

REPÚBLICA DE PANAMÁ
ASAMBLEA NACIONAL
LEGISPAN
LEGISLACIÓN DE LA REPÚBLICA DE PANAMÁ

Tipo de Norma: RESOLUCION

Número: 5851

Referencia: N° JD-5851

Año: 2006

Fecha(dd-mm-aaaa): 16-02-2006

Título: POR LA CUAL SE APRUEBA LA METODOLOGIA ESPECIFICA PARA LA APLICACION DE LOS RECARGOS Y RETRIBUCIONES POR INCUMPLIMIENTOS EN LOS NIVELES DE TENSION, FACTORES DE POTENCIA Y CURVAS P/Q.

Dictada por: ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS

Gaceta Oficial: 25494

Publicada el: 02-03-2006

Rama del Derecho: DER. ADMINISTRATIVO, DER. FINANCIERO

Palabras Claves: Servicios públicos, Entidades públicas, Protección al consumidor, Ente Regulador de los Servicios Públicos, Competencia desleal, Energía eléctrica, Represas, Normas técnicas y especificaciones

Páginas: 28

Tamaño en Mb: 2.100

Rollo: 546

Posición: 1285

ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS
RESOLUCION Nº JD-5851
(De 16 de febrero de 2006)

**Por la cual se aprueba la Metodología Específica para la Aplicación
de los Recargos y Retribuciones por Incumplimientos en los Niveles
de Tensión, Factores de Potencia y Curvas P/Q**

**La Junta Directiva del Ente Regulador de los Servicios Públicos,
en uso de sus facultades legales,**

CONSIDERANDO:

1. Que mediante la Ley No. 26 de 29 de enero de 1996, se creó el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) como organismo autónomo del Estado, con competencia para regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, telecomunicaciones, electricidad, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997 modificada por el Decreto Ley No. 10 de 26 de febrero de 1998, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad", establece el régimen a que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que en el Título VII "Normas de Calidad de Servicio del Sistema de Transmisión" del Reglamento de Transmisión (en adelante denominado RT) aprobado mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y modificado por las Resoluciones JD-5351, JD-5352, JD-5353 del 14 de junio de 2005 y JD-5436 de 27 de julio de 2005, se establecen las obligaciones que deben cumplir los agentes del mercado para el control de los niveles de tensión y de potencia reactiva en el Sistema Principal de Transmisión;
4. Que en el Título VII "Normas de Calidad de Servicio" del RT se establecen los recargos y retribuciones a aplicar por los incumplimientos de los agentes del mercado en el control de los niveles de tensión y de potencia reactiva en el Sistema Principal de Transmisión;
5. Que el Artículo 144 del Título VII "Normas de Calidad de Servicio" del RT se establece que el Centro Nacional de Despacho deberá diseñar una metodología específica para la aplicación de los recargos y retribuciones por incumplimientos de los niveles de tensión y factores de potencia a los agentes de mercado, la cual previamente a su implementación, deberá ser sometida para su aprobación al Ente Regulador;
6. Que mediante nota No. ETE-DEOI-CND-ME-629-05 de 27 de septiembre de 2005, el Centro Nacional de Despacho (CND), remitió la propuesta de Metodología Específica para la Aplicación de los Recargos y Retribuciones por Incumplimientos en los Niveles de Tensión, Factores de Potencia y Curvas P/Q, en adelante la METODOLOGIA;
7. Que mediante la Resolución JD-5565 de 29 de septiembre de 2005 el ERSP sometió a Consulta Pública la propuesta de METODOLOGIA presentada por el CND;
8. Que emitieron comentarios sobre la propuesta de METODOLOGIA presentada por el CND las siguientes empresas:

- a) Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A. (EDEMET)
- b) Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A. (EDECHI)
- c) Elektra Noreste, S. A. (ELEKTRA)
- d) Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)

Que el ERSP recibió de los participantes comentarios y observaciones sobre la propuesta de METODOLOGIA presentada por el CND, motivo por el cual se analizan los conceptos presentados en el mencionado proceso de Consulta;

9.1 Comentario

EDEMET y EDECHI solicitan que se reemplace en la METODOLOGIA presentada la palabra "reactivo" por "potencia reactiva", ya que su uso es incorrecto.

Análisis

El ERSP considera procedente el comentario de EDEMET y EDECHI, por lo que esto será considerado en la versión final de la METODOLOGIA.

9.2 Comentario

EDEMET y EDECHI indican que los valores de potencia promedio deben obtenerse de los registros de energía y no de potencia. Consideran que debe quedar claro que el cálculo del factor de potencia, debe ser la relación entre la energía activa (KWH) del período cuarto horario en análisis, dividida entre la energía aparente (KVAH) del mismo período cuarto horario.

