Codensa S.A. E.S.P. [CREG-2005-003066]
- Empresas Públicas de Medellín E.S.P. [CREG-2005-003076]
- Asocodis [CREG-2005-003078]
- Electrocosta-Electricaribe E.S.P. [CREG-2005-003082]
- Acolgen [CREG-2005-003091]
- Epsa S.A. E.S.P. [CREG-2005-003106]
- E.E.B. E.S.P. [CREG-2005-003116]
- MEM [CREG-2005-003118]
- C.N.O. [CREG-2005-003336]
- ANDI [CREG-2005-003394 y CREG-2005-003904]
- EMGESA S.A. E.S.P. [CREG-2005-003472]
- CAC [CREG-2005-004404]

Una vez realizado el análisis de los comentarios, el cual se resume al final de este documento, proseguía elaborar una actualización de los documentos y proyectos de resolución, tarea que se reasumió en 2009, siendo el propósito iniciar una nueva ronda de comentarios y ajustes que conduzca a la expedición de una resolución sobre la gestión de la energía reactiva.

3. EL MANEJO DE LOS REACTIVOS EN EL SISTEMA DE POTENCIA

El soporte de tensión y de potencia reactiva es un servicio complementario que se extiende a la totalidad del sistema, por lo que se ven involucradas la Generación, la Transmisión y la Distribución, ya que es suministrado por una combinación de generadores, líneas, cables y compensaciones reactivas controladas por dispositivos a lo largo de la red.

En los esquemas tradicionales, donde empresas estatales, en general integradas verticalmente, eran las únicas que se encargaban de la prestación del servicio público de energía eléctrica, el suministro de potencia reactiva y el soporte de tensión eran actividades implícitas y su control se realizaba en forma conjunta y centralizada, utilizando para ello todos los recursos de generación y transmisión que se tenían disponibles, con el fin de mantener el equilibrio del sistema y la calidad del servicio. Los generadores suplían una parte importante de la demanda de reactivos y se encargaban del soporte de tensión.

En estos esquemas los costos derivados de la prestación de los servicios mencionados se consideraban dentro de los costos propios del sistema integrado, o sea, dentro de los costos de generación, transporte y distribución de la potencia activa.

Antes, las redes podían construirse con relativa facilidad y servían para satisfacer requerimientos locales; ahora, con el aumento de la demanda de energía y de las interconexiones nacionales e internacionales, las redes de transmisión se copan en su capacidad de transporte y la construcción de otras nuevas es cada vez más difícil debido a sus costos y a problemas medioambientales y de servidumbres, lo que hace necesario establecer unos criterios de eficiencia para un mejor aprovechamiento.

En los últimos años, en múltiples países, se han implantando esquemas desregulados, los cuales contemplan la separación de las actividades, donde varias empresas son dueñas de los activos del sistema. Por tanto, la prestación de los servicios complementarios se debe realizar en forma conjunta por los agentes y coordinada mediante los centros de control. Esto implica que ya no se pueda disponer de los recursos con la facilidad anterior y que los costos de la prestación de servicios no son absorbidos por unas pocas empresas, sino que es necesario asignar responsabilidades a los agentes y dar señales económicas a quienes los presten, en beneficio del sistema.

El control de tensión y de potencia reactiva es necesario para facilitar que los esquemas desregulados funcionen en un ambiente de competencia y de libre acceso a las redes, debido a que mejoran las condiciones técnicas y de operación del sistema, optimizan los recursos y minimizan las restricciones. Por lo tanto, además del aspecto técnico, se deberán considerar los beneficios económicos de una buena gestión de la potencia reactiva, hacia los agentes y hacia el usuario final.

4. LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Los servicios complementarios son todos aquellos que deben ser prestados por los diferentes agentes con el fin de mantener la calidad del servicio y la seguridad del sistema.

En los sistemas desregulados es necesario discriminar su prestación para poder determinar responsabilidades, costos y remuneraciones. Además, cada día se hace necesario mejorar las condiciones de calidad, seguridad y eficiencia en el suministro debido a las mayores exigencias de los usuarios y de los equipos.

Los servicios complementarios están íntimamente relacionados con el concepto de capacidad debido a que se deben mantener reservas que permitan reaccionar ante cambios y contingencias, lograr el equilibrio y mantener los niveles de operación óptimos.

La prestación de los servicios complementarios varía de sistema en sistema, ya que las necesidades y requerimientos, así como su valoración y remuneración, están directamente relacionados con la topología de la red, la confiabilidad del sistema, los requerimientos de calidad y el grado de avance tecnológico, la competencia entre agentes y la desregulación del sector.

Los servicios complementarios más comúnmente prestados son los de regulación de frecuencia, soporte de tensión y restablecimiento, asociados con reservas y velocidades de reacción en relación con la potencia activa y reactiva, así como con las características técnicas de los equipos en el caso del arranque autónomo

CONTROL DE FRECUENCIA

La frecuencia del sistema está íntimamente ligada a los balances de potencia activa, debido a que la respuesta natural del generador ante desbalances entre la potencia mecánica de entrada y la potencia eléctrica de salida es compensar con incrementos o reducciones de velocidad (energía cinética), afectando directamente la frecuencia.

Los sistemas eléctricos son dinámicos, con cambios en las cargas y en los generadores, requiriendo en todo momento el equilibrio entre la potencia activa generada y la demandada. Por lo tanto, es necesario que los generadores respondan con rapidez a las variaciones de la carga, para mantener la frecuencia dentro de rangos admisibles.

Generalmente la respuesta se compone de regulación primaria, secundaria y terciaria de frecuencia, dependiendo del tipo de desbalance que se presente, del tiempo necesario para reaccionar ante estos desbalances y de la capacidad existente.

La regulación primaria de frecuencia, conocida también como pendiente de frecuencia o estatismo, consiste en la respuesta natural del regulador de velocidad del generador para corregir los pequeños aumentos o disminuciones de velocidad, ajustando la generación de potencia activa para tal fin.

La regulación secundaria de frecuencia consiste en el control automático de generación, desde un centro de operación, con el fin de realizar un seguimiento a la demanda y mantener la frecuencia dentro de los límites establecidos, con la participación de los generadores que tienen capacidad para realizarlo.

La regulación terciaria de frecuencia consiste en el soporte de potencia que brindan los generadores que no están en funcionamiento, pero que en caso de ser requeridos pueden empezar a funcionar de una manera rápida, y, en el peor de los casos, en el deslastre operativo de carga por parte de consumidores o distribuidores.

CONTROL DE TENSIÓN

También conocido como control de potencia reactiva, control de voltaje o soporte de tensión. Al igual que en la potencia activa, es necesario un balance en todo momento entre la generación y la demanda de la potencia reactiva.

El control de tensión se realiza principalmente en tres fases: un control primario local, un control secundario regional y un control terciario orientado a todo el sistema.

Debido a que este documento se centra en éste servicio complementario, su tratamiento se hará más adelante de una manera amplia.

RESTABLECIMIENTO

También conocido como arranque autónomo o arranque en negro (black start), restauración del sistema o reposición del servicio; consiste en la disponibilidad de unidades con la capacidad de restablecer el sistema, mediante un autoarranque, es decir, unidades que no necesitan energía externa para comenzar a funcionar ante el colapso total o parcial del sistema, hasta que este retorne a un estado de normalidad.

5. LA POTENCIA REACTIVA

La función principal de los sistemas de potencia es generar y transportar, en forma de electricidad, energía útil para ser aprovechada en la realización de las diferentes actividades humanas. Esta energía se denomina energía activa y es la que sirve para producir trabajo.

Además, se necesita otro tipo de energía esencial para el funcionamiento de los diferentes equipos que conforman el sistema de potencia, denominada energía reactiva ó la energía necesaria para formar campos electromagnéticos, en el caso de los motores y transformadores, y campos eléctricos en el caso de las capacitancias.

La potencia reactiva surge por la introducción de elementos que en su operación crean desfases o retardos entre su función de excitación y su función de respuesta. En el caso de las inductancias se crea un retardo en la corriente frente a una excitación de voltaje, al crear el campo electromagnético. Para las capacitancias el fenómeno es dual, surgiendo un retardo en el voltaje frente a una excitación de corriente, al crearse un campo eléctrico.

Debido a que en los sistemas de potencia se genera y se transporta la energía en forma de ondas sinusoidales, los efectos de estos elementos se traducen en desfases entre la onda de entrada y la onda de salida, es decir, desfases entre las ondas de voltaje y de corriente. La potencia, en un instante, está dada por el valor instantáneo del voltaje y la corriente. El desfase causa que no toda la potencia se pueda aprovechar de una manera útil, ya que habrá momentos en los cuales habrá diferencias en los signos de la corriente y el voltaje.

El factor de potencia indica la relación entre las potencias activa y reactiva que fluyen por la red y alimentan las cargas. El factor de potencia es definido por el coseno del ángulo de fase formado por la potencia aparente y la potencia activa, medido en el cruce por cero de las ondas de voltaje y corriente. El factor de potencia es adelantado si la onda de corriente adelanta al voltaje y atrasado en caso contrario.

En los sistemas de potencia, la energía reactiva esta íntimamente ligada a los voltajes, debido a que las características altamente inductivas de las líneas de transmisión, de los transformadores y de las cargas, hacen que el sistema opere en ángulos en los cuales un desfase generado por un elemento inductivo o capacitivo afecta el valor de la tensión.

La potencia reactiva oscila entre los elementos que almacenan energía en forma de campo magnético y los elementos que los almacenan en forma de campo eléctrico, pero se acepta generalmente la convención de que la potencia reactiva fluye de los elementos generadores a los elementos consumidores de ella, siendo los elementos generadores de potencia reactiva aquellos que la almacenan en forma de campo eléctrico, como los condensadores, y los elementos que la consumen aquellos que la almacenan en forma de campo magnético.

Debido a que en los sistemas de potencia tradicionales los generadores suministraban la totalidad de los reactivos y los elementos que los consumían eran las cargas, se asumió

que el flujo normal de la potencia reactiva va desde los generadores a través del sistema de transmisión y distribución hasta las cargas, del mismo modo que el flujo de potencia activa.

Los sistemas interconectados actuales buscan maximizar el aprovechamiento de las redes en el transporte de potencia activa. Por lo tanto, se busca que la potencia reactiva sea producida localmente, minimizando el flujo de potencia reactiva por las redes de transmisión y distribución, limitando el suministro de reactivos por los generadores al control de potencia reactiva y al soporte de tensión.

Por las características de los sistemas de potencia expuestas anteriormente, el flujo de potencia reactiva a través de las redes tiene las siguientes desventajas:

- Disminución de capacidad de transporte de potencia activa.
- Aumento de las pérdidas en la red.
- Deterioro del perfil de tensión y por tanto de la calidad de servicio.
- Disminución del límite de seguridad para colapso de tensión.
- Sobrecostos en la operación, por des-optimización en el despacho de los recursos de generación.

6. CONTROL DE TENSIÓN Y DE ENERGIA REACTIVA

El control de reactivos dentro del sistema de potencia debe suplir la demanda y soportar la tensión, tanto en operación normal como en contingencias, manteniendo la calidad en el servicio y buscando criterios de eficiencia en la operación.

El primer criterio que se puede utilizar consiste en diferenciar la potencia reactiva que es demandada por los diferentes usuarios y la potencia reactiva que es requerida por el sistema para mantener las tensiones dentro de los límites establecidos, siendo posible la atención de la demanda de reactivos de una manera local mediante la instalación, por parte de los usuarios y de las empresas de distribución, de compensaciones reactivas, y el control de las tensiones a la entrada de los sistemas de distribución es realizado mediante los generadores y equipos de control y compensación en el STN.

En los sistemas actuales, la demanda y el suministro de potencia reactiva se relacionan con diferentes agentes. Por lo tanto, es necesario crear una reglamentación en la cual se asignen responsabilidades, obligaciones y señales económicas a esos agentes, y a los usuarios, para lograr una adecuada prestación del servicio.

El Operador del Sistema se encarga del control de tensión y de potencia reactiva, utilizando los recursos disponibles de acuerdo con las normativas establecidas y mediante la coordinación con los diferentes agentes propietarios de dichos recursos.

La operación se enfoca a resolver los problemas propios del manejo de los reactivos:

- Garantizar que las tensiones en terminales de todos los equipos del sistema estén dentro de límites aceptables, en régimen normal y transitorio, para evitar efectos adversos en su desempeño y evitar posibles daños.
- Mejorar la estabilidad del sistema para maximizar la utilización del sistema de transmisión.
- Minimizar las pérdidas de potencia activa y reactiva, para asegurar que el sistema de transmisión opere eficientemente para transferencias de potencia activa.

La operación del sistema, para mantener los perfiles de tensión y los límites de estabilidad, es compleja debido a la naturaleza cambiante de la carga y por ende de la demanda de reactivos, lo que origina momentos en los cuales se requiere mucha energía reactiva y otros en los cuales no.

Cuando se tiene deficiencia de potencia reactiva se presentan bajas tensiones, lo cual puede producir efectos negativos en los equipos, en la estabilidad de ángulo y en las pérdidas. Si hay exceso de reactivos, se presentan altas tensiones, las cuales pueden ocasionar problemas en el aislamiento de equipos, saturación de transformadores, problemas de confiabilidad y efectos en la magnitud de la carga y en la estabilidad de los generadores.

Para un control efectivo, es necesario cumplir los siguientes requerimientos:

- Suplir la demanda de reactivos localmente
- Los diferentes Sistemas de Distribución Local y de Transmisión Regional deben ser autosuficientes en la demanda y generación de reactivos, estableciendo obligaciones en las diferentes fronteras comerciales
- Ejercer el soporte de tensiones y el control a sus variaciones mediante generadores y compensadores estáticos, evitando suplir las demandas de reactivos de los usuarios y de los sistemas de distribución con los generadores
- Evitar la transmisión de potencia reactiva a través de largas distancias
- Ubicar los equipos de control, suministro y absorción de potencia reactiva en los puntos de la red donde sean requeridos para el control de tensiones.

Al permitir que los reactivos sean suplidos por los generadores y sean transportados por las redes de transmisión, se incurrirá en los problemas que conlleva el flujo de potencia reactiva (pérdidas, sobre costos, reducción de la capacidad de transporte, etc.).

NIVELES DE CONTROL DE Tensión

El Operador del Sistema -OS- es el encargado de la planeación, supervisión, control y coordinación de la operación del sistema y, por lo tanto, es el responsable de mantener los límites de operación para asegurar su calidad y confiabilidad. Para esta labor es necesaria la coordinación con los diferentes agentes y que estos realicen las maniobras que les sean requeridas.

En lo referente a la gestión de potencia reactiva, es deber del OS velar porque la tensión en todos los puntos del sistema se mantenga dentro de los rangos permitidos y que esté cercana a los valores de referencia asignados

Por lo tanto, se requieren mecanismos que permitan controlar la potencia reactiva y las tensiones de una manera jerárquica, permitiendo administrar desde las pequeñas perturbaciones en la red que duran poco tiempo hasta las emergencias más pronunciadas, en las cuales se necesitan mayores niveles de protección.

Aunque en el mundo no hay uniformidad respecto a la denominación y a la aplicación de estos controles, se puede identificar claramente que todos buscan responder de una manera eficaz a las diferentes perturbaciones y contingencias que se produzcan en la red.

Control Primario o Local

La función principal del control primario o local consiste en mantener los voltajes, en los nodos objetivo, cercanos a los valores de referencia, o dentro de un rango de tolerancia permitida frente a pequeñas variaciones de demanda o a perturbaciones leves y transitorias.

Las acciones realizadas por el control primario deberán estar coordinadas con el control secundario, en la medida en que éste determina las tensiones de referencia con las que va a operar el control primario.

Los equipos utilizados para el control primario son los condensadores y reactores fijos, los reguladores de tensión de los generadores (AVR), los reactores y condensadores controlados por interruptores (SCR y SCC), los dispositivos flexibles de control de

reactivos en sistemas de corriente alterna (FACTS), entre los cuales se resaltan: compensadores estáticos (SVC), los compensadores serie controlables (TCSC) y los compensadores estáticos avanzados o STATCOM, las líneas de transmisión en DC (HVDC) y los controladores unificados de flujo de potencia (UPFC). Por lo tanto, el control local va dirigido principalmente a mantener los perfiles de tensión dentro de los nodos de generación y en aquellos en los cuales se hayan instalados equipos de compensación, aunque su misión sea cubrir porciones importantes de todo el sistema.

Para este tipo de control debe ser obligatoria la instalación y verificación, en los generadores nuevos y viejos, de un sistema de control de tensión y debe tomarse como un requerimiento para poder operar.

Con las nuevas tendencias de los sistemas de potencia, se integrarán las soluciones FACTS y HVDC con la instalación de generación distribuida y el desarrollo de redes inteligentes, de manera que, entre otros, se optimice el control primario en la gestión de la energía reactiva.

En el Anexo 1 se hace una descripción de los elementos del sistema de potencia que consumen o que producen reactivos y en el Anexo 2 de los principales dispositivos FACTS. También en [5] se pueden encontrar descripciones sobre los fundamentos de la potencia reactiva y sobre los dispositivos que producen o consumen energía reactiva.

Control Secundario

El control secundario busca maximizar el aprovechamiento de los recursos de potencia reactiva dentro de un sistema interconectado más extenso y complejo, mediante la coordinación de los diferentes dispositivos de control y suministro y la minimización de los riesgos de la pérdida de estabilidad y de colapso de la tensión, a causa de fuertes perturbaciones en el sistema.

Su objetivo es controlar los perfiles de tensión y los flujos de reactivos, ya no localmente sino en un área determinada, en la cual se encuentran varios nodos y diferentes equipos de control primario. Se ejecuta basado en un nodo objetivo, denominado así por el alto grado de afinidad eléctrica que presenta con respecto a los nodos vecinos ubicados en determinada región, y representa de forma indirecta el nivel de tensión de todos ellos, ubicando en ese nodo equipos como los mencionados para el Control Primario.

A diferencia del Control Primario, este tipo de control es centralizado y discreto. Su funcionamiento se basa en la conexión y desconexión de bancos de condensadores o de reactores, cambios en las tomas de los transformadores y cambios en la referencia de los equipos de control primario. Estas características hacen que su tiempo de operación sea normalmente más largo, debido a que requiere recibir y enviar señales remotas y realizar conexiones y desconexiones de equipos, con limitación en el número de maniobras y con velocidades de respuesta que son relativamente lentas.

Control Terciario

Si el control secundario de Tensión y potencia reactiva es un control regional, el control terciario abarca todo el sistema interconectado y busca determinar un perfil óptimo de niveles de tensión y de flujo de potencia reactiva, coordinando los diferentes controles secundarios para mantener la seguridad y la eficiencia del sistema.

Para su análisis se utilizan flujos óptimos de carga, los cuales consumen altos recursos computacionales. Su tiempo de acción es similar a los despachos de potencia.

Con el control terciario se puede configurar la totalidad del control de tensión y de potencia reactiva mediante un esquema jerárquico y coordinado entre los tres niveles de control y entre los diferentes dispositivos, creando estrategias dependiendo de los diferentes tipos de contingencias que afecten la red.

CONTROL VQ

La búsqueda de la máxima utilización y eficiencia de los sistemas de transmisión existentes conlleva la investigación e incorporación de nuevas tecnologías y técnicas para garantizar una operación segura y confiable y mantener perfiles adecuados de tensión, que minimicen los flujos de potencia reactiva y reduzcan las pérdidas operativas.

El tipo de control denominado Control VQ o VQC (*"Voltage Reactive Power Control"*) es un control dinámico de tensión y reactivos. En esencia es un controlador micro-procesado con algoritmos de control y decisión basados en el conocimiento del sistema y la experiencia en su operación.

Cumple las siguientes funciones básicas:

- Mantener las tensiones controladas dentro de los rangos de operación normal, mediante el manejo adecuado de los diferentes elementos de una subestación, dando mandos de conexión y/o desconexión a los reactores y condensadores en paralelo y actuando sobre los cambiadores de tomas bajo carga de los autotransformadores.
- Monitorear el estado de los interruptores de maniobra de los elementos controlados, la potencia reactiva generada o consumida por compensaciones estáticas o generadores próximos y las magnitudes de las variables controladas.
- Generar alarmas cuando se encuentren condiciones anormales o prohibidas de las variables controladas, configuraciones extrañas en las subestaciones ó ausencia de elementos disponibles ó cuando el controlador falle o sea incapaz de manejar los problemas de tensión que se presenten en la subestación.

Los controles en general son modulares y, por lo tanto, su tamaño depende de cada aplicación en particular (más o menos procesadores, tarjetas de entrada/salida y tarjetas de comunicaciones).

El control secundario de tensión y reactivos es una función dentro del proceso de optimización y máxima utilización de un sistema de transmisión. Decide la adopción del control terciario, con el fin de optimizar y maximizar la utilización del sistema existente.

Los sistemas de control secundario basados en sistemas expertos cerrados permiten la adopción de estrategias de control de tensión y reactivos bastante eficientes.

Los controles VQ deben ser ubicados en nodos importantes de la red. En lo posible, se debe establecer coordinación entre ellos, con el fin de optimizar los recursos y lograr el mayor beneficio para el sistema.

7. EL SERVICIO DEL CONTROL DE TENSIÓN Y DE ENERGIA REACTIVA

Hacia el objetivo de precisar las obligaciones y responsabilidades que deben tener los agentes en la prestación del servicio de control de tensión y potencia reactiva, así como la remuneración por la prestación del servicio, se tomaron en cuenta diferentes experiencias internacionales, como las de España, Inglaterra, Noruega, Suecia, Australia, Nueva Zelanda, Bolivia, Ecuador, Chile, Perú, Argentina, Uruguay, El Salvador, Guatemala, Nicaragua y las de los sistemas de Nueva York, PJM, Alberta, California y Nueva Inglaterra. Se apreciaron variadas estructuras de regulación y desarrollo tecnológico, que evidencian diferencias en la forma como son prestados los servicios complementarios (“ancillary services”) por los agentes.

Las diferencias existentes en la prestación del servicio de control de potencia reactiva y soporte de tensión y, en general, en la prestación de cualquier servicio complementario, se deben principalmente a las características propias de cada sistema. Por esta razón es preciso recurrir a los estudios y análisis realizados del SIN en Colombia, considerando sus características, la normatividad y regulación vigentes y el desarrollo del sistema, complementándolos con simulaciones de flujos de potencia del sistema, para analizar las necesidades de reactivos.

Prestación del servicio por parte de los generadores

La normatividad de los servicios que deben prestar los generadores fue establecida por el regulador, inicialmente mediante el Código de Operación (Resolución CREG 025 de 1995) y luego a través de diferentes resoluciones que reglamenten cada servicio en particular.

La potencia reactiva se definió en las Resoluciones CREG 024 y 025 de 1995 como parte de los servicios complementarios que tienen que prestar los generadores para poder generar energía de una manera segura, confiable y de acuerdo con el esquema operativo vigente. En el Código de Conexión se estableció que el control de tensión y el suministro de potencia reactiva son servicios que el generador debe proveer.

Este servicio fue reglamentado mediante las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 080 de 1999, en las cuales se señalan la forma como se realiza el control de tensiones en el STN, el esquema de planeación y de operación y las obligaciones de los agentes generadores y del ente operador del sistema.

El CND es el encargado de velar por el cumplimiento de los rangos de tensión a nivel del STN y STR (Resolución CREG 025 de 1995), a través del planeamiento operativo eléctrico y la operación de los recursos que tiene a su disposición, entre ellas las plantas de generación, las cuales tienen la obligación de participar en este control suministrando o absorbiendo reactivos, de acuerdo con las directrices impartidas por el CND.

El CND programa el despacho de las plantas de generación a través del planeamiento operativo, controla indirectamente, coordina con los agentes y supervisa su operación,

además de controlar directamente la operación de los activos utilizados para el control automático de voltaje, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 080 de 1999. El planeamiento operativo y la operación de las plantas se realizan teniendo en cuenta los límites declarados por las empresas en los formatos de capacidad que la CREG estableció para tal fin.

Los límites operativos declarados por la empresa corresponden a un rectángulo comprendido entre los límites máximo y mínimo de suministro de potencia activa y entre los límites de absorción y suministro de potencia reactiva. Estos límites están establecidos en la Resolución CREG 025 de 1995, en el numeral 6.1, dentro de la información adicional a suministrar. Este es un aspecto a revisar, para que los agentes entreguen y operen dentro de las curvas PQ y las curvas de cargabilidad, bajo mediciones actualizadas a realizar bajo parámetros del C.N.O., el cual diseñará un protocolo para realizar las pruebas que permitan actualizar las curvas. Como referencia, en el Anexo 4 se incluye un protocolo propuesto por The Brattle Group [1]. Protocolos similares se refieren por otras organizaciones como la WECC [3] y NYISO [7]. Las pruebas incluso son recomendadas para máquinas nuevas [4], pues las del fabricante se ven afectadas por las condiciones reales de operación en el sistema.

Dentro de las funciones de planeación operativa del CND, contempladas en la Resolución de la CREG 080 de 1999, se encuentra la de planear y programar las generaciones de seguridad requeridas para garantizar la operación confiable del SIN. Entre las restricciones que hacen necesarias generaciones de seguridad están los requerimientos de reactivos por soporte de tensión en el STN y STR. Antes de solicitar una generación de seguridad por reactivos, el CND debe agotar todas las reservas de reactivos que tengan los generadores despachados y que operativamente puedan prestar el servicio.

La remuneración de este servicio está implícita en la remuneración de la actividad, es decir, los generadores recuperan la totalidad de los costos fijos y variables en que incurren a través de los mecanismos que se contemplan en el esquema actual: contratos, ventas en bolsa o cargo por confiabilidad ó en los nuevos que se creen con la implantación del MOR.

Teniendo en cuenta que la función principal de los generadores es la de producir potencia activa, todos sus costos fijos y variables tienen relación directa con la potencia activa instalada (costos fijos) y la energía activa generada (costos variables). Los requerimientos técnicos a cumplir y los servicios complementarios a suministrar están incluidos dentro de estos costos, siempre y cuando no se haya definido explícitamente un mecanismo para remunerarlos independientemente.

Según el esquema regulatorio vigente, los generadores ofertan un precio expresado en \$/MWh (Resolución CREG 025 de 1995), donde se reflejan los costos variables en los que incurren por la generación de energía activa. Los costos variables de generación de energía reactiva dentro de los límites obligatorios (los declarados por el agente) están incluidos dentro de los costos de generación de energía activa y no se configura pago adicional por concepto de la energía reactiva.

Cuando un generador es llamado para generar por seguridad, por un requerimiento de reactivos en la red, el costo de prestación del servicio se encuentra remunerado dentro del esquema de reconciliación positiva vigente (Resoluciones CREG 034 de 2001 y CREG 038 de 2001) y los costos de producir energía reactiva están incluidos dentro de los costos de generación de potencia activa.

No existe un costo incremental por generar más reactivos, es decir, el hecho de que un generador tenga que generar una cantidad adicional de reactivos dentro de los límites obligatorios no le ocasiona un incremento en los costos variables, que están directamente relacionados con la generación de energía activa.

Prestación del servicio en el STN

En la reglamentación vigente el operador del sistema es el encargado de mantener los rangos de tensión dentro de niveles aceptables establecidos en la regulación, tanto en el STN como en los STR. El mantenimiento de estos rangos de tensión hace parte de los criterios de planeación y operación del sistema. El CND, en sus acciones operativas, podrá tomar las acciones que considere convenientes, solicitando a los generadores una mayor cantidad de reactivos, de ser necesario.

La prestación del servicio de potencia reactiva y control de tensiones, a nivel del STN, se realiza a través de los activos que los transmisores posean para este fin. Los recursos específicos utilizados por los agentes para prestar el servicio de suministro de potencia reactiva y control de tensiones son reconocidos con el esquema de remuneración de la actividad actualmente vigente, al asociar estos recursos a las Unidades Constructivas reconocidas en la Resolución CREG 009 de 2009.

Estos equipos de compensación son operados por el propietario en coordinación con el CND. La operación está condicionada a unos criterios de disponibilidad y tiempos de maniobra.

En caso de que el sistema requiera compensaciones a nivel del STN, el Ministerio de Minas y Energía, ó la entidad que delegue, abrirá convocatorias para su construcción y operación (Resoluciones CREG 022 de 2001 y CREG 085 de 2002). También existe la posibilidad de resolver problemas de tensión y de reactivos a nivel del STN a través de convocatorias para activos ubicados en niveles de tensión inferiores (Resolución CREG 092 de 2001).

Prestación del servicio por parte de los OR

Los OR son los encargados de mantener las tensiones en sus redes dentro de los rangos establecidos por la regulación, en especial en los puntos de suministro a los usuarios, siendo éste uno de los componentes de la calidad de la potencia suministrada.

De otra parte, el factor de potencia es un estándar que depende de la carga conectada por el usuario. Por lo tanto, es él quien deberá mantenerlo en niveles que no causen dificultades en la red; existe una reglamentación para tener en cuenta el efecto del consumo de reactivos que supere el 50% de la potencia activa, por parte de un usuario final (Resoluciones CREG 082 de 2002, CREG 047 de 2004 y CREG 097 de 2008).

Los recursos que aporta el OR para el servicio de potencia reactiva y control de tensiones se reconocen a través del esquema de remuneración de la actividad correspondiente, en la Resolución CREG 097 de 2008.

En caso de que un OR solicite al CND una generación de seguridad para mejorar un problema de tensiones a nivel de SDL, se seguirá el procedimiento establecido sobre generaciones de seguridad y su asignación.

8. REQUISITOS Y OBLIGACIONES

Dado que en los sistemas desregulados los servicios de control de tensión y suministro de potencia reactiva deben ser prestados por todos los agentes, la implementación de una regulación debe incluir reglas claras acerca de sus responsabilidades tanto en la prestación de los servicios como en el uso de la red.

Los requisitos mínimos exigibles a los diferentes agentes varían de acuerdo con el sistema en el cual se ha implementado la regulación, ya que dependen del grado de desarrollo de la red de sus características técnicas y topológicas y de las señales regulatorias que se establezcan, dependiendo del nivel de estabilidad y seguridad que se quiera.

Estos requisitos se pueden diferenciar en características técnicas y en exigencias en la operación y se entienden como obligaciones que debe cumplir el agente para poder acceder al sistema con un desempeño dentro los límites de seguridad y calidad requeridos para un funcionamiento óptimo.

Al ser parámetros obligatorios se entiende que si el agente los incumple está causando costos adicionales al sistema y a los otros agentes, los cuáles debe asumir económicamente o subsanar técnicamente. En el caso de los requerimientos técnicos, se entiende que son indispensables para una operación segura y para la coordinación requerida con el Operador del Sistema. Un incumplimiento reiterado puede implicar una sanción por parte de la entidad encargada de la vigilancia.

Obligaciones de los generadores: la experiencia internacional

Debido a su importancia en el soporte de tensión en los nodos en los cuales se conectan y al rápido control que pueden realizar en el suministro y absorción de reactivos a la red, los generadores deben tener unas características técnicas y unos rangos de operación mínimos relacionados con este servicio.

Las características técnicas exigibles a los generadores son aquellas que les permiten tener acceso al sistema, prestar los servicios que se le solicitan y operar según la normatividad, de manera coordinada con el Operador. Estas características están reglamentadas por las entidades competentes de regulación y están incluidas en los respectivos códigos de redes, códigos de conexión o en los contratos de conexión que suscriben.

En el caso específico del suministro de potencia reactiva, los generadores deben cumplir características técnicas acordes con su capacidad nominal de suministro de reactivos y con el esquema de control de tensión y potencia reactiva, suministrando para tal efecto las curvas de *cargabilidad* de la máquina y cumpliendo con unos factores de potencia de suministro y absorción de reactivos. Para el caso del control primario de tensión, en la mayoría de los sistemas es indispensable que los generadores cuenten con un regulador de voltaje (AVR) y que pongan éste a disposición del operador del sistema.

Los controles secundario y terciario de tensión tienen grandes variaciones entre sistema y sistema y, en general, no son obligatorios para los generadores. Son motivo de regulación aparte para los generadores que presten estos servicios.

Las exigencias de capacidad en operación son aquellas que permiten al operador del sistema realizar el control de tensión, utilizando los recursos de potencia reactiva obligatorios que poseen los generadores, pero sin detrimento en la operación de estos.

Dependiendo de las características del sistema, en las diferentes regulaciones analizadas las exigencias a los generadores son más o menos rígidas, pero en la mayoría de los casos los generadores tienen la obligación de aportar o absorber la cantidad de reactivos, en cualquier momento de su operación, determinada por su potencia nominal y su factor de potencia nominal, o por su curva de *cargabilidad*.

En los países en los que hay ofertas de capacidades de potencia reactiva, las obligaciones son menores y están determinadas en mayor o menor medida dependiendo del grado de competencia vigente.

Obligaciones para los generadores en Colombia

Los generadores despachados centralmente, existentes y nuevos, deben enviar al ente encargado de la operación del sistema la curva de capacidad P-Q y la curva de cargabilidad operativa, asociada con cada unidad generadora, soportada por una prueba estandarizada, e incluyendo las zonas seguras de operación.

Esta curva (ilustrada en la Figura 1) permite al CND aprovechar la totalidad de los recursos de potencia reactiva que poseen los generadores en casos de contingencias y operar normalmente dentro de los límites obligatorios exigibles a estos. Los generadores no despachados centralmente existentes y nuevos deberán enviar la curva de cargabilidad operativa al Operador de Red al cual se conecta o al Centro de Control encargado de su operación.

La curva de cargabilidad operativa corresponde a un conjunto de puntos que determina la máxima entrega simultánea de potencia activa y de potencia reactiva de una máquina eléctrica, teniendo en cuenta las limitaciones de absorción de potencia reactiva producidos por los límites de estabilidad de la máquina y del sistema. En algunos casos se debe considerar un límite inferior de suministro de potencia activa por criterios de eficiencia.

Para la verificación de las características técnicas de las unidades declaradas por los agentes, se debe establecer un estándar de pruebas que permita corroborar que efectivamente la máquina puede operar en determinadas condiciones de potencia activa y reactiva.

En general, desde el punto de vista técnico, todas las unidades generadoras existentes y todas las nuevas unidades generadoras interconectadas deben poseer y mantener un regulador automático de voltaje (AVR) y permitir que opere de manera automática. En estas condiciones, las características técnicas del AVR y de la excitación de las máquinas deben ser suministradas al operador del sistema para efectos de su modelación mediante programas de Análisis de Sistemas de Potencia.

Lo usual es que cada unidad generadora y planta menor conectada al SIN tenga disponible, para ser despachada por el operador del sistema, una Capacidad de Potencia Reactiva obligatoria, en todo momento en que la unidad esté operando, determinada por la cantidad de potencia reactiva capacitiva o inductiva definida por su potencia activa nominal y su factor de potencia nominal en adelanto o en atraso, respectivamente.

En el caso colombiano, en la práctica se ha venido utilizando el método del rectángulo, pero el OS puede contar con una mayor disponibilidad de reactivos en el sistema si se tienen como referencia las curvas de cargabilidad actualizadas.

En principio, se considera que un generador nuevo o viejo tiene la obligación de suministrar y absorber potencia reactiva con base en su factor de potencia nominal en adelanto y en atraso, respectivamente, acorde con los parámetros de fabricación del generador, independientemente de la fecha en la que se establezca la regulación.

En el caso colombiano, los generadores existentes generalmente poseen factores de potencia capacitivos iguales o inferiores a 0.9. Por lo tanto, tienen una capacidad suficiente para el suministro de la potencia reactiva requerida por el sistema.

Además, no hay razón que justifique alguna limitación en el aporte obligatorio de estas plantas dado que fueron diseñadas para operar bajo estas características, lo cual significa que los generadores pueden aportar la cantidad mínima de reactivos determinada por su potencia activa y su factor de potencia nominal, generando una mayor disponibilidad de reactivos en el sistema y en general, una mayor disponibilidad en cada una de las regiones, teniendo en cuenta también que en algunos casos la capacidad de suministro y de absorción de potencia reactiva declarada por los agentes ha sido menor.

En todo caso, la propuesta es que el factor de potencia de los generadores existentes no se debería ver modificado en la nueva reglamentación, si los límites son consistentes con las curvas de cargabilidad operativa.

A los generadores nuevos se les podrá hacer exigible un mínimo factor de potencia capacitivo obligatorio (entrega de reactivos al sistema) para su entrada en operación, el cual, de acuerdo con los estudios sobre capacidad de potencia reactiva en el SIN, es de 0.9, posibilitando una cantidad de recursos de reactiva acordes con las exigencias de compensación a los usuarios y a los distribuidores.

Esta exigencia es un costo despreciable dentro de los costos de instalación de la planta y no significa desincentivos en la instalación de una planta de generación, más aún cuando los factores de potencia de las unidades, de fábrica, son similares a los exigidos y que la exigencia de un menor factor de potencia, a lo sumo, significa una mejora en las características técnicas del devanado del rotor o una mayor capacidad de enfriamiento del estator, los cuales son indispensables para la operación.

Se espera que los generadores aporten los reactivos que por diseño pueden aportar sus unidades, exigiéndose un mínimo para los generadores nuevos, siendo favorable para el agente el poseer un factor de potencia bajo.

La Figura 1 (tomada de [1]) representa la curva de cargabilidad convencional de un generador sincrónico, sobre la cual se han incluido los efectos de la turbina y de los limitadores de la excitación, restringiendo la zona de operación a la parte sombreada. En [5] y [6] también se pueden encontrar los elementos para construir las curvas de carga de los generadores y sus límites reales.

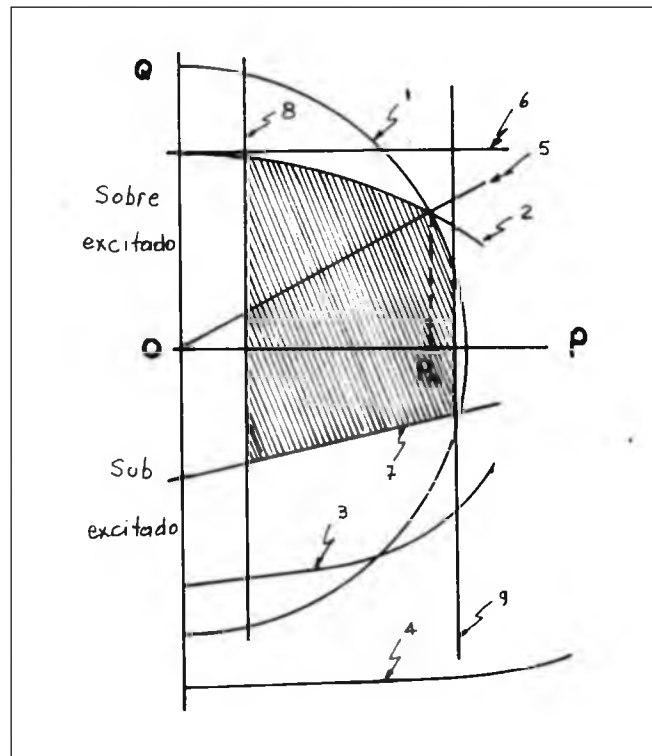


Figura 1

Los siguientes límites están indicados en la Figura 1:

- 1 Corriente del estator
- 2 Corriente del rotor
- 3 Temperatura del núcleo
- 4 Límite de estabilidad
- 5 Factor de potencia nominal
- 6 Límite de sobreexcitación (OEL)
- 7 Límite de subexcitación (UEL)
- 8 Potencia mínima turbina
- 9 Potencia máxima turbina
- P_n Potencia nominal

Para el caso del factor de potencia inductivo (absorción de reactivos del sistema), éste quedaría determinado por la curva declarada por el agente a factor de potencia nominal de 0.9. Esto es debido a que la capacidad de absorción de reactivos depende principalmente en el caso de los generadores hidráulicos del límite de estabilidad y en el caso de los generadores térmicos del sistema de enfriamiento del estator, quedando determinada al ajustarse el sistema al factor de potencia inductivo.

Las Figuras 2 a 5 muestran los factores de potencia declarados y calculados para generadores en Colombia [2]:

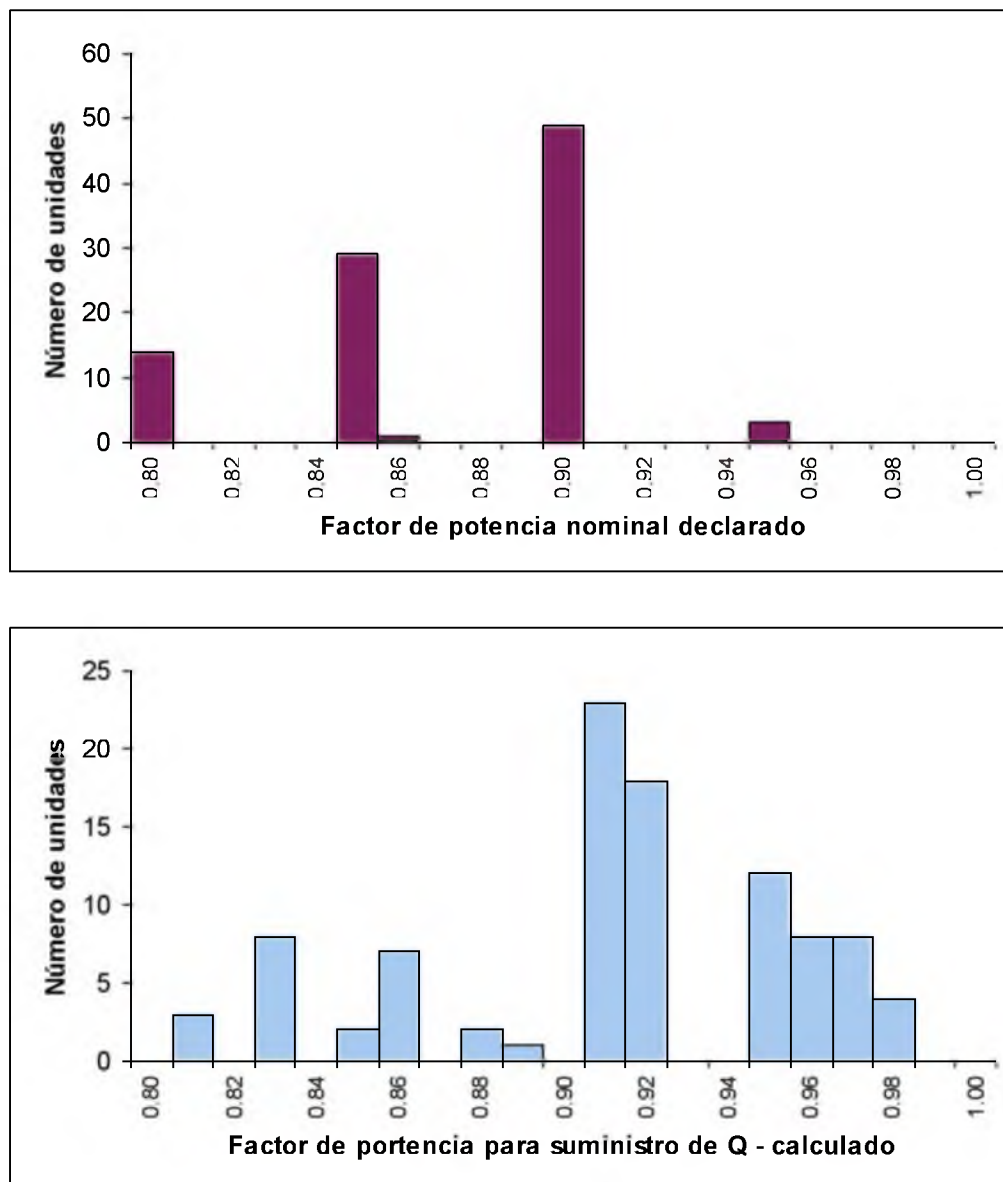


Figura 2. Factores de potencia nominales declarados y calculados para generadores hidráulicos

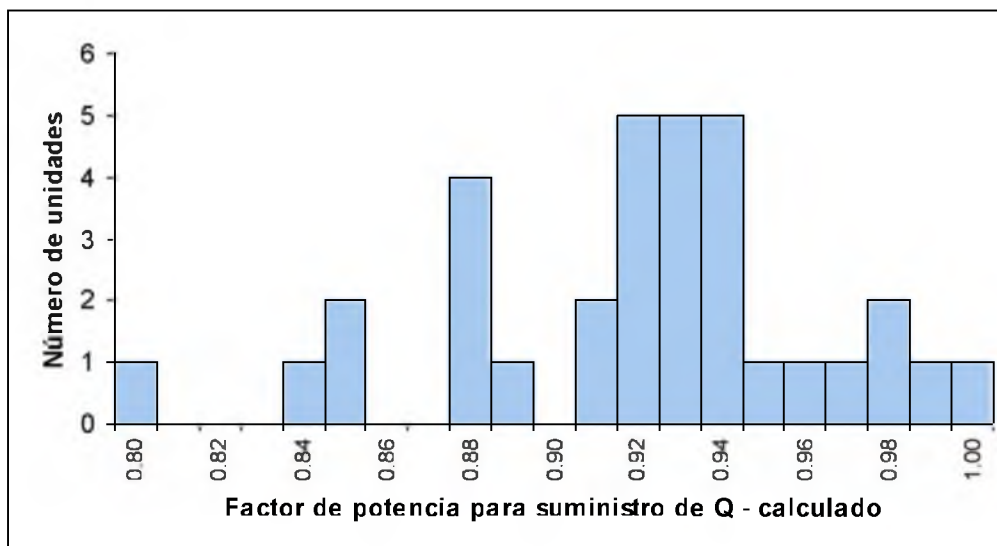
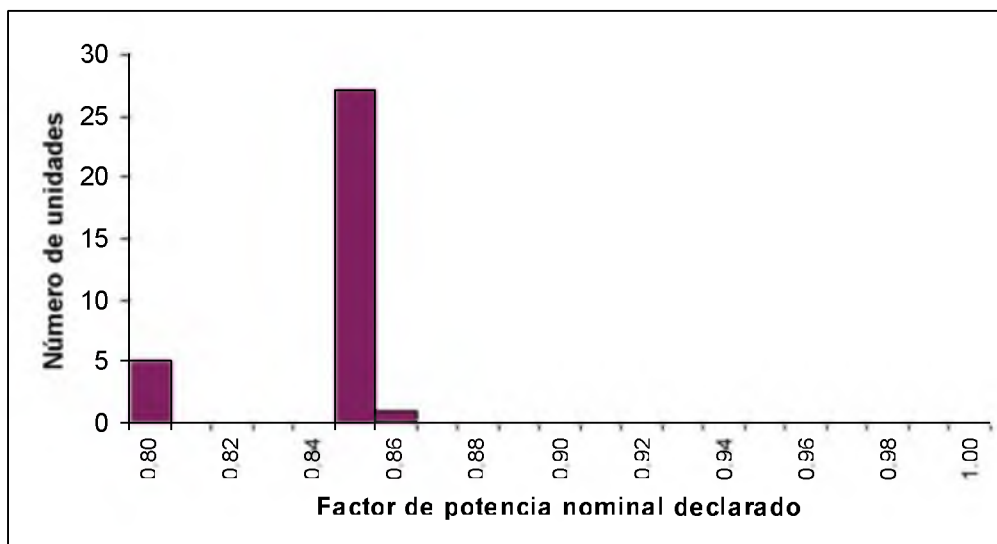


Figura 3. Factores de potencia nominales declarados y calculados para generadores térmicos

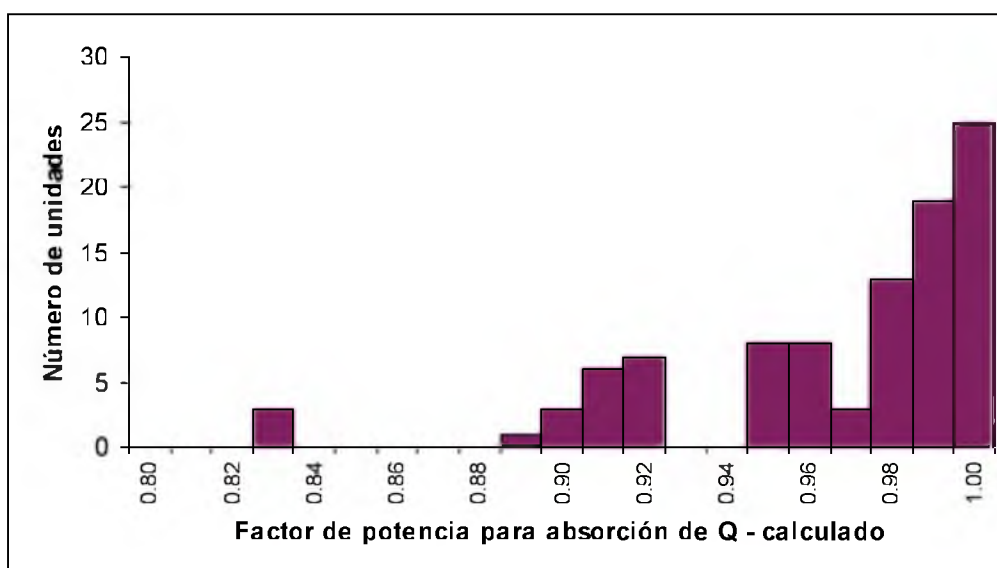


Figura 4. Factores de potencia calculados para absorción - generadores hidráulicos

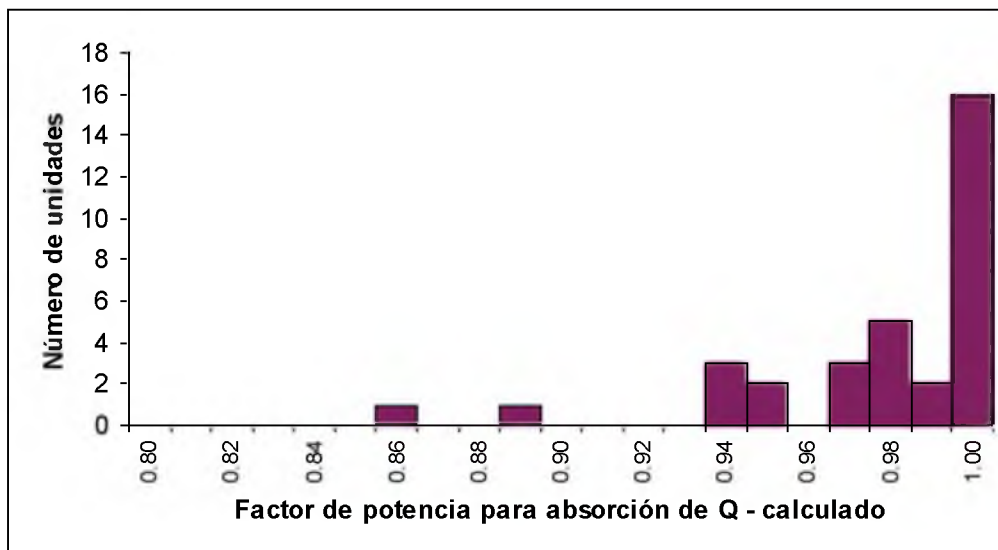


Figura 5. Factores de potencia calculados para absorción - generadores térmicos

Los cogeneradores y autogeneradores y las plantas menores (despachadas centralmente ó no) que se encuentren conectados al SIN deben responder a los requerimientos de reactivos en proporción a las características técnicas exigibles a los demás generadores, en correspondencia con la energía activa que estén entregado. En cuanto a los autoprodutores, su función principal no es proveer energía al STR o SDL al cual están conectados, sino atender sus propios requerimientos, siendo posible en algunos casos disponer de excedentes, con los que el OS les podrá exigir una entrega de reactivos al sistema correspondiente al Factor de Potencia de 0.9 respecto de la potencia activa horaria.

En caso de que un generador no pueda atender los requisitos señalados, podrá cumplir con el factor de potencia obligatorio mediante la instalación de compensación capacitiva, disminución en la potencia nominal activa, uso de otras fuentes de alimentación de servicios auxiliares o cualquier otra solución técnica aplicada en la misma planta que considere conveniente.

Las plantas generadoras despachadas centralmente, y aquellas no despachadas centralmente pero que se requieran, deberán poseer los equipos que permitan la supervisión por parte del ente encargado de la operación del sistema, para controlar indirectamente y supervisar remotamente la producción de potencia reactiva de los generadores, de acuerdo con el esquema operativo vigente.

Además, deberán poseer los equipos de medición, y la posibilidad de enviar las medidas de energía activa y energía reactiva, con el fin de comprobar el cumplimiento de las obligaciones de suministro y absorción de reactivos. Actualmente el Código de Medida establece que en cada una de las fronteras comerciales debe haber dos medidores de activa y uno de reactiva. Además, se encuentra reglamentado todo lo relacionado con la obtención de medidas de activa y el envío de éstas al ente encargado de la liquidación de las cuentas. Por lo tanto, el generador deberá enviar adicionalmente las mediciones

de energía reactiva de la misma manera como se tiene establecido actualmente para las mediciones de energía activa.

En ese sentido, las Plantas Menores deben instalar medidores de energía activa y reactiva en sus fronteras comerciales con los sistemas a los cuales estén conectados y tener la posibilidad de enviar al operador de ese sistema las mediciones.

El generador deberá ubicar el cambiador de tomas de su transformador en la posición que recomiende el CND, de acuerdo con los estudios de planeación operativos. La operación deberá ser siempre una labor coordinada entre el agente y el operador del sistema, buscando una posición que optimice el flujo de reactivos y el control de tensión en el sistema.

Finalmente, se menciona en el Anexo 1 que un generador funcionando como un compensador síncrono es aquel generador cuyas características técnicas le permiten suministrar o absorber potencia reactiva sin generar potencia activa. Para poder prestar este servicio el generador deberá declarar que es capaz de operar bajo estas condiciones.

Obligaciones de los transmisores

Los requisitos hacia los transportadores en los diferentes países analizados coinciden en la necesidad de que los equipos utilizados para el control de reactivos cumplan con las características técnicas y de disponibilidad necesarias para el buen funcionamiento del sistema. En cuanto a los requisitos en la operación, dependen del esquema que tenga implementado el sistema y se relacionan con la supervisión de los equipos y la coordinación con el OS para mantener los voltajes dentro de los rangos especificados.

En el caso de los países que tienen un esquema similar al colombiano, en donde la operación es realizada por las empresas, en coordinación con el OS, los transmisores permiten que el operador realice las acciones que considere necesarias para la seguridad y confiabilidad del sistema, manteniendo los voltajes dentro de los rangos especificados, poniendo para ello a disposición sus equipos y coordinando su operación.

En Colombia la expansión del STN se alcanza mediante convocatorias públicas, hoy a cargo de la UPME, entidad a su vez responsable de la planeación de largo plazo. Los proyectos a convocatoria pública internacional pueden incluir los correspondientes al control de la potencia reactiva, tanto en el STN como en tensiones inferiores. Las obras a construir y operar mediante convocatoria se asignan al transmisor que ofrezca el menor valor presente neto de los ingresos anuales esperados para un período de 25 años.

De esta forma, y en consonancia con la práctica internacional, las empresas de transmisión que presten el servicio de control y soporte de reactivos deberán garantizar que los equipos utilizados para este fin cumplan con las especificaciones técnicas exigidas por el ente competente.

Con el fin de optimizar el flujo de reactivos por sus redes, los transmisores deben poseer cambiadores de tomas bajo carga en los transformadores de uso y conexión de su propiedad y deben coordinar la operación de los mismos con el CND.

Los transmisores deben supervisar las variables de los equipos y controles utilizados para la prestación del servicio de energía reactiva, coordinar su operación con el operador del sistema y ejecutar las maniobras requeridas de acuerdo con la reglamentación vigente y las instrucciones impartidas por el OS, mediante el envío de las señales y controles que éste requiera. El transmisor debe instalar los equipos requeridos para la realización de estas funciones.

Debido a su importancia en la operación del sistema, estos equipos deben cumplir unos requisitos obligatorios de disponibilidad y de tiempos de maniobra.

Obligaciones de los distribuidores y grandes consumidores

La potencia reactiva debe administrarse localmente, pues es ineficiente su transporte a través de las redes. Por lo tanto, se hace necesaria exigir a las empresas de distribución y a los grandes consumidores que mantengan en sus puntos de conexión factores de potencia que impidan consumos de reactivos mayores al 50% de la potencia activa y la inyección de reactivos al sistema.

El objetivo es cumplir estos factores, para lo cual es necesario que se proyecten así desde el planeamiento y diseño de las redes. Este debe ser uno de los parámetros del plan de expansión que debe elaborar el OR, para lo cual tendrá en cuenta las necesidades de sus usuarios y las referencias del plan que a su vez elabora la UPME para el SIN, en el que se consideran las interacciones del sistema nacional con los sistemas regionales. Por tanto, el plan de expansión del OR debe contener los equipos necesarios para que los factores de potencia en sus nodos y en sus fronteras comerciales sean iguales ó superiores a 0.9. Conviene que el MME y la UPME tengan en cuenta lo correspondiente en la revisión y aprobación de los planes de expansión de los OR. Los costos serán parte de la tarifa de los OR valorados según las unidades constructivas de la Resolución CREG 097 de 2008. Igualmente los OR deben exigir a sus usuarios el mantenimiento de factores de potencia en los mismos niveles.

La exigencia, a las empresas de distribución y grandes consumidores locales, de un factor de potencia determinado es una constante en todos los sistemas analizados, dado que el principal objetivo de las regulaciones de potencia reactiva y de control de tensión se enfocan a evitar un consumo alto de reactiva por parte de éstos (por ejemplo, más del 50% de la energía activa), dando la señal para la instalación de compensación local. Además los equipos utilizados para prestar el servicio deberán cumplir con los requerimientos estipulados en las normas técnicas.

Para las empresas de distribución, el cumplimiento se verifica si mantienen un factor de potencia mínimo horario de 0.9 inductivo, para todas las mediciones horarias de su demanda, en todos sus nodos, según la resolución CREG 097 de 2008.

De esta forma, se dan las señales para que el distribuidor instale los equipos necesarios y para que vigile el cumplimiento de los factores de potencia mínimos por parte de los usuarios conectados a su red. Además, se evitan los flujos circulantes de reactivos por las redes.

Para el cumplimiento de lo expuesto es necesaria la medición de la potencia reactiva, de tal forma que se impidan las compensaciones de los excesos de consumo de reactivos con inyecciones de reactivos por fuera del periodo de medida. Además, esta medición deberá concordar con los periodos de facturación de energía; por lo tanto, las mediciones de energía activa y reactiva se realizarán cada hora. Se deberán enviar las medidas requeridas para el control y liquidación correspondientes.

La exigencia de mantener un factor de potencia de 0.9 inductivo corresponde con el punto óptimo donde los costos de una mayor compensación no se traducen en una disminución en las pérdidas del sistema [2]. También es el valor en el cual se ve mas beneficiado el sistema en operación normal y se producen menos restricciones en los nodos por voltajes por encima o por debajo de los rangos admisibles [1]. La prohibición

de inyectar reactivos al sistema surge también de la necesidad de evitar flujos circulantes de potencia reactiva dentro de las redes.

Obligaciones de los operadores del sistema

En el esquema de operación del sistema vigente en Colombia, el Centro Nacional de Despacho es responsable de la planeación, coordinación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos del SIN, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la reglamentación vigente.

Por su parte, los Operadores de Red son responsables de operar y supervisar su red y los equipos que les hayan sido encargados por otros agentes, de acuerdo con los lineamientos dados por el Código de Redes y la regulación vigente.

Para la operación, los Operadores de Red deberán realizar una serie de maniobras de manera coordinada con el CND para el óptimo funcionamiento del STN y del sistema bajo su operación.

El CND es el ente encargado de efectuar el planeamiento operativo eléctrico de los recursos de potencia reactiva del sistema, dirigir la operación en tiempo real de la generación de potencia reactiva, coordinando con otros agentes, como generadores y Operadores de Red, las acciones a ejecutar, para mantener las tensiones dentro de los niveles requeridos, especificando el voltaje deseado o la cantidad de reactivos requerida y verificando permanentemente que no se produzcan recirculaciones de potencia reactiva en el sistema, tomando las medidas operativas necesarias.

Además, el OS deberá hacer el seguimiento al cumplimiento de las obligaciones de los agentes, recibir y analizar los resultados de las pruebas relacionadas con la capacidad real de potencia reactiva para contribuir con el soporte obligatorio de tensión y potencia reactiva y, en caso de identificar algún incumplimiento, informar a la entidades competentes de la vigilancia y el control, para que tomen las medidas correspondientes, al igual que generar realimentaciones a la CREG para que se efectúen ajustes en la regulación, cuando se requieran.

Finalmente, en este punto, el CND deberá producir informes anuales sobre el balance y gestión de la potencia reactiva en el sistema.

9. COSTOS Y REMUNERACIÓN

Como cualquier otro servicio complementario, el soporte de potencia reactiva tiene unos costos que deben ser reconocidos al agente prestador del servicio. Estos costos, en los esquemas tradicionales como el colombiano, se consideran implícitos en la producción y al transporte de energía activa.

Actualmente, con la participación de diversos agentes en las diferentes actividades, es necesario identificar los costos de los servicios prestados para recompensarlos de manera eficiente, dando incentivos para la expansión y el mejoramiento de las redes.

Estos costos pueden ser directos o indirectos. Los directos se refieren a aquellos en los que incurre un agente por el hecho de generar o consumir potencia reactiva y los indirectos son aquellos relacionados con los costos de oportunidad asociados con la cantidad de cada servicio complementario.

Los costos directos a su vez se pueden dividir en los costos fijos correspondientes a la instalación, administración y mantenimiento y los variables a las pérdidas producto del suministro de potencia reactiva y al desgaste en los equipos producto del ciclo de trabajo de los mismos.

Costos de los generadores

Teniendo en cuenta que la función principal de los generadores es producir potencia activa y que con esta base planean y construyen su infraestructura, es difícil discriminar los costos directos de la generación de activa del suministro o absorción de potencia reactiva, dado que la generación de activa requiere unos parámetros de calidad y confiabilidad que hacen que sea necesario que el generador aporte o consuma una determinada cantidad de reactivos.

Los costos fijos en los que incurren los generadores para el servicio de energía reactiva corresponden a los costos derivados de la capacidad de operar con determinados factores de potencia generando o absorbiendo una determinada cantidad de potencia reactiva, sin modificar su potencia activa nominal, es decir, sin modificar su factor de potencia nominal. Estos costos hacen parte de los costos del proyecto y, normalmente, con fines de tener una buena flexibilidad en la operación, son normales los FP del orden de 0,9 capacitivo. En algunas plantas en las que el control de voltaje resulta no ser importante por tratarse de generadores relativamente pequeños, conectados a un sistema muy fuerte, este factor se puede llevar hasta 0,95.

Los costos variables asociados con la producción y absorción de potencia reactiva corresponden a los costos de administración, operación y mantenimiento, los cuales al ser diferidos en los costos de la energía activa, se vuelven despreciables.

Por lo tanto, para el caso de los generadores, si la generación de potencia activa incluye obligatoriamente una cantidad determinada de potencia reactiva, entendida como un requerimiento para el soporte de tensión del sistema, los costos explícitos de esa potencia reactiva están incluidos dentro de los costos explícitos de las plantas y por lo tanto su remuneración está incluida en el precio de bolsa, ya que este es normalmente

mayor que el precio de oferta individual, y considera implícitos todos los costos de producción de la energía activa y la diferencia entre precio de bolsa y precio de oferta debe cubrir costos fijos.

A partir de estas consideraciones, se puede apreciar cómo es indiferente la cantidad de potencia reactiva obligatoria que tenga que aportar un generador, mientras se encuentre dentro del límite determinado por su factor de potencia nominal, es decir, sin afectar su generación de energía activa.

En la mayoría de los países analizados no existen pagos por el servicio de potencia reactiva dentro de los límites obligatorios. Sólo en Inglaterra, PJM, California, Nueva York y Perú se efectúan pagos, los cuales no obedecen a una metodología general, sino que son particularidades del sistema.

Los costos implícitos en los generadores se producen cuando el generador debe reducir su capacidad de producción de energía activa para generar más energía reactiva, por fuera de los límites obligatorios, con el fin de servir de soporte de tensión al sistema o ante una contingencia. Esta reducción se hace acorde con la curva P-Q del generador, la cual esta determinada por sus límites físicos y técnicos.

En algunos de los países donde es obligatorio prestar el servicio de potencia reactiva dentro de unos límites establecidos, los cuales no restringen la generación de energía activa, al generador le es remunerado el costo de oportunidad cuando tiene que prestar el servicio por fuera de sus límites obligatorios, si para hacerlo debe reducir su generación de energía activa. De esto se puede deducir que el costo de este servicio, dentro de los límites obligatorios, está incluido en los costos de generación de potencia activa.

Por lo tanto, se le deberá reconocer al generador, en el caso en quedar limitado en su generación de potencia activa por un requerimiento de reactivos, una reconciliación negativa, mediante la aplicación de la resolución CREG 121 de 2010.

En el caso de los generadores funcionando como condensadores sincrónicos, estos necesitan una cantidad de energía para la producción de potencia reactiva para alimentar los servicios auxiliares y las pérdidas originadas en el generador funcionando como motor y en el transformador elevador, energía activa cuyo costo debe ser reconocido. En cuanto a la energía reactiva, se debe reconocer respecto a una referencia, que para el caso corresponde a los costos de un banco de condensadores equivalente.

Remuneración para los generadores en Colombia

La remuneración de los costos fijos y de los costos variables de la generación de potencia reactiva, dentro de los límites obligatorios, deberá hacerse por medio del mercado, ya que se considerarán implícitos dentro de los costos de la energía activa producida. Por lo tanto, no se proponen pagos adicionales por este concepto.

En el caso colombiano, debido a la existencia de una reconciliación negativa para los generadores a los cuales se les reduce su generación en el despacho real, se propone reconocer esta misma cantidad a los generadores que se vean limitados en su generación de activa, para prestar el servicio de suministro de potencia reactiva (aplicando, como se dijo, la Resolución CREG 121 de 2010).

Para el caso de los generadores despachados por restricciones de tensión, el costo de la energía reactiva está incluido en el costo de la energía producida, según el esquema de reconciliación positiva aprobado por la CREG. Puesto que en este esquema se reconocen los costos variables de generación de potencia activa, y dado que los costos

de generar reactiva por fuera de los límites obligatorios es ínfimo, se propone que un generador despachado por restricciones de tensión o para el suministro de potencia reactiva pueda generar reactiva por fuera de los límites obligatorios y dentro de las restricciones impuestas por la curva P-Q, sin obtener una remuneración adicional.

Para la remuneración de los condensadores sincrónicos se propone remunerar la energía activa que requieren en su operación al precio correspondiente en la bolsa de energía y la energía reactiva producida de manera similar a como se remunera la energía proveniente de un banco de condensadores.

Recursos de transmisión y distribución.

Los costos en que incurren los agentes transmisores y distribuidores para soporte de tensión y control de reactivos están asociados con los equipos utilizados para este fin.

Por lo tanto los costos explícitos de estos equipos son fáciles de determinar, correspondiendo los costos fijos a los costos de capital del equipo y los costos variables a la administración, operación y mantenimiento del equipo.

Remuneración para los distribuidores y transportadores en Colombia

Debido a que en la remuneración de estas actividades se realiza mediante el costo eficiente de reposición a nuevo de los activos, es perfectamente compatible realizar la remuneración de los equipos que son propiedad de los agentes y que sirven para prestar el servicio, dentro del esquema de remuneración propio de las actividades.

En el caso de la actividad de transmisión, el ente encargado del planeamiento determinará las necesidades del sistema en cuanto a recursos de potencia reactiva; estos saldrán a convocatoria pública para ser adjudicada al mejor postor. En los otros casos se remunerará de acuerdo con el ingreso regulado establecido.

En el caso de la actividad de distribución, la responsabilidad de mantener los límites exigibles corresponde a la empresa, la que determinará la necesidad de la instalación de estos equipos.

Para equipos nuevos en el STN instalados mediante convocatorias públicas internacionales la remuneración está en el IAE aprobado por la CREG para cada proyecto. Los demás se remuneran como activos de uso mediante las resoluciones CREG 097 de 2008 y 009 de 2009, según corresponda.

10. PENALIDADES POR INCUMPLIMIENTOS

El incumplimiento por parte de los agentes de los requisitos obligatorios relacionados con la prestación del servicio de soporte de tensión y potencia reactiva significará sanciones por parte de los entes competentes y costos de transporte, de acuerdo con el uso adicional del sistema. En el caso de los usuarios, la remuneración del transporte se hará al OR, en el caso de los OR y de los usuarios conectados directamente al STN dicha remuneración irá a reducir los costos de la transmisión.

Los agentes que incumplan los requisitos pagarán remuneraciones por exceso de transporte, acordes con el perjuicio causado al sistema y a los demás agentes y sanciones de las entidades competentes. Incluso, en algunos casos el incumplimiento de los requerimientos por parte de un agente puede acarrear su desconexión del sistema.

Incumplimientos por parte de los generadores

No hay uniformidad en los países analizados en las sanciones a los generadores por concepto de incumplimientos. Generalmente se les imponen sanciones económicas, las cuales son en algunos casos determinadas por el ente encargado de la vigilancia y el control y en otros hay una estructura formal de cargos, los cuales, aunque son valorados de diferentes maneras, buscan que el generador compense el detrimento causado, además de darle una señal para que no persista en este tipo de prácticas. Es importante anotar que, dada la gravedad de un incumplimiento por parte de un generador, la persistencia en no atender sus obligaciones puede conllevar a ser retirado temporalmente del mercado.

Debido a que los incumplimientos por parte de los generadores, en relación con el suministro y absorción dentro de la franja obligatoria de reactivos correspondiente, comprometen seriamente la operación del sistema, deberán conducir a las sanciones legalmente permitidas al ente de vigilancia. En caso de que esta condición no sea suficiente señal para arreglar los problemas, el regulador podrá revisar la regulación para establecer las medidas correctivas que sean necesarias en el esquema.

En todo caso, en la operación, el generador incumplido deberá cubrir los costos que se causen por su incumplimiento.

Incumplimientos por parte de los transportadores

Dado que la prestación del servicio de control de tensión y suministro de potencia reactiva por parte de las empresas de transmisión se realiza a través de equipos reconocidos según una metodología de ingreso regulado, estos deberán cumplir con las características técnicas requeridas, estar disponibles para que el operador del sistema disponga de ellos cuando sea necesario y realizar su operación en coordinación con el operador del sistema.

El incumplimiento por parte de los transportadores, respecto a la disponibilidad y tiempos de maniobra de los equipos utilizados para prestar el servicio, deberá dar lugar

a una compensación coherente con las aplicadas a los transportadores en casos de frecuencia y duración de interrupciones, según lo establecido en las Resoluciones CREG 061 de 2000 y 009 de 2009.

El incumplimiento en los tiempos de maniobra seguirá el tratamiento definido en las Resoluciones CREG 080 de 1999 y 009 de 2009, en relación con la afectación de los indicadores de calidad.

Incumplimientos de los distribuidores y grandes consumidores

Los distribuidores y los grandes consumidores son responsables de mantener el factor de potencia en sus fronteras dentro de los límites establecidos, evitando así un consumo de reactivos mayor al 50% de la energía activa o inyección de estos en periodos de baja demanda, para lo cual deberán instalar los equipos que sean necesarios.

En los países analizados se incluyen pagos por parte de los distribuidores que incumplan los límites obligatorios, con el fin de dar una señal a los agentes para que no continúen con estas prácticas y para reparar el detrimento ocasionado al sistema.

El incumplimiento por parte de los distribuidores y grandes consumidores con respecto al factor de potencia obligatorio deberá dar origen a una remuneración por parte de éstos, la cual será de acuerdo con el grado de desviación en el cumplimiento. Éste pago deberá remunerar a los agentes perjudicados con esta conducta. Para el caso, al estar conectados a las redes de transmisión, deberán reducir la tarifa que los usuarios pagan por este concepto.

En caso de que la energía reactiva consumida por un Usuario conectado directamente al STN, o por un Distribuidor en una frontera con el STN, sea mayor al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) que le es entregada en cada periodo horario, el exceso sobre este límite, en cada periodo, se considerará como energía activa para efectos de liquidar mensualmente el cargo por uso del sistema de Transmisión (Cargo T del Costo Unitario).

El total de la remuneración por este transporte adicional, será abonado como un menor valor de la tarifa de transporte mensualmente.

El incumplimiento por parte de los usuarios conectados a un STR o SDL ya fue objeto de reglamentación por parte de la CREG, estableciendo que en caso de que un usuario consuma una cantidad de reactiva mayor al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) que le es entregada en cada periodo horario, el exceso sobre este límite, en cada periodo, se considerará como energía activa para efectos de liquidar mensualmente el cargo por uso del sistema de distribución. Igual tratamiento se dará al OR que incumpla ese límite en alguno de sus nodos.

11. ¿SUBASTAS Y CONTRATOS DE ENERGIA REACTIVA?

El sistema de transmisión de Colombia, no está sobredimensionado, no es lo suficientemente enmallado, tiene restricciones de transmisión de energía entre las diferentes regiones, creándose divisiones por áreas de acuerdo con su capacidad máxima de transferencia de potencia, lo que hace que sea necesaria una regulación que permita optimizar los flujos de activa a través de las redes y minimizar las restricciones en la red, con miras a propiciar un ambiente de competencia y de libre acceso.

El SIN ha sido dividido en diferentes regiones determinadas por las restricciones en transmisión. Los requerimientos de reactivos en un determinado punto o nodo del sistema sólo pueden ser atendidos, en la mayoría de los casos, por uno o dos agentes en cada área, siendo en algunos casos empresas integradas verticalmente, lo que crearía situaciones de poder de mercado, haciendo inútil la consideración de una subasta para estos requerimientos, y limitando el número de posibles sustituciones de capacidad de suministro de potencia reactiva.

Lo expuesto se puede observar en la siguiente tabla tomada de los documentos elaborados por The Brattle Group [1] y actualizada por transacciones recientes:

Agentes por áreas del SIN¹

ÁREAS ELÉCTRICAS			
No	ÁREA	EMPRESAS	
		GENERACIÓN	DISTRIBUCIÓN
1	BOGOTÁ	EMGESA	CODENSA, EEC ²
2	META		EMSA
3	ANTIOQUIA-CHOCÓ	EPM, ISAGEN	EPM, EADE ³ , CHOCÓ
4	VALLE DEL CAUCA	EPSA, TERMOEMCALI, TERMOVALLE	EPSA, EMCALI, EMCARTAGO
5	ATLÁNTICO	FLORES, TEBSA	ELECTRICARIBE
6	BOLÍVAR	TERMOCARTAGENA, TERMOCANDELARIA, PROELECTRICA	ELECTROCOSTA

¹ THE BRATTLE GROUP. International Review of Reactive Power Management. Preparado para CREG, MME, MHCP. Bogotá: s.n. Mayo 2001.

² Capitalizada por EEB

³ Absorbida por EPM

7	CÓRDOBA-SUCRE		ELECTROCOSTA
8	CERROMATO SO	URRA	ELECTROCOSTA, EPM
9	GUAJ-CESAR-MAGD	CORELCA	ELECTRICARIBE
10	NORDESTE	TERMOTASAJERO, ESSA, EBSA, MERIELECTRICA	ESSA, EBSA, CENS, ENELAR, DISTASA
11	TOLIMA	E. TOLIMA	E. TOLIMA
12	CAUCA-NARIÑO	CEDELCA, CEDENAR	CEDELCA, CEDENAR
13	CQR	CHEC ⁴	CHEC, EEP, EDEQ
14	CHIVOR-GUAVIO	CHIVOR, EMGESA	
15	SAN CARLOS	ISAGEN, EPM	
16	HUILA-CAQUETÁ	CHB, ELECTROHUILA	ELECTROHUILA, ELECTROCAQUETA
17	MAGDALENA MEDIO	ISAGEN, EPM	

Los países que actualmente poseen algún tipo de mercado de reactivos no lo han creado de una manera inmediata, sino a través de todo un proceso de desregulación del sector, en los cuales los cambios son realizados de manera progresiva y de acuerdo con las características técnicas y topológicas de su sistema. Se considera que en el caso colombiano sería aconsejable adelantar un proceso similar.

Al cotejar la regulación de Colombia con las de otros países comparables desde el punto de vista de desarrollo regulatorio y técnico, se puede apreciar que en ninguno existe un mercado de reactivos, ofertas de capacidad adicional de reactiva o contratos bilaterales entre los agentes para la sustitución de la capacidad obligatoria de reactivos.

El implementar un mercado de reactivos o contratos bilaterales entre los agentes para la sustitución de sus obligaciones de reactivos en el sistema teniendo en cuenta las características propias del SIN colombiano, implicaría:

- Posición dominante de uno o varios agentes para la atender las necesidades de reactivos en un nodo determinado
- Limitación en el número de agentes que podrían realizar de una manera efectiva contratos de sustitución de capacidad de suministro de potencia reactiva
- Dificultades para asignar a los agentes correspondientes las pérdidas y las restricciones ocasionadas por estas sustituciones

⁴ Capitalizada por EPM

- Una porción, o la totalidad del costo de la generación de reactiva por parte de los generadores, no estaría implícita en precio de energía activa que se oferta, ocasionando una posible distorsión de los precios del mercado, que podría terminar en un sobre costo para los usuarios y dificultades para la armonización de la regulación con otros países.
- La necesidad de que la entidad encargada de la operación del sistema realice estudios del sistema tales como corridas de flujos de carga, estudios de estabilidad dinámica, estudios de confiabilidad y seguridad y estudios de factibilidad técnica, para poder determinar si un agente puede sustituir satisfactoriamente las obligaciones de otro agente o participar en una subasta de reactivos en determinado nodo, e incluso para la misma operación diaria de la medida adoptada en la subasta, ocasionando costos adicionales al sistema.
- Des-optimización del sistema por transporte de reactivos en un sistema que no está en capacidad de hacerlo, dadas sus limitaciones de transporte. Esta des-optimización es producto de todos los problemas antes mencionados, que conlleva el transporte de reactivos por el sistema, cuando la solución eventualmente no es local.

La forma como la regulación colombiana ha establecido la eficiencia económica en el sector de la transmisión de energía eléctrica es a través de los procesos de convocatorias a cargo de la UPME, ya descritos. Este procedimiento es perfectamente aplicable a las necesidades que pueda tener el sistema en relación con los reactivos, como efectivamente ya ha ocurrido (compensaciones en subestaciones como Noroeste, Belén etc.).

En consecuencia, no se considera viable por el momento la iniciativa de un mercado de reactivos pues no hay las condiciones para la creación del mismo.

En general, en la literatura hay acuerdo en la dificultad de crear mercados de reactivos por las características de localización del control de voltaje y por las limitaciones en la competencia. Por ejemplo, Kirby y Hirst expresan [5, p. 31]: “Muchos creen que las limitaciones de localización de los recursos de reactivos son tan grandes que no se pueden desarrollar mercados competitivos para este servicio”.

12. CIRCULACIÓN DE REACTIVOS EN EL NIVEL IV

Por confiabilidad de la red, el operador del sistema (XM) requiere que ciertas líneas del nivel IV, normalmente abiertas, se cierren. Estos casos son excepcionales y al parecer no son más que unos cuatro en la actualidad. Pero algunos operadores de red involucrados se quejan de que hay energía reactiva circulante en exceso, por lo que se causa una penalización representada en un cargo por uso de la red de transporte. Se aduce que el OR afectado no es el causante de la circulación de esos reactivos y que esa situación le implica erogaciones significativas, calificadas como injustas. El tema se ha llevado al C.N.O. y se está pidiendo que se le de traslado a la CREG, en busca de soluciones.

Se han conocido los siguientes casos:

- ✚ CODENSA y EMSA: línea Cáqueza – La Reforma. La principal petición de CODENSA era la remuneración de este activo, la cual se dio con la expedición de la Resolución CREG 097 de 1998.
- ✚ Líneas en el suroccidente, con circulación de reactivos derivada de la operación del sistema de interconexión con Ecuador. Al parecer, no ha habido solicitudes formales de solución ó de compensación económica.
- ✚ CHEC y Empresa de Energía de Pereira (EEP): línea Cartago – Dosquebradas – La Rosa. EEP pedía que la energía reactiva en Dosquebradas se tratara como un flujo neto y no independientemente para cada tramo de la línea (por frontera). Sobre el particular, la CREG expidió la Resolución No. 072, del 9 de junio de 2009, por la cual se profiere laudo arbitral que resuelve el conflicto suscitado entre CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. –CHEC- y EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P.-EEP. La CREG decidió “definir el conflicto presentado en el sentido que conforme a lo establecido en la Resolución CREG 082 de 2002 el cálculo y liquidación de los cargos de transporte de energía reactiva en el nivel de tensión IV en la subestación Dosquebradas se debe hacer considerando la lectura que se registre en cada una de las fronteras comerciales que se encuentran registradas ante el ASIC, de manera independiente”.

A partir de la Resolución CREG 097 de 2008 se calcula el flujo neto de reactivos por nodo.

El caso CODENSA – EMSA se resolvió con la Resolución 097 de 2008 y con la instalación de un segundo transformador en La Reforma.

Como se mencionó, la controversia CHEC – EEP fue dirimida por la CREG con la Resolución 72 de 2009, de acuerdo con la vigencia de la resolución 082 de 2002, modificada por la resolución 097 de 2008.

Recientemente se ha dado a conocer el caso ENERTOLIMA – CHEC, en el cual ENERTOLIMA aduce que en el período junio – julio de este año se incrementó en más del 300% el cobro que se le hace por circulación de reactivos en exceso ($Q > 50\%P$) en las líneas de 115 kV Mariquita – Victoria y Papayo (Ibagué) – Regivit (Armenia).

Es probable que una solución, total ó parcial, se tenga con la entrada en operación del segundo transformador en Mirolindo (Ibagué).

Ante estas situaciones, se deben explorar las soluciones en el planeamiento operativo y en el planeamiento de la expansión. El OR debiera caracterizar su demanda en el área y analizar el comportamiento de su red para diferentes condiciones de carga.

Si persistieran las circulaciones de reactivos en exceso, sin origen en el sistema del OR y a causa del cierre de ciertas líneas, no se debiera imponer una sanción a dicho OR, pues se le ocasionarían erogaciones injustas.

Se propone para estos casos aplicar el siguiente procedimiento:

- ✚ XM declara y justifica la necesidad de cerrar una ó varias líneas por razones de la confiabilidad de la red
- ✚ El OR ó los OR involucrados analizan el desempeño de su sistema en esa condición y verifican si se presentarán circulaciones de reactivos en exceso no debidos a sus cargas y factores de potencia. Propondrán las soluciones que encuentren aplicables.
- ✚ En tal caso presentan los estudios para que XM y UPME verifiquen las soluciones ó propongan otras en el planeamiento operativo y en el de expansión.
- ✚ Los estudios indicarán si se van a presentar circulaciones de reactivos en exceso y que porciones corresponden al OR y cuáles no.
- ✚ Para estas últimas, previo concepto del C.N.O., la CREG exceptuaría el pago de cargos por uso de la red del STR, por los períodos definidos por XM y la UPME y hasta los límites que ellas determinen en sus estudios.
- ✚ Si se definen obras de expansión para resolver el problema y los ejecutores no las culminan a tiempo, estas empresas asumirán los costos derivados de su incumplimiento, incluyendo el transporte de reactivos en exceso que se evitaría con las obras.

13. COMENTARIOS DE LOS AGENTES A LA RESOLUCIÓN CREG 018 DE 2005

En los comentarios enviados a la Comisión por las empresas y terceros interesados, dentro del plazo y mediante los procedimientos establecidos, se encontró que:

- a) Las empresas mostraban una preocupación con referencia a los cambios que se introducían en el esquema operativo vigente y a eventuales sobrecostos.

Pero en ningún momento la propuesta tiene éste objetivo. Lo que se busca es reglamentar de una manera clara el servicio de potencia reactiva para que sea acorde con el esquema operativo vigente, asignando las obligaciones correspondientes a cada uno de los agentes, de acuerdo con sus obligaciones de planeación, operación, coordinación, supervisión y suministro de información.

- b) Solicitaban aclarar el tipo de información que debía ser enviado tanto al CND como al LAC.

Lo único que se solicita es el envío de las medidas relacionadas con las mediciones de potencia reactiva en los nodos, de acuerdo con lo reglamentado actualmente en referencia a medición y envío de esta información para ser liquidada por el LAC.

- c) Se mostraban en desacuerdo con algunas de las resoluciones vigentes, las cuales se tomaban como base para reglamentar el servicio.
- d) Se pedía revisar y ampliar los plazos para la implementación de la propuesta.
- e) Proponían un esquema de remuneración nuevo para el servicio de la potencia reactiva por parte de los generadores.

Sin embargo, una remuneración explícita de potencia reactiva iría en contra de la regulación vigente, en la cual los costos de la potencia reactiva se encuentran implícitos dentro de los costos de la potencia activa generada y, en general, dentro de todos los costos de instalación y funcionamiento de una planta de generación.

Al estar estos costos implícitos, proponer una remuneración adicional supondría un sobre-costo injustificado que lesionaría sensiblemente los intereses de los usuarios.

Algunos proponían ligar el pago de reactiva al precio de bolsa menos los impuestos de ley y el AGC, lo cual no tiene justificación

- f) No estaban de acuerdo con la implementación de un único valor de factor de potencia 0.9.
- g) Había dudas respecto a los aspectos técnicos, en especial con la forma como se declaraban las curvas P-Q de los generadores.

En el Anexo 3 se presenta un resumen de los comentarios recibidos.

En general los comentarios han sido tenidos en cuenta, en lo pertinente, para la preparación de un nuevo proyecto de resolución de consulta, que ya ha sido elaborado y se espera que sea puesto a consideración próximamente.

14. CONCLUSIONES

El servicio complementario de soporte de tensión y suministro de potencia reactiva es imprescindible para el funcionamiento del sistema. Por lo tanto, es necesaria su reglamentación.

El hecho de que en Colombia no haya hasta ahora una resolución dedicada a la potencia reactiva y al control de tensiones no quiere decir que este servicio no estuviera reglamentado ó que no existieran reglas claras acerca de su prestación. Lo que ha hecho falta es una norma que recoja varios elementos dispersos sobre el particular, para integrarlos y complementarlos, por lo cual la CREG se propone expedir una nueva resolución de consulta obre el particular.

No se considera viable en el momento la creación de un mercado de subastas y contratos de energía reactiva, en especial porque en cada región del sistema sólo hay uno ó dos agentes que podrían proveer el servicio, constituyéndose posiciones dominantes. En ocasiones el que requiera los reactivos y el que los puede proveer constituyen la misma empresa por integración vertical ó corresponden al mismo grupo empresarial. Además, la propuesta que se hace es que se cumplan los factores de potencia mínimos y no haya circulaciones de energía reactiva, haciendo innecesario por ahora un mercado de reactivos.

Es conveniente revisar las curvas $P - Q$ de los generadores en el sistema para determinar su capacidad actualizada de producir o absorber reactivos.

Igualmente, conviene tratar los casos de circulación de reactivos en el nivel IV derivados del cierre de líneas por confiabilidad del sistema.

15. BIBLIOGRAFÍA

- [1] The Brattle Group y Sistemas Digitales de Control Ltda. Propuesta de marco regulatorio para el manejo y control de la potencia reactiva en Colombia. Diciembre 31 de 2001.
- [2] Arboleda M. N. y J. P. Franco. Gestión de la potencia reactiva y su reglamentación en Colombia (propuesta a la CREG). Universidad Pontificia Bolivariana. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Medellín, 2003.
- [3] WECC. Western Systems Coordinating Council. Generator reactivity limit testing. Workshop presentation. WECC generator testing task force. June 1997.
- [4] Adibi, M.M. y Milanicz D.P. Reactive Capability Limitation of Synchronous Machines. IRD Corporation and Baltimore Gas & Electric Co. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9. No. 1, February 1994, pp. 29-40.
- [5] Kirby, E. y E. Hirst. Ancillary service details: voltage control. Oak Ridge National Laboratory. Oak Ridge, Tennessee, December 1997, 45 p.
- [6] Rodríguez Serna, Iván Darío. Arranque autónomo (arranque en negro o black start). Propuesta técnica, económica y regulatoria. CIER: III Reunión Internacional de Generación y Transmisión, Medellín, 11-14 septiembre de 2005, 8 p.
- [7] NYISO. Ancillary services manual. Generating reactive capability testing. Revised 7/15/1999, 145 p.

ANEXO 1

ELEMENTOS DEL SISTEMA DE POTENCIA QUE PRODUCEN O CONSUMEN REACTIVOS

De acuerdo con su principio de funcionamiento y sus características físicas, los diferentes elementos que conforman el sistema de potencia tienen un determinado comportamiento con respecto a la energía reactiva.

Algunos elementos generan o absorben reactivos, aunque no sean construidos para este fin. Tal es el caso de las líneas de transmisión y distribución, aéreas y subterráneas.

Condensadores

Elementos que almacenan energía en forma de campo eléctrico y, por lo tanto, elementos generadores de potencia reactiva.

Los bancos de condensadores en paralelo, por su capacidad de suministrar reactivos, son utilizados en los puntos en los cuales, por medio de estas inyecciones, se pretenda aumentar el nivel de tensión. La compensación capacitiva serie de una línea permite reducir la reactancia y por ende aumentar la capacidad de transporte.

El control de tensión realizado mediante conexión y desconexión de bancos de condensadores en derivación corresponde a un control discreto. Debido a que la cantidad de reactivos suministrados por el condensador depende de la tensión que controla, se produce un efecto negativo, debido a que cuando hay una caída en la tensión y se necesita una mayor inyección de reactivos a la red, la cantidad de reactivos producidos por el condensador disminuye en proporción al cuadrado de la caída de tensión.

Reactores

Elementos que almacenan energía en forma de campo magnético y por ende elementos consumidores de potencia reactiva.

Los reactores representan el caso dual de los condensadores. Por su capacidad de absorber reactivos son utilizados para disminuir tensiones en los nodos donde se requiera.

El control mediante bancos de reactores, presenta las mismas características en resolución, automatismo y tiempos de respuesta que los bancos de condensadores. A diferencia de los condensadores, los reactores tienen una respuesta directa ante los problemas en las tensiones, debido a que su absorción de reactivos del sistema también depende del cuadrado de la tensión y al aumentar ésta la absorción de reactivos se incrementa.

Cargas

Elementos que transforman la energía eléctrica en otro tipo de energía dependiendo de los requerimientos de los usuarios. Algunas cargas requieren energía reactiva para funcionar, como en el caso de motores y hornos de inducción.

Transformadores con cambiadores de tomas

El transformador es un dispositivo que permite controlar las tensiones en un sistema de potencia mediante el cambio de la relación de espiras entre los devanados de alta y baja tensión y, por tanto, en la relación de transformación de voltajes.

La función principal de un transformador es aumentar o disminuir las tensiones, con el fin de transmitir la energía eléctrica a largas distancias a tensiones mayores reduciendo las pérdidas por efecto Joule en las redes, para luego reducirlas a tensiones aptas para la distribución y el consumo industrial y residencial. Debido a que su principio de funcionamiento es la inducción electromagnética, el transformador consume reactivos.

Casi todos los transformadores tienen cambiadores de tomas en alguno de los devanados ó, en algunos casos, en ambos. El cambio de las tomas del transformador se puede hacer de manera manual o automática y bajo carga o cuando el equipo se encuentre des-energizado, dependiendo de la construcción del mismo. El tipo de cambio y la variación dependerán del tipo de transformador y del uso que se le tenga asignado. Un transformador que no tendrá muchos cambios en sus tomas no requerirá ser diseñado para cambios bajo carga, por ejemplo en generadores, pero aquel que sirva para propósitos de realizar un control de tensión sí.

Los transformadores con cambio de tomas bajo carga son los utilizados para realizar el control de tensión secundario. Los transformadores en los que, para realizar un cambio en las tomas, requieran ser des-energizados, sólo sirven para propósitos de aumentar el nivel de tensión en un circuito radial.

El aumento o disminución de la tensión de un devanado produce un cambio en los flujos de reactivos en el sistema. Si se eleva la tensión del devanado secundario aumentará la circulación de potencia reactiva del sistema secundario al devanado primario, dando como resultado una subida de tensión en los bornes del primario. De otro lado, un aumento de la tensión del secundario disminuirá el consumo de potencia reactiva de las cargas conectadas al devanado secundario, debido a que si se trata de cargas de corriente constante, como los motores, al aumentar el voltaje la corriente tiende a disminuir.

Líneas de transmisión y distribución

Elementos que sirven para transportar la energía eléctrica desde los puntos de generación hasta los puntos de consumo. Dependiendo del voltaje, la distancia y la carga, generarán o consumirá reactivos. Las líneas de distribución generan muchos menos reactivos que las líneas de transmisión.

Dependiendo de sus características físicas, del nivel de tensión, de la longitud y del nivel de carga, una Línea de Transmisión puede absorber o generar reactivos. Las líneas absorben reactivos como consecuencia del efecto inductivo propio y con las otras fases, dependiendo de la cantidad de corriente que circula por ellas, y generan reactivos debido al efecto capacitivo producido por el nivel de tensión de las líneas.

El punto de balance en el que los efectos inductivos y capacitivos de la línea se cancelan entre sí (surge impedance loading) está cercano al 40% de la capacidad térmica de la línea [5].

La cantidad de reactivos absorbida por una línea, al depender de la corriente, es variable. En cambio, la cantidad de reactivos generados, al depender de la tensión, es un valor mucho más constante.

En algunos casos, la conexión y desconexión de líneas de transmisión también sirve para controlar las tensiones. Por ejemplo, conectando líneas descargadas para que generen reactivos.

Generadores

Elementos que aportan ó consumen reactivos, dependiendo de su punto de operación, el cual esta determinado por la corriente de excitación del rotor. El generador es el elemento encargado de transformar en energía eléctrica diferentes tipos de energía que se encuentran en la naturaleza. Su función principal es la de producir potencia activa.

El generador sincrónico es el dispositivo encargado de suministrar energía activa a los usuarios finales. En los sistemas de potencia, los generadores suplen la demanda de energía activa pero, debido a que, en general, por cada kWh de energía activa que se consume en el sistema de potencia se requiere que el mismo produzca alrededor de 2 kvar de energía reactiva, los generadores deben colaborar de manera dinámica en la producción de reactivos, máxime si se tiene en cuenta que son los dispositivos más flexibles de la red para variar dicho suministro en el tiempo.

En un generador síncrono la generación de activa depende de la potencia mecánica de entrada y la potencia reactiva depende de la corriente de excitación del rotor

El generador tiene un controlador automático de voltaje, que le permite realizar un control continuo sobre la tensión. Cuando la tensión disminuye la corriente de excitación aumenta generando más reactivos y viceversa. Este proceso no afecta, por lo antes mencionado, la potencia activa que está generando, a menos que se superen las características técnicas de la máquina

Las limitaciones en la producción y absorción de reactivos por parte de un generador sincrónico están dadas, en el caso de la sobreexcitación del generador, por los límites térmicos impuestos al estator y al rotor, mientras que en el caso de la sub-excitación tienen más relación con la estabilidad del generador.

Compensador Sincrónico

Los compensadores sincrónicos son máquinas que funcionan en un punto de su curva P-Q en el cual no generan potencia activa. Por el contrario, la consumen con el propósito de vencer la fricción rotacional y mantener el rotor en movimiento. Su función es la de generar potencia reactiva para el sistema

Cualquier generador sincrónico puede funcionar como un compensador sincrónico, ya que tiene la opción de generar o absorber reactivos a través del control de la corriente del rotor. Las limitaciones para operar como compensador sincrónico se dan en la turbina, debido a que frecuentemente la misma tiene problemas para operar con bajas potencias activas (el caso típico es el de las turbinas de reacción y los turbogeneradores).

Las siguientes tablas resumen las propiedades y características de los elementos que consumen y aportan energía reactiva al sistema eléctrico:

Elementos generadores y consumidores de potencia reactiva

Elementos generadores de potencia reactiva	<ul style="list-style-type: none"> • Capacitancias
Elementos consumidores de potencia reactiva	<ul style="list-style-type: none"> • Reactores • Transformadores • Reactores • Motores • Hornos de Inducción
Elementos generadores y consumidores de potencia reactiva	<ul style="list-style-type: none"> • Generadores. • Líneas de Transmisión
Elementos que modifican el flujo de reactivos en la red	<ul style="list-style-type: none"> • Transformadores con cambiadores de tomas • FACTS

Principales características de los equipos

Componente	Control	Suministra reactivos	Absorbe reactivos	Velocidad de Respuesta
Generador	Continuo	Si	Si	Rápida
Compensador Sincrónico	Continuo	Si	Si	Rápida
SVC	Continuo	Si	Si	Muy rápida
Banco de Capacitores	Discreto	Si	No	Variable
Banco de Reactores	Discreto	No	Si	Variable
Apertura de Líneas	Discreto	-	-	Variable
Cierre de Líneas	Discreto	-	-	Variable
Transformador con cambiador de tomas bajo carga	Discreto	Modifica el flujo de potencia reactiva.		Lento

ANEXO 2

FACTS

Los FACTS (Flexible AC Transmission Systems), ó sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna, son dispositivos encargados de modificar las características de entrega de reactivos de las líneas de transmisión, con el fin de aumentar su capacidad de transporte de potencia activa.

El término FACTS incluye la totalidad de dispositivos basados en la electrónica de potencia que se utilizan para facilitar la transmisión de energía en corriente alterna, permitiendo con su aplicación una operación más segura y con mayor nivel de control.

Las ventajas con el uso de los FACTS son:

- Mayor control del flujo de potencia
- Operación con niveles de carga seguros
- Mayor capacidad de transferencia
- Rapidez de respuesta
- Amortiguación de las oscilaciones del sistema de potencia
- Operación cercana a los límites térmicos de capacidad.

Los principales dispositivos FACTS son los siguientes:

Compensador estático (Static Var Compensator- SVC): En su forma general, un SVC consiste en un banco de condensadores en paralelo, junto con un reactor controlado por tiristores, variable, en paralelo. Cuando el reactor se desconecta totalmente, el sistema se comporta como un condensador. Si parte del reactor se conecta en paralelo, absorbe una porción de la potencia reactiva generada por el condensador. Entonces, es posible variar la potencia reactiva desde valores positivos hasta valores negativos cuando se conecta todo el reactor. Es posible variar la corriente en el reactor mediante el uso de tiristores controlados. Con un sistema de control automático se regula el voltaje, inyectando una cantidad variable de potencia reactiva.

Compensador en serie, fijo y controlado por tiristores (Thyristor Controlled Series Capacitor - TCSC). Los TCSC comprenden varias etapas de reactancias controladas, en paralelo, con secciones de bancos de condensadores, que hacen posible un control uniforme de la reactancia a frecuencia nominal en un intervalo amplio.

Transformador de desplazamiento de fase (Phase Shifting Tap - PST) y PST asistido (APST). Los PST se utilizan para controlar el flujo de potencia activa a través de la línea de transmisión. El desplazamiento de fase se consigue tomando una señal de tensión línea-tierra de una de las fases e inyectando una parte de ella en serie con otra fase. Esto se lleva

a cabo utilizando dos transformadores: el transformador regulador en derivación y el transformador en serie.

Compensador estático sincrónico (STATCOM). Está basado en una fuente de tensión de estado sólido, que genera un conjunto balanceado de tres tensiones sinusoidales a la frecuencia fundamental, con amplitud y ángulo de desplazamiento de fase controlable.

Compensador en serie estático sincrónico (SSSC). Es un convertidor de fuente de voltaje conectado en serie por medio de un transformador. Es capaz de intercambiar potencia activa y reactiva con el sistema de transmisión. Se comporta como una fuente en serie con la línea.

Controlador unificado de flujo de energía (Unified Power Flow Controller -UPFC). Este controlador consiste de dos convertidores de conmutación, operados desde un enlace común, conectados en serie y en derivación a una línea de transmisión a través de transformadores, operando como una compensación controlada combinada serie y derivación, pudiendo regular al mismo tiempo la potencia activa y la reactiva.

La siguiente tabla ilustra las principales características de estos equipos en relación con su efecto en el sistema:

Principales características de los equipos

Componente	Control	Suministra reactivos	Absorbe reactivos	Velocidad de Respuesta
Generador	Continuo	Si	Si	Rápida
Compensador Sincrónico	Continuo	Si	Si	Rápida
SVC	Continuo	Si	Si	Muy rápida
Banco de Capacitores	Discreto	Si	No	Variable
Banco de Reactores	Discreto	No	Si	Variable
Apertura de Líneas	Discreto	-	-	Variable
Cierre de Líneas	Discreto	-	-	Variable
Transformador con cambiador de tomas bajo carga	Discreto	Modifica el flujo de potencia reactiva.		Lento

ANEXO 3**RESUMEN DE LOS COMENTARIOS A LA RESOLUCIÓN 018 DE 2005**

TIPO	ENTIDAD	COMENTARIOS
Considerandos y definiciones	Corelca, C.N.O., Emgesa, Asocodis, Acolgen, Epsa, CAC, Transelca	Cambios y aclaraciones en algunas de las definiciones.
		Incluir dentro de los considerandos las justificaciones del proyecto.
		Poner en los considerandos toda la historia de las Resoluciones de Reactiva.
		Incluir algunas Resoluciones en los considerandos.
Obligaciones de los Generadores	Epsa, C.N.O., Epm, Corelca, Asocodis, Emgesa, Acolgen, Transelca, MEM, Oxy, ANDI, Codensa	Aclarar si lo que se solicita es telemedición o un sistema de adquisición de datos para la operación, coordinación y supervisión.
		No SCADA para los generadores que no son despachados centralmente.
		Para las plantas menores supervisión cuando lo requiera el CND.
		Tener en cuenta la características especiales de los generadores para las curvas P-Q, su degradación, sistema al cual esta conectado.
		Pruebas de la curva P-Q sean pagadas por la demanda.
		No pruebas P-Q.
		Curvas o aportes de reactiva de los agentes determinados por un estudio del CND.
		No utilizar el rectángulo basado en el factor de potencia nominal de la máquina.
		Establecer explícitamente el factor de potencia de los generadores existentes.
		El por qué del 0.9 a los nuevos.
		El 0.9 no aplique a Porce (plantas en planos o en construcción).

TIPO	ENTIDAD	COMENTARIOS
		Esquema diseñado por el C.N.O. para obtener las características técnicas del AVR.
		Como verificará el CND la posición del AVR.
		Especificar que el AVR debe estar en servicio permanentemente en forma automática.
		Consideraciones acerca de los taps de los transformadores elevadores no son bajo carga.
		Coordinación entre el CND y el agente para la posición de los taps.
		Imposibilidad del CND para rechazar una declaración de Generador Síncrono.
		No permitir que un generador conectado al sistema de un OR sea despachado en reactivos por este dado que podría estar disfrazando necesidades de compensación.
		No usar un factor 0.03 para corregir la medida de factor de potencia cuando la medida se hace en el lado de alta del transformador, debido a que todos los generadores despachados centralmente tienen medida en bornes.
		Autorización de desviaciones para el cumplimiento de los límites obligatorios de reactiva o un esquema similar al utilizado para la regulación primaria.
		Previa verificación de los incumplimientos por parte del C.N.O. antes de ir a la SSPD.
		Posibilidad para cumplir los requerimientos de reactiva mediante contratos con otros agentes.
		Margen de generación de reactiva para los Condensadores Síncronos
		Reporte de curva P-Q para los co y autogeneradores.

TIPO	ENTIDAD	COMENTARIOS
		Hoy en día las generaciones de seguridad por voltaje son muy pequeñas lo que indica que no hay problemas de reactivos.
Remuneración de los Generadores	Epsa, Acolgen, C.N.O., CAC, ANDI, Corelca, Epm, MEM, Emgesa	El costo de la energía reactiva no esta incluida dentro de los costos de generación de activa.
		Reconocimiento total al costo de oportunidad en el que incurren los agentes cuando se les limita la activa para suministrar reactiva.
		Cambiar el término de Reconciliación negativa para la remuneración del Generador Síncrono.
		La remuneración de Generador Síncrono no reconoce la totalidad de sus costos.
		No están de acuerdo con la utilización de la 034 y proponen la 24 del 1995.
		Remunerar el servicio independientemente como si fuera un servicio complementario. Dar incentivos
		Fórmula para remunerar los reactivos adicional
		Reconocer consumo de servicios auxiliares a los Generadores Síncronos.
		La fórmula para la remuneración del Generador Síncrono es con el precio de bolsa nacional o internacional. Traslada la volatilidad de la bolsa
Incumplimiento de los Generadores	Corelca, MEM, C.N.O., Epm, Acolgen, CAC, Epsa, Emgesa	Plazos para el cumplimiento de las restricciones.
		Esquema regulación primaria
		La SSPD no tiene competencia para indemnizar perjuicios causados por agentes.

TIPO	ENTIDAD	COMENTARIOS
Obligaciones de los Transmisores	Corelca, Acolgen, C.N.O., Emgesa, ISA, Transelca, Codensa, Epm, Asocodis, CAC, Electrocosta -Caribe	Tener en cuenta el máximo número de maniobras para cada activo.
		Aclarar qué señales y qué medidas tienen que ser enviadas por los transportadores.
		Obligaciones sólo para los nuevos proyectos.
		Los transportadores deben entregar al CND las características técnicas de sus equipos.
		Aclaración respecto a la operación coordinada de sus equipos.
		Posición de los taps de los transformadores.
		Posibilidad de que el CND realice pruebas de disponibilidad sobre equipos de compensación de los transportadores.
		Aclarar el apartado referente a los trafos de uso y conexión acordes con el plan de expansión de la UPME.
Remuneración de los Transmisores	ISA, Epm, C.N.O., Isagen, MEM, Emgesa, Epsa, C.N.O., CAC	Remuneración de los VQs
		Que los pagos por consumo mayores de reactiva vayan a los generadores.
		Remuneración de Centros de Supervisión y maniobra.
		Aclaración de la forma como se va a hacer la liquidación.
		Remuneración de nuevas Unidades Constructivas.
Incumplimiento de los Transmisores	ISA, Transelca, Acolgen	Revisión de las metas
Obligaciones de los usuarios conectados al STN	Oxy, CAC, C.N.O., Electrocosta -Caribe,	Quitar grandes y dejar simplemente usuarios.
		Reconocimiento de la energía reactiva inyectada a la red
		Aclaración de las medidas y señales.

TIPO	ENTIDAD	COMENTARIOS
	Epsa, MEM, ANDI, Corelca, Acolgen, Epsa, Codensa, Epm	Medición del cumplimiento del factor de potencia en forma global.
Obligaciones de los Operadores de Red	Transelca, Asocodis, Electrocosta-Caribe, MEM, Epm, C.N.O., Epsa, Codensa	Aclaración de los subsistemas eléctricos.
		Diferencia entre las áreas operativas existentes y los nuevos subsistemas eléctricos, estos deberían ser determinados por el C.N.O.
		Por qué de la utilización del 0.9 como factor de potencia.
		Revisar los requerimientos de factor de potencia en NT4
		Cumplimiento del fp sólo para condiciones normales de operación
		No al cumplimiento del factor de potencia en las fronteras comerciales sino de forma global.
		Supeditar el cumplimiento de los factores de potencia a los niveles de tensión.
		Factores de ajuste para el factor de potencia dependiendo del sistema.
		No exigencia del 0.9 en periodos de mínima demanda.
		Tener en cuenta las particularidades de la costa.
		Manejo de reactivos con un OR embebido.
		Incluir dentro de los criterios de eficiencia todas las compensaciones instaladas por el OR no solamente los condensadores en derivación.
		Plazos para levantar restricciones y justificación de estas ante el C.N.O.
		Precisar el concepto de recirculación inadmisibles de potencia reactiva.
		Información para la proyección de la demanda de reactiva.

TIPO	ENTIDAD	COMENTARIOS
		Realizar un control sobre los niveles de tensión y no sobre los factores de potencia.
Remuneración de los operadores de Red	Codensa, Asocodis, Electrocosta-caribe, C.N.O., Epsa	Desacuerdo con la 047 del 2004 (cobro usuarios finales del T)
		Forma de trasladar los cobros por exceso de reactiva a los usuarios finales.
		Aclarar como se debe realizar el balance global.
		Pagos de cargos de nivel de Tensión 4 cuando un OR esta conectado a este nivel a otro OR
		No esperar hasta el próximo periodo tarifario para remunerar los activos.
Incumplimientos de los Operadores de Red	Isagen, Acolgen, Epsa, Codensa, Asocodis, Electrocosta-caribe, Epm	Aclaración del esquema de penalizaciones e incumplimientos.
		Plazos para levantar restricciones.
		Revisión por parte del C.N.O. antes de acudir a la SSPD.
Obligaciones del CND y de los OR	Epm, Asocodis, ANDI, Emgesa, Epsa, C.N.O., Transelca, Codensa, MEM, Electrocosta-Caribe, EEB	Que el CND presente un informe periódico acerca de la gestión de potencia reactiva
		Clarificar las funciones y obligaciones del CND.
		Aclarar que para el caso de los generadores no despachados centralmente, quien debe dirigir la operación en tiempo real es el OR
		Definir el término recirculaciones inadmisibles de reactivos.
		Agotar otras instancias antes de que el CND acuda a la SSPD ante un incumplimiento de un agente
		Comentarios acerca del pronóstico de demanda de reactivos

TIPO	ENTIDAD	COMENTARIOS
Generales	Corelca,	Todo lo de la resolución para condiciones normales de operación.
	C.N.O.,	Introducir un esquema de mercado.
	Acolgen,	Plazos
	Asocodis,	Gradualidad en la aplicación
	Epsa,	Inclusión de la reglamentación de los usuarios finales.
	Emgesa,	Inclusiones de las Obligaciones del MEM
	Epm,	Manejo de reactiva en las TIES
	Isagen,	
	Electrocosta	
	-Caribe,	
	MEM	

ANEXO 4

PROCEDIMIENTO Y PROTOCOLO PARA LA REALIZACIÓN DE LAS PRUEBAS EN LA ACTUALIZACIÓN DE LAS CURVAS DE CARGABILIDAD [1]

“La metodología consiste en determinar experimentalmente las potencias reactivas máximas en atraso (+) y en adelanto (-) de las unidades generadoras, correspondientes a ciertas potencias activas:

- a) En todas y cada una de las unidades deberá comprobarse la capacidad de salida de potencia reactiva tanto con sobreexcitación (atraso) como con subexcitación (adelanto).
- b) La curva de cargabilidad del generador y el limitador de mínima excitación (UEL) de cada unidad, constituyen la base para determinar la **capacidad bruta** de potencia reactiva esperada.
- c) Inicialmente las unidades deben probarse con la capacidad efectiva neta o tan cerca de esta como sea posible. Si la capacidad efectiva neta es mayor que la potencia activa nominal del generador, la prueba debe hacerse con la potencia nominal (P_n).
- d) A continuación de la prueba con potencia nominal (100 %), el procedimiento se repite para cuatro niveles de potencia distribuidos uniformemente entre la potencia mínima de la turbina (0 %) y la potencia nominal (100 %). En el caso de que uno de los puntos coincida con una zona prohibida para la turbina, se tomará el extremo más cercano al punto seleccionado.
- e) En cada uno de los puntos de prueba debe mantenerse constante la salida tanto de potencia activa como de potencia reactiva de la unidad.
- f) Mientras dure la prueba de cada unidad es necesario mantener el voltaje especificado⁵ en el barraje del sistema. El CND deberá hacer la coordinación con los demás generadores, de manera que la unidad bajo prueba pueda demostrar su capacidad de

⁵ Es el nivel normal de la tensión en el barraje del sistema en condiciones de carga máxima.

potencia reactiva y simultáneamente, sean reducidos al mínimo los efectos sobre el voltaje. Cuando sea imposible mantener la tensión del sistema próxima al valor prefijado, es necesario recurrir al cálculo de las magnitudes de potencia reactiva del punto.

- g) En generadores refrigerados por hidrógeno, la presión del gas debe ser llevada hasta el nivel máximo de operación. Si no es posible aumentar la presión del hidrógeno, debe anotarse la causa y proceder a utilizar la curva de cargabilidad aplicable a la presión que se obtuvo.
- h) La capacidad reactiva máxima con sobreexcitación correspondiente al 100% de la potencia activa debe sostenerse por un mínimo de dos (2) horas o hasta que se estabilice la temperatura⁶.
- i) Las capacidades reactivas máximas con sobreexcitación y subexcitación restantes deberán sostenerse durante quince (15) minutos⁷. Los datos correspondientes de las capacidades reactivas con subexcitación deben registrarse hasta que se encuentre un límite.
- j) Cuando durante la prueba para cada potencia activa se logren de manera sostenida las máximas potencias reactivas en atraso y en adelanto, deberá registrarse la magnitud de la potencia reactiva (Kvar) en los terminales del generador, en el primario del transformador elevador (baja tensión, después de auxiliares), y en el secundario de dicho transformador (alta tensión). Estas magnitudes son, respectivamente, la **capacidad reactiva bruta, la capacidad reactiva neta en el primario del transformador elevador, y la capacidad reactiva neta hacia el sistema**. También se deben registrar las correspondientes potencias activas (MW). Si no es posible hacer todas las mediciones es necesario recurrir al cálculo de las magnitudes restantes.
- k) Durante la prueba también debe tomarse nota de las magnitudes de los voltajes en el barraje del sistema y en los terminales del generador. Adicionalmente se deben

⁶ En este punto se tienen las corrientes máximas de armadura y de campo.

⁷ En la zona de sobreexcitación no es necesario esperar a que se estabilice la temperatura dado que se trata de la misma corriente de campo comprobada en el punto anterior (h).

suministrar los datos nominales o de placa del transformador elevador: Impedancia, potencia (MVA), voltajes de alta y baja tensión, especificaciones de las derivaciones o “taps” y la derivación que está siendo utilizada en funcionamiento.

- l) Debe relacionarse cualquier limitante sobre la capacidad de potencia reactiva de la unidad que se evidencie durante la prueba. Por ejemplo, el límite de la curva de cargabilidad, limitador de mínima excitación, límite por corriente de campo, voltaje del generador, voltaje del barraje de auxiliares, vibración del generador, temperatura del generador, restricción por presión del hidrógeno, etc.
- m) Los datos tomados durante el funcionamiento rutinario de la unidad pueden ser utilizados en vez de los datos de prueba siempre y cuando se llenen todos los requisitos del ensayo.
- n) Los resultados de la prueba de capacidad de potencia reactiva deben ser enviados al CND en el protocolo anexo, junto con las curvas de cargabilidad en las que se muestren claramente los puntos obtenidos. También deben reportarse las capacidades de potencia reactiva tanto teóricas o esperadas como resultantes de los ensayos, lo mismo que la relación de las dificultades encontradas, los datos tomados en la prueba y los cálculos pertinentes.

Protocolo de las pruebas

CAPACIDAD NETA CONFIABLE DE POTENCIA REACTIVA

DATOS DE LA PRUEBA

Empresa _____	Diligenciado por _____
Central _____	Unidad No. _____
Fecha de prueba _____	Hora: Comienzo _____ Final _____
Presión del hidrógeno _____	(Si es del caso)

Potencia (%)	Pot. instantánea bruta (generador)	Pot. Instantánea Auxiliares	Potencia neta Baja T. Transf.	Potencia neta Alta tensión
100	_____ Mvar (+)	_____ Mvar (+)	_____ Mvar (+)	_____ Mvar (+)
	_____ MW	_____ MW	_____ MW	_____ MW
	_____ Mvar (-)	_____ Mvar (+)	_____ Mvar ()	_____ Mvar ()
75	_____ Mvar (+)	_____ Mvar (+)	_____ Mvar (+)	_____ Mvar (+)
	_____ MW	_____ MW	_____ MW	_____ MW
	_____ Mvar (-)	_____ Mvar (+)	_____ Mvar ()	_____ Mvar ()
50	_____ Mvar (+)	_____ Mvar (+)	_____ Mvar (+)	_____ Mvar (+)
	_____ MW	_____ MW	_____ MW	_____ MW
	_____ Mvar (-)	_____ Mvar (+)	_____ Mvar ()	_____ Mvar ()
25	_____ Mvar (+)	_____ Mvar (+)	_____ Mvar (+)	_____ Mvar (+)
	_____ MW	_____ MW	_____ MW	_____ MW
	_____ Mvar (-)	_____ Mvar (+)	_____ Mvar ()	_____ Mvar ()
0	_____ Mvar (+)	_____ Mvar (+)	_____ Mvar (+)	_____ Mvar (+)
	_____ MW	_____ MW	_____ MW	_____ MW
	_____ Mvar (-)	_____ Mvar (+)	_____ Mvar ()	_____ Mvar ()

Tensiones del sistema Fase 1 _____ V Fase 1 _____ V Fase 1 _____ V
 (Si es posible, de Fase 2 _____ V Fase 2 _____ V Fase 2 _____ V
 varias fuentes) Fase 3 _____ V Fase 3 _____ V Fase 3 _____ V

Relación del PT del sistema _____

Tensión prefijada del sistema _____ kV

Tensiones del generador Fase 1 _____ V Fase 1 _____ V Fase 1 _____ V
 Fase 2 _____ V Fase 2 _____ V Fase 2 _____ V
 Fase 3 _____ V Fase 3 _____ V Fase 3 _____ V

Relación del PT del generador _____

Voltaje nominal del generador _____ kV

Datos de placa transformador elevador: Potencia _____ MVA Vn AT/BT _____ / _____ kV

Impedancia _____ % N° Taps: _____ Tap _____ kV

OBSERVACIONES:

De adoptarse por el C.N.O. y la CREG un protocolo como el anterior, en las observaciones también debieran anotarse las posiciones de los taps de los transformadores que maximizan la producción ó absorción de potencia reactiva, registrando los puntos correspondientes y mostrándolos en la curva, tal como se señala en el método de Adibi y Milanicz [4].