

Consejo Nacional de Operación CNO

Bogotá D.C., 28 de febrero de 2011

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)
No. RADICACION: E-2011-002044 01/Mar/2011-
MEDIO: FAX No. FOLIOS: 23 ANEXOS: NO 14:39:28
ORIGEN CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN -CNO-
DESTINO Javier Augusto Díaz Velasco

Doctor
JAVIER DÍAZ VELASCO
Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG
Ciudad.

Asunto: Comentarios a los informes de consultoría anexos a la Circular
CREG 087 de 2010

Respetado Doctor Díaz:

El Consejo Nacional de Operación en cumplimiento de su función legal de garantizar una operación segura, confiable y económica presenta a Usted los siguientes comentarios y recomendaciones a los documentos de consultoría publicados como anexos a la Circular CREG 087 de 2010:

1. COMENTARIOS AL DOCUMENTO DE TELEDISPAROS Ó ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO (ESPS): PROPUESTA DE ESTUDIOS ADICIONALES.

El consultor de la CREG considera que los ESPS son efectivos para escenarios específicos predeterminados, pero no pueden manejar situaciones inesperadas, y en este sentido, recomienda estudiar el estado del arte de los esquemas SPID (Strategic Power Infrastructure Defense) aplicándolo al Sistema Interconectado Nacional por ser un esquema global tendiente a un sistema de información común. Considera además que el proyecto SIRENA (Sistema de respaldo Nacional ante eventos), que está comenzando a desarrollar XM, debe tenerse en consideración y puede ser el punto de partida hacia un esquema tipo SPID.

Aunque en general para el CNO se debe continuar en el camino para llegar a tener en Colombia una estrategia tipo SPID, considera que seguirán

Consejo Nacional de Operación

CNO

siendo necesarias, ante ciertas situaciones operativas, las soluciones del tipo ESPS.

En forma complementaria, consideramos que se requiere adelantar estudios sobre la introducción de redes inteligentes en el sistema eléctrico colombiano, en los cuales se debería evaluar la relación beneficio-costos para la demanda de energía.

Sobre los ESPS, compartimos el diagnóstico que presenta el documento en cuanto a la identificación de los problemas que se presentan con la aplicación de los esquemas suplementarios, en particular:

- Los riesgos de falla, operación no exitosa o innecesaria de estos esquemas.
- El riesgo de dependencia excesiva en los ESPS, que pueden tender a aplazar inversiones necesarias.
- Los problemas de coordinación de los ESPS cuando existe propiedad compartida de los elementos del ESPS entre varios agentes.
- La ausencia de mecanismos de remuneración de las inversiones, costos y gastos asociados a la implantación de los ESPS y su operación.

No obstante lo anterior, se llama la atención de que la implantación de ESPS en el SIN en Colombia se ha utilizado por el Operador del Sistema como un mecanismo para mantener la confiabilidad del sistema frente a eventos en ocasiones de muy baja probabilidad de ocurrencia, y en la práctica como una solución temporal mientras entran en operación las obras de expansión. Adicionalmente, los ESPS pueden ser considerados medidas operativas ante eventos que implican racionamientos de demanda de baja magnitud para los cuales puede ser más eficiente en el corto plazo, en términos económicos, este tipo de esquemas que un proyecto de expansión.

De otro lado, el consultor afirma que *"En todo caso, las propuestas de ESPS deben pasar por la revisión de la UPME, que las sopesa frente a sus planes de expansión y a las soluciones alternativas, con base en evaluaciones económicas y criterios de confiabilidad y costo."* (Numeral 6 página 13).

Consejo Nacional de Operación

CNO

Acorde con lo indicado previamente, queremos resaltar que consideramos que no se debe olvidar que los ESPS son medidas netamente operativas, que se emplean ante situaciones en las que se puede comprometer la seguridad de la operación del SIN, ante eventos inesperados del sistema (de baja probabilidad de ocurrencia) o incluso mientras entran en operación los proyectos de expansión, ya sea en el STN o los STR, teniendo en cuenta la reglamentación vigente referente a su ejecución.

A nivel de la definición y aplicación de los esquemas suplementarios, la definición general de la confiabilidad en la atención de la demanda obedece a un criterio probabilístico de valor esperado de racionamiento y por tanto a un valor medio, y el análisis de la confiabilidad desde el punto de vista de la red se basa en el criterio de la contingencia n-1.

Con respecto a las obligaciones en materia de expansión de las redes de transporte, en general el modelo de la Ley 142 de 1994 postula una planeación indicativa del sistema en general, el cual sin embargo se modifica a partir del año 1998 con la introducción de un esquema de expansión basado en convocatorias públicas que desarrollan un plan de expansión que señala las obras que deberán ser ejecutadas para garantizar la atención de la demanda. En los STR se establecieron obligaciones de inversión a partir de la Resolución MME 18-2148 de 2007, y la agenda regulatoria 2011 incluye la regulación de las convocatorias de expansión de los STR.

Por otra parte, los esquemas de calidad de servicio penalizan cada vez con mayor fuerza la indisponibilidad de los activos en el STN y en los STR, incluyendo el cobro de la Energía No Suministrada que supere el 2% de la demanda prevista.

Sin embargo, la percepción actual es que, posiblemente debido a que el crecimiento de la demanda está copando la capacidad del sistema de transmisión y de los equipos de transformación de conexión en las grandes ciudades, se requiere de medidas adicionales que garanticen una "confiabilidad mínima" en cada uno de los STR y el mismo STN, aún frente a eventos de baja probabilidad.

Por todo lo anterior, consideramos que los ESPS deben ser soluciones temporales, con responsabilidades claramente establecidas para su

Consejo Nacional de Operación

CNO

definición, diseño, instalación, ajustes y seguimiento operativo, y en ningún momento pueden ni deben ser considerados como una alternativa de expansión.

En resumen, con respecto a los planteamientos del documento del consultor, se hacen las siguientes observaciones:

Estamos de acuerdo con el planteamiento que, dado el riesgo que puede suponer la operación de los ESPS, deben privilegiarse soluciones robustas que consideren expansión de las redes de transmisión y distribución.

Así mismo, si bien los ESPS pueden ser considerados como una solución operativa, éstos deben estar sujetos a varias condiciones, entre ellas:

- Tener un carácter estrictamente temporal.
- Ser el resultado de un Estudio documentado que demuestre que, incluso con la probabilidad de operación errónea propia de los ESPS (30% como estadística internacional, según el consultor), va a mejorar la confiabilidad del sistema o subsistema durante el tiempo especificado en el que se proveerá la solución estructural a las limitaciones de la red en el área.
- Sujetar su aprobación y aplicación a que estén acompañados de una solución de mediano y largo plazo, cuando esto aplique.
- Asignar las responsabilidades de inversión, instalación, coordinación, mantenimiento, y desmontaje de los esquemas al (los) agente(s) involucrado(s).
- Establecer los esquemas de remuneración.
- Definir las responsabilidades y mecanismos de coordinación.
- Ser propuestas por los agentes o el operador del sistema con criterios de confiabilidad y costo, y ser aprobadas por el CNO.

Consejo Nacional de Operación

CNO

Adicionalmente, considerando el alcance del estudio puesto a comentarios por la CREG, es importante que los términos de referencia que propone el consultor amplíen su alcance y, como paso previo a la expedición de normas que reglamenten los esquemas suplementarios, se deje claro cuáles son los casos generales en los que se justifican los esquemas suplementarios, con el fin de establecer un esquema de seguimiento de la operación, que aporte elementos para justificar proyectos ante eventos de baja probabilidad que puedan implicar desatención de la demanda mientras entran en operación las obras de expansión.

En este sentido, dado el alcance del estudio presentado a comentarios por la CREG, se sugiere que el consultor amplíe los términos de referencia de su propuesta incluyendo en los objetivos específicos del trabajo a desarrollar las respuestas a las siguientes preguntas:

¿Cuál es la entidad que debe ser la responsable de definir los ESPS o aquellos esquemas que el cambio tecnológico introduzca?

¿Cuál o cuáles deben ser los agentes responsables de implementar tales esquemas?

¿En cuanto a los diseños, plazos de implementación de ESPS, así como el seguimiento operativo que conduzcan a recomendar tales esquemas, debe ser el CNO la entidad que los defina mediante Acuerdo Operativo?

¿Cuáles son los criterios que determinan el límite para que se definan proyectos de expansión que eviten desatención de demanda, incluso en estos escenarios de baja probabilidad, frente a la decisión de implementar ESPS?

Una vez se analicen todos los puntos anteriores, y teniendo en cuenta que la operación de los esquemas suplementarios de protección se consideran como una instrucción operativa, y en el mismo sentido de lo establecido en el Numeral 2.2.4 del Código de Operación (modificado por la Resolución CREG 061 de 96) para los esquemas suplementarios al EDAC, se recomienda a la CREG que expida una Resolución específica para regular los ESPS o, en su defecto, que expida una Resolución que adicione en el Código de Operación un Numeral 2.6.2 con dicha regulación.

Consejo Nacional de Operación CNO

2. ARRANQUE AUTÓNOMO EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO: PROPUESTA DE REGLAMENTACIÓN.

En la Resolución CREG 025 de 1995 se menciona el arranque autónomo como servicio complementario, aún cuando no está clara su reglamentación.

El planteamiento al que llega el consultor, de que los equipos de arranque autónomo están ya incluidos dentro de la remuneración de las plantas existentes, y por tanto cualquier exigencia adicional en este sentido no sería objeto de remuneración, carece de un soporte adecuado.

Se afirma en este sentido que "los costos de los equipos de arranque autónomo están comprendidos en el costo general del parque generador", los cuales a su vez "son la referencia para las ofertas de la energía firme de cada planta".

Las ofertas de energía firme no cubren la totalidad del costo de inversión de las plantas, el ingreso neto depende a su vez de la posibilidad de ejercer la opción de energía firme por parte de la demanda.

Dado que esta no es una obligación existente al momento de presentar las ofertas de energía firme, no puede suponerse que el costo de los arranques autónomos deba cubrirse con la remuneración existente.

Consideramos que sería importante estudiar algunos esquemas de remuneración tales como: Reconocimiento de costos a todos los generadores que posean generadores y equipo asociado para Black Start y demuestren su disponibilidad mediante las pruebas respectivas. Reconocimiento de costos a algunos generadores, según requerimientos por áreas del sistema, demostrando su disponibilidad mediante las pruebas respectivas. Realización de subastas periódicas para la prestación del servicio.

Frente a la recomendación del consultor de no remunerar la inversión realizada o que realicen a futuro las plantas para poder contar con el arranque autónomo y la remuneración de los costos de operación de los equipos, consideramos que esta fórmula no sería balanceada desde el

Consejo Nacional de Operación

CNO

punto de vista económico pues no genera ningún incentivo para que se instalen los equipos y castiga a los generadores con costos en caso de fallo en las pruebas. El desbalance se produce al considerar que no se remunere la inversión y se exijan penalidades en caso de incumplimientos en las pruebas.

Además el tener una remuneración, aunque sea baja, incentiva a tener una mayor disponibilidad de este servicio (se paga contra disponibilidad que podría ser supervisada por el CND), se debería analizar el caso de una planta que no instale su black start o tenga un daño en ella y su recuperación sea de meses.

Hay argumentos contrarios, cuando se afirma que *"...aparentemente, la mayoría de las plantas del sistema cuenta con facilidades de arranque autónomo"*, pero en el mismo sitio se señala que de acuerdo con inventario de XM de mayo de 2008, la capacidad de las plantas que en el país disponían de equipos de arranque autónomo representaban *"un 68% del total instalado en el sistema"*.

A continuación se concluye, sin otro argumento, que sobre esta base *"es procedente exigir que toda planta en el sistema (salvo las más antiguas de carbón) cuente con arranque autónomo"*. Es decir, que si el 68% de las plantas tiene presuntamente la capacidad de cumplir con esta nueva exigencia, entonces se deduce que el 32% también puede hacerlo, incurriendo en costos que no hacen parte de la remuneración del sistema, es decir, modificando sus condiciones de viabilidad financiera con base en una decisión regulatoria sin un soporte sólido. Además, debemos anotar que en el tiempo transcurrido desde el estudio hasta la fecha, han entrado o están entrando en servicio importantes proyectos de generación en el país, que pueden haber aumentado la proporción de plantas sin facilidades de arranque autónomo.

Sobre el análisis de redundancia consideramos que es incompleto y no conclusivo. Se pasa simplemente a aceptar que existiría una ineficiencia en el sistema debida a una sobreinstalación no remunerada, puesto que, como la misma experiencia del apagón del año 2007 indica, el restablecimiento fue satisfactorio con la capacidad existente.

Consejo Nacional de Operación

CNO

Con respecto al tamaño mínimo de planta a la que tendría que exigirse arranque autónomo, no es necesario ni conveniente reducir el tamaño mínimo de las plantas despachadas centralmente para hacerlo coincidir con el tamaño mínimo de plantas que deberían tener incorporados estos equipos, dado que los dos conceptos no son incompatibles. Las plantas menores o plantas no despachadas centralmente podrían incorporarse a la regulación sobre arranque autónomo, previendo que en situación de apagón puedan contribuir con este servicio, si éste estuviera adecuadamente remunerado y por otra parte reducir el tamaño mínimo de las plantas despachadas centralmente podría causar un efecto negativo en la viabilidad de importantes soluciones de generación distribuida en áreas de recursos hídricos suficientes y a la necesidad de confiabilidad en el suministro de energía, disminución de pérdidas, y optimización de costos en el Sistema.

Tampoco es incompatible este tamaño con el concepto de la generación distribuida, ni puede asimilarse el mismo únicamente a tamaño muy pequeños de plantas. Las plantas menores contribuyen a la reducción de las pérdidas de red, a la estabilidad del sistema de transmisión, y pueden aportar a los procedimientos de restablecimiento, sin que sean incompatibles con el desarrollo de islas o microislas propio de zonas urbanas.

No hay claridad en cuanto a la capacidad y características técnicas de las centrales y unidades requeridas para este servicio, por tal razón, se hace necesario, un estudio más profundo que abarque estos temas y los relacionados con los requerimientos por parte del Operador para la implementación de este servicio y cuál sería su remuneración y mecanismos de verificación teniendo en cuenta los costos asociados al O&M necesario para mantener los esquemas con la confiabilidad necesaria.

Sobre aspectos técnicos particulares, es importante tener en cuenta que no es viable que el documento mencione que la fuente auxiliar de generación deba conectarse al STN, STR (artículo 3 y artículo 6), esta fuente auxiliar, únicamente debe suplir auxiliares para el arranque de las unidades de generación de potencia y estas a su vez energizar los barrajes, las subestaciones y/o las líneas asociadas al nodo donde esté instalada la planta con servicio de arranque autónomo.

Consejo Nacional de Operación

CNO

En el artículo 4 del documento menciona que todas las plantas a partir de generación de 5 MW deben tener arranque autónomo, consideramos que este valor no corresponde a la actualidad del Sistema Eléctrico Colombiano ya que una unidad de esta potencia no estará en la capacidad de encargarse de un área independiente y no podrá energizar líneas entre áreas por el manejo de reactivos.

Adicionalmente se debe aclarar de manera específica, que no son los generadores o plantas de emergencia las que tienen que tener la capacidad de levantar el sistema, si no que son las centrales de generación que presten el servicio de arranque autónomo las que deben tener la capacidad de suministrar la potencia reactiva y el control de la frecuencia para energizar las líneas de transmisión asociadas a la subestación de la planta generadora de acuerdo con la topología de la red.

En lo que respecta a las unidades térmicas con periodos de arranque en frío superior a 12 horas, y de re arranque en caliente de 30 a 70 minutos, debido a las condiciones termodinámicas propias de la tecnología y/o a la magnitud de los servicios auxiliares que requieren para su arranque, no deberían estar sujetas a la obligación de disponer de arranque autónomo, dado que sus características se alejan de los requerimientos técnicos mínimos del sistema para disponer de una herramienta eficaz para el restablecimiento.

Con respecto a la propuesta de realizar pruebas anuales de los equipos de arranque autónomo, en caso de aplicarse, lo cual como se ha señalado tendría que incorporar mecanismos de remuneración de costos de inversión y operación, debería hacerse con base en reglas y procedimientos claros, y con mecanismos de capacitación y entrenamiento a los agentes por parte del CND, en simulaciones de posibles situaciones de restablecimiento.

En general sobre este tema, es importante mencionar que a pesar de que el consultor identifique que existen sólo algunos agentes del sistema que pueden prestar este servicio, no compartimos la conclusión que puede haber un mercado dominante pues de alguna manera se puede comparar con la prestación actual del servicio de AGC.

Consejo Nacional de Operación

CNO

3. GESTIÓN DEL FLUJO DE POTENCIA REACTIVA

Sobre los resultados de este estudio, consideramos que lo primero que debe tenerse en cuenta son las características de construcción de las unidades de generación antes de acometer las pruebas para la obtención de las curvas:

DECLARACIÓN DE CURVAS

Puede conllevar a la declaración de curvas muy conservadoras, obligaría a la eventual operación de unidades térmicas con altos componentes de potencia reactiva o aún como condensadores sincrónicos que -aunque no limiten su potencia activa- aumentarán sustancialmente los costos operativos por el mayor consumo de combustible requerido para alimentar las pérdidas de cobre incrementadas por calentamiento debido a la sobreexcitación de los devanados de campo y del estator de excitatrices al igual que los devanados de los generadores principales, además de las mayores pérdidas magnéticas tanto del núcleo de generadores como de los transformadores elevadores producto del aumento en la tensión de excitación para incrementar la reactiva. Todo esto significa más MBTUs, (US\$), menos eficiencia y más costos para el país que otros métodos de control de reactiva.

La oferta normalmente se calcula teniendo en cuenta los costos operativos asociados a los datos nominales de P, Q y FP junto con las curvas de eficiencia correspondientes alrededor del rectángulo escogido de operación dentro de la curva de capacidad del generador.

En la página 17, numeral 7. EL SERVICIO DEL CONTROL DE TENSIÓN Y DE ENERGIA REACTIVA

"... 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

Consejo Nacional de Operación CNO

dentro de las curvas PQ y las curvas de cargabilidad, bajo mediciones actualizadas a realizar bajo parámetros del CNO, el cual diseñará un protocolo para realizar las pruebas que permitan actualizar las curvas"

La propuesta busca poner a disposición del Operador del Sistema toda la capacidad de potencia reactiva de la curva P-Q declarada por el generador, sin tener en cuenta los costos incrementales en que se incurren en la producción de potencia activa, a causa de las pérdidas en los devanados de campo. 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..."

¿Cómo garantiza el CND este agotamiento de reservas de PR de los generadores despachados por mérito, en caso de que en un momento dado no se llegasen a tener recursos de generación locales despachados en mérito? Esto implica el despacho de costosos recursos locales de generación de seguridad, teniendo recursos remotos de PR más baratos, para evitar el transporte de PR en las redes de transmisión y las pérdidas asociadas.

"La remuneración de este servicio está implícita en la remuneración de la actividad...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)."

Consejo Nacional de Operación

CNO

Esto no es cierto, porque cuando se incrementa el suministro/absorción de PR en un punto determinado de operación para suministro de Potencia Activa, se incrementan las pérdidas en los devanados de campo para producir la misma cantidad de potencia real, incrementando los costos de producción de potencia activa. 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.

"...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".

Se debe definir claramente que se entiende por "límites obligatorios". Un límite obligatorio, incluido dentro de los costos de producción de potencia activa, corresponde a la PR requerida por la unidad de generación para la operación de sus equipos auxiliares. Un límite obligatorio adicional, que los agentes podrían incluir dentro de sus costos de producción de potencia real, sería la producción/absorción de una cantidad fija (adicional a la PR requerida para la operación de sus servicios auxiliares) de PR, exigida como requisito de conexión para soporte de tensión. Lo que se puede definir como límite obligatorio es la curva de operación de las unidades de generación, dado que estos costos incrementales no podría determinarlos el agente generador, al no conocer la cantidad de PR que deberá suministrar/absorber para una cantidad de potencia activa ofertada.

A pesar de que los puntos dentro de la curva sean seguros, implican calentamiento de la máquina (unos más que otros) por tanto trabajar prolongadamente en ciertos puntos puede implicar deterioro en la vida útil de la máquina e incremento en la frecuencia de mantenimientos. Lo anterior no lo tiene en cuenta la remuneración propuesta

"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

Consejo Nacional de Operación CNO

costos de producir energía reactiva están incluidos dentro de los costos de generación de potencia activa."

Similar comentario al de las observaciones anteriores.

"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."

Como observación a este comentario ver: J. W. Lamont and J. Fu, "Cost analysis of reactive power support", IEEE Transactions on Power Systems, August 1999, pp. 890-898; y J. B. Gil, T. G. S. Roman, J. J. A. Rios, P. S. Martin, "Reactive power pricing: a conceptual framework for remuneration and charging procedures", IEEE Transactions on Power Systems, May 2000, pp.483-489).

En la página 22, numeral 8. REQUISITOS Y OBLIGACIONES

Obligaciones para los generadores en Colombia:

"... 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".

"... 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".

Se debe tener en consideración que las plantas menores ya instaladas y que no tengan AVR, requerirían de una inversión significativa para cumplir este requisito, sin ninguna compensación a cambio.

"... 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"

Consejo Nacional de Operación

CNO

La mayor disponibilidad de PR de que dispondría el OS implicaría un costo incremental en la producción de activa que, como ya se mencionó anteriormente, no se incluye en el precio de oferta del agente generador y que debe ser compensado de alguna manera. La solución factible parece ser seguir el método del rectángulo.

"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".

Es conveniente tener en cuenta que la generación de MVAR está íntegramente ligada a la dinámica del sistema interconectado y que en algunos casos, así el regulador de tensión opere de manera adecuada, los flujos de potencia reactiva en entrega o absorción, obedecen a la dinámica de las tensiones nodales, a la frecuencia del sistema, a algunos modos de oscilación y otros factores que hacen que se suministre o absorba MVAR en las unidades sin ser en todos los casos controlados por el regulador de tensión, lo cual hace que la unidad opere dentro de zonas muy cercanas a las de inestabilidad y a veces entre en límites de sobre y sub excitación por fuera de su factor de potencia nominal, generando deterioro y estrés térmico y mecánico en el rotor y en el enchapado del generador según la unidad esté sobre o subexcitada.

Con base en lo anterior, respecto al suministro obligatorio de potencia reactiva, es conveniente tener en cuenta que por dinámica del SIN, se pueden presentar un nivel de reactivos por fuera de la curva declarada y que si la obligatoriedad de generación de potencia reactiva no es analizada teniendo en cuenta la dinámica del sistema, se puede incurrir en que haya que reducir potencia activa para entregar potencia reactiva dentro de las condiciones obligatorias de la curva, por lo cual, esta disminución de

Consejo Nacional de Operación CNO

potencia activa no se remuneraría de la misma forma que cuando se opera por encima del nivel obligatorio.

"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"

"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 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."

No es claro como se compensará la inversión que deberán realizar las plantas existentes.

Obligaciones de los distribuidores y grandes consumidores

"Para las empresas de distribución el cumplimiento se verifica si mantienen un factor de potencia mínimo horario de 0,9 inductivo, para todas la mediciones horarias de su demanda, en todos sus nodos, según la resolución CREG 097 de 2008."

En el entendido que la afirmación se refiera a todas las barras de alta y media tensión, debe evaluarse su pertinencia mediante estudios técnicos adicionales. Al respecto se propone que la exigencia de un valor de factor de potencia mayor o igual a 0.9 inductivo se aplique en forma agregada del Sistema del Operador de red con base en los balances horarios de energía activa y reactiva en los puntos de frontera con el STN y con otros Operadores de Red. Este balance se realizaría como el resultado de la suma aritmética de las energías activas y de las energías reactivas en las

Consejo Nacional de Operación

CNO

fronteras. De esta forma el OR tendría plena autonomía para hacer la gestión de reactivos con base en los proyectos planeados al interior de su sistema, considerando criterios operativos, técnicos, económicos, impacto en calidad del servicio y requerimientos de Planificación del sistema.

Adicionalmente surge la siguiente inquietud: El documento menciona que el mínimo factor de potencia inductivo debe cumplirse en todas los nodos del OR y recomienda que el MME y la UPME hagan seguimiento a los Planes de Expansión de cada Operador de Red de tal manera que este instale los equipos necesarios para garantizar la citada condición. No obstante, no se especifica el nivel de tensión de los nodos donde debe mantenerse un factor potencia mayor o igual a 0.9. Esto es muy importante, ya que si se instala alguna eventual compensación capacitiva en un nivel inferior al IV, actualmente este tipo de obras no necesita concepto de la UPME. En este mismo sentido, si la reglamentación actual establece que se debe tener un factor de potencia mínimo, surge la pregunta si realmente deben evaluarse técnica y económicamente este tipo de solicitudes. Al respecto, puede ser conveniente simplificar el trámite de aprobación de tales inversiones pues se entiende que se requieren por exigencias técnicas dispuestas por la regulación. Al margen de lo anterior, vale la pena mencionar que la UPME en sus ejercicios de planeamiento siempre considera un factor de potencia mínimo de 0.9 en cada una de las barras del STR modeladas. Lo anterior para evitar expansiones en niveles de tensión superiores y orientar a los OR a corregir el problema desde el origen.

Respecto al flujo de potencia reactiva entre áreas operativas del SIN, este es un comportamiento natural de los Sistemas Eléctricos de Potencia enmallados y no obedecen exclusivamente a deficiencia de reactivos en áreas específicas. Así mismo, no se puede sacrificar la confiabilidad o seguridad del SIN por problemas comerciales entre agentes (flujo de $Q > 0.5P$); tal es el caso de los flujos de reactivos entre áreas como ENERTOLIMA con CHEC, CHEC con EPSA, CEDENAR y CEDELCA.

Por último, con el ánimo de brindar señales adicionales de expansión a cada uno de los OR's, puede ser conveniente realizar balances de potencia activa y reactiva, de tal manera que se identifiquen las áreas que realmente carecen de reactivos, y cuáles no.

Consejo Nacional de Operación

CNO

La exigencia de un factor de potencia igual a 0,9 es compleja de implementar, además que no deben desconocerse los potenciales inconvenientes en la operación y costos ineficientes que conllevaría.

Por lo anterior, se propone que la exigencia de un valor de factor de potencia mayor o igual a 0.9 solo aplique para los puntos de frontera con el STN y con otros Operadores de Red. De esta forma el OR tendría plena autonomía para hacer la gestión de reactivos con base en los proyectos planeados al interior de su sistema, considerando criterios operativos, técnicos, económicos, impacto en calidad del servicio y requerimientos de Planificación del sistema.

Adicionalmente es conveniente estudiar si la exigencia del factor de potencia igual o superior a 0.9 en todas y cada una de las horas, es factible técnica y, operativamente, así como evaluar los beneficios que ello representa para el sistema.

Para establecer una obligación sobre el factor de potencia a cargo de los operadores de red, se debe considerar que las inversiones necesarias para su cumplimiento pueden ser ineficientes o inocuas si se parte de una mala definición del factor de potencia objetivo, dada las características técnicas y de operación de los equipos de gestión de reactivos.

Página 30, numeral 9. COSTOS Y REMUNERACIÓN

Costos de los generadores

"... 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".

Siempre y cuando se entienda "límite determinado por su factor de potencia nominal", como un suministro/absorción constante de PR o método del rectángulo.

Consejo Nacional de Operación CNO

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".

Habría que demostrar lo que se considera "ínfimo". Aunque es claro que no se tiene un mecanismo definido para determinar los costos incrementales sobre la curva P-Q, si es claro que con el método del rectángulo (cantidad fija de suministro/absorción de PR) es posible determinar por el agente generador el mayor valor de sus costos operativos para producción de potencia activa, e incluirlos dentro de su oferta.

"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".

Consejo Nacional de Operación CNO

En general sobre este tema de la remuneración, es importante mencionar que a pesar que el consultor identifique que existen sólo algunos agentes del sistema que pueden prestar este servicio, creemos que se puede implementar un mecanismo de remuneración, tal como se hace en otros países. Sobre este aspecto ampliamos algunas propuestas:

Si las unidades de generación están dentro de los límites obligatorios de operación, es decir, para la generación de Potencia reactiva cada unidad deberá operar dentro del factor de potencia nominal declarado en adelanto y para la absorción de potencia reactiva, cada unidad deberá operar dentro del factor de potencia nominal declarado en atraso, (triángulo de generación) no hay remuneración alguna.

Por el contrario, si las unidades generan por fuera de los límites determinados por el factor de potencia nominal en adelanto y en atraso, se deberá remunerar la energía reactiva generada adicional en atención a que técnicamente es demostrable que se afecta su vida útil residual y la frecuencia de intervención de mantenimiento. En este sentido los agentes Generadores deberán ser remunerados en sus dos componentes.

Página 33, numeral 10. PENALIDADES POR INCUMPLIMIENTOS

Incumplimientos por parte de los generadores

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

No hay ningún estímulo para el suministro/absorción de PR, si debe el agente asumir los costos que se causen por incumplimientos, lo cual genera una asimetría de equidad.

Página 57, ANEXO 4: PROCEDIMIENTO Y PROTOCOLO PARA LA REALIZACIÓN DE LAS PRUEBAS EN LA ACTUALIZACIÓN DE LAS CURVAS DE CARGABILIDAD

Aspectos Técnicos

Consejo Nacional de Operación

CNO

La curva de capacidad de una unidad de generación es una función de la tensión del sistema: al aumentar la tensión se disminuye la corriente, disminuyendo las pérdidas por calentamiento, ampliando la capacidad de la curva de operación de la unidad para producción de potencia activa, disminuyendo el límite de suministro de Q (límite devanado de campo) y aumentando su límite de absorción (límite de armadura). (Condiciones constructivas de la unidad)

Típicamente la máxima tensión de operación está limitada al 105% de su valor nominal y en algunos casos (dependiendo del fabricante) puede llegar a ser del 115% por cortos períodos de tiempo.

Con base en las aspectos técnicos anteriores, se plantean las siguientes inquietudes a la circular CREG 087 / 2010.

"... 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".

Si bien es cierto que se establecen las tres magnitudes de PR que se deben reportar, no se especifica claramente cuál es la curva oficial sobre la cual se operará. En nuestra opinión, la curva P-Q deberá ser la correspondiente a la capacidad reactiva neta en el primario del transformador elevador, descontando las pérdidas de este.

No se debe pasar por alto que la generación/absorción de reactivos en una unidad de generación puede verse limitada por las restricciones que impongan los servicios auxiliares de esta en cuanto a niveles de tensión se trate, puede en determinado nivel de tensión hacer conmutación de los servicios auxiliares y puede sacar las unidades del sistema.

Consejo Nacional de Operación

CNO

"... 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 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."

Tampoco se especifica, si una vez reportada la curva P-Q, se operará respetando su soporte solo en condiciones nominales de tensión. Debe tenerse en cuenta que para tensiones diferentes, se tienen curvas P-Q diferentes, estresando su comportamiento dependiendo del nivel de tensión al que se opere

Cuando las condiciones de voltaje cambian durante la prueba, las curvas de cargabilidad obtenidas se desplazan con respecto a la curva nominal de la maquina, esto implica que en algunos casos la curva de cargabilidad obtenida durante la prueba no sea válida para algunos puntos de operación del sistema.

En caso de fronteras comerciales conformadas por dos unidades (Bancos de transformadores, Guatapé, Guadalupe 4, San Carlos, Porce III), no se especifica cómo se realizará el monitoreo y cumplimiento de la reactiva entregada.

Aunque en el CNO se hace énfasis en los aspectos técnicos y operativos, a continuación realizaremos algunas observaciones de tipo general.

NOTAS GENERALES:

El estudio puesto a comentarios señala aspectos generales sin especificar una propuesta o metodología detallada a aplicar, en tal sentido se considera que el proyecto de Resolución que se vaya a expedir, debería incluir en forma detallada todos los aspectos técnicos, de operación y económicos relacionados con la propuesta

Para la obtención de la curva, ¿qué pasa con los limitadores del regulador de tensión durante esta?, solo se propone registrar variables eléctricas, la

Consejo Nacional de Operación

CNO

curva de cargabilidad es una curva térmica donde se deben vigilar el calentamiento en diferentes partes de la maquina. Es diferente hacer la curva a una maquina sola que hacerla al grupo de unidades de la planta conectadas. La metodología propuesta para la obtención practica de las curvas de cargabilidad debería ser más detallada y estandarizada para que le de al agente mas guías y se de esta forma se pueda obtener una curva más confiable.

Con independencia de la metodología que plantee la CREG, consideramos que deben existir criterios técnicos y económicos claros que permitan a los OR tener una aprobación ágil de los proyectos asociados con Equipos de Compensación Reactiva por parte de la UPME y la CREG. Por ejemplo, cuando se trata de la expansión o inclusión de nuevos elementos en el STR, es requisito para el reconocimiento tarifario el concepto de viabilidad de la UPME aplicando los criterios de expansión del SIN. Dado que en este caso se trataría de la instalación de equipos para cumplir una disposición regulatoria, no debe aplicar esta evaluación. Conforme lo anterior la referencia a la Resolución CREG 097/08 en el sentido de que *"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"* debe desarrollarse en cuanto los procedimientos a seguir por parte de los OR en estos casos, de tal manera que se garantice la remuneración de las inversiones

Por todo lo anterior consideramos que la propuesta es incompleta en sus aspectos económicos y regulatorios y desincentiva la participación de los agentes generadores en el suministro/absorción de potencia para el soporte de tensión. Puede conllevar a la declaración de curvas muy conservadoras, con el ánimo de preservar la vida útil de los equipos, que finalmente podrían ir en detrimento de la seguridad del sistema.

El estudio no presenta suficiente evidencia sobre los costos de generación de potencia reactiva, incluso por fuera de los límites de la curva de cargabilidad, al asegurar que los mismos son ínfimos. No se tiene en cuenta el efecto de mayores gastos de mantenimiento, mayores costos de operación por la sobreexcitación de los devanados de campo, de estator y del transformador elevador así como de las mayores pérdidas magnéticas;

Consejo Nacional de Operación CNO

ni los riesgos de daño en los equipos o reducción de su vida útil, lo cual requiere un estudio con mayor sustentación que la aportada.

La aplicación de la Resolución 121 en el caso de la remuneración de la potencia activa dejada de generar, por incrementos en la potencia reactiva por encima de los límites, no es válida, dado que el precio de reconciliación negativa fijado en esta Resolución es casi igual al precio de bolsa, con lo que no quedaría ningún remanente para compensar tanto la energía activa no generada como los mayores costos de mantenimiento, operación y efectos sobre los equipos

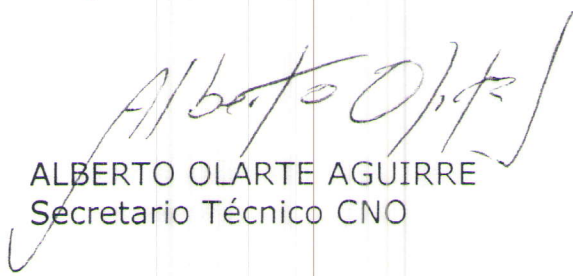
La propuesta de no remunerar la generación adicional de potencia reactiva en el caso de generación de seguridad para soporte de tensión desconoce costos que aunque bajos, hacen parte de la remuneración requerida por un inversionista, y porque no deben existir costos no remunerados bajo el esquema vigente.

No existen argumentos suficientes para establecer una obligación adicional no remunerada actualmente, en el caso de la instalación de equipos de AVR, compensación capacitiva, o equipos de medida adicionales.

Las penalidades por incumplimientos sólo podrían aplicarse sobre el rango de los límites donde la generación de reactivos es obligatoria, y no sobre los requerimientos adicionales del sistema.

Quedamos pendientes de colaborar y seguir apoyando a la CREG y a su consultor con nuestros comentarios y la experiencia de nuestros miembros en estos temas tan importantes para una operación segura, confiable y económica.

Respetuosamente,



ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico CNO