Análisis

El ERSP considera que la forma de cálculo establecida para el factor de potencia en la METODOLOGIA es adecuado, ya que según lo establecido en la misma, se considera tanto para el cálculo del factor de potencia como para el cálculo de las tensiones, los valores promedios de las mediciones en intervalos de 15 minutos.

Estos valores promedios se obtienen sumando las mediciones reales del SCADA en un período de 15 minutos y dividiéndolas entre la cantidad de mediciones. Esto es correcto y no contradice lo establecido en el RT, ya que en dicho Reglamento se establece en el Artículo 114 que el factor de potencia a mantener por las empresas de distribución y grandes clientes está en referencia a un factor de potencia "promedio", lo cual se está cumpliendo.

9.3 Comentario

EDEMET y EDECHI indican que la METODOLOGIA no especifica la fórmula que se utilizará para el cálculo de las retribuciones a las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, que tengan equipos como reactores y condensadores y que estén en servicio en períodos donde no aplican penalizaciones por solicitud del CND; y de esta manera compensar el déficit o sobrecompensación producida por otro agente.

Análisis

El ERSP indica, que siempre que exista un déficit o exceso de potencia reactiva como consecuencia del incumplimiento de un agente, esto debe ser controlado por el CND y se deben aplicar las penalizaciones a dicho agente. Por lo tanto, si una empresa de distribución o cualquier otro agente, compensa el déficit o el exceso de potencia reactiva que otro agente produjo, será acreedor a una retribución en la manera en que haya aportado a solucionar el problema. Esta retribución a la que se haga acreedor el agente deberá estar de acuerdo a lo establecido en el Artículo 143 del RT, en donde para el caso específico de las empresas de distribución, se indica que dicha retribución debe utilizarse para

reducciones tarifarias de los clientes finales. El monto utilizado para la retribución será el obtenido de la aplicación de la penalización. En el caso en que hayan participado en el aporte de compensación de potencia reactiva más de un agente, la retribución se distribuirá entre cada uno de los participantes en forma proporcional a la compensación efectuada.

En el caso de que por alguna razón, se operen equipos de una empresa de distribución o de un gran cliente para compensar un déficit o exceso de potencia reactiva, y no haya un agente al que se le pueda imputar la penalización, no habrá ninguna retribución para los clientes de la empresa de distribución o para el gran cliente, toda vez que las retribuciones surgen como consecuencia de que existe una penalización a algún agente.

9.4 Comentario

EDEMET y EDECHI señalan que los puntos de interconexión deben ser los mismos, tanto para la verificación del cumplimiento de niveles de tensión, como para el cumplimiento de los rangos establecidos para el factor de potencia.

Señalan además, que a las empresas distribuidoras les interesa el cumplimiento de las tensiones en las barras o terminales donde recibe la energía y que las comparaciones sugeridas en barras de 230 kV no son ninguna garantía, ya que los Intercambiadores de Tomas Bajo Carga de los transformadores pueden o no estar realizando una buena regulación. Consideran que el buen funcionamiento y ajustes de estos equipos son responsabilidad de ETESA y, por ende, forman parte de la responsabilidad de dicha empresa transmisora.

Análisis

El ERSP señala que de acuerdo a lo establecido en los Artículos 90, 91 y 105 del RT, los niveles de tensión a controlar a los prestadores del servicio público de transmisión están referidos al Sistema Principal de Transmisión, esto se considera así en la METODOLOGIA propuesta.

Por otro lado, cuando una empresa de distribución o un gran cliente se conecta al Sistema Principal de Transmisión a través de instalaciones de conexión, los niveles de tensión asociados al punto en donde se vincula la empresa de distribución o el gran cliente a la instalación de conexión, se deben acordar en los contratos de acceso al Sistema de Transmisión, y dicho acuerdo debe estar conforme a lo establecido en el Artículo 85 del RT.

9.5 Comentario

EDEMET y EDECHI preguntan sobre cómo se va a evaluar el factor de potencia, en caso de que las empresas distribuidoras cuenten con Generación de Terceros conectada directamente a la distribuidora.

Análisis

El ERSP indica que es responsabilidad de la empresa de distribución el cumplimiento del factor de potencia en los puntos de interconexión con el Sistema Principal de Transmisión. En el caso en que a la red de distribución, propiedad de una empresa de distribución, esté conectada una planta de generación de terceros, todo lo referente a normas de calidad debe ser acordado en los contratos de acceso entre la empresa de distribución y el generador que se conecta a dicha red de distribución.

9.6 Comentario

EDEMET y EDECHI indican que en la página 2, numeral 2.1.1 de la metodología, se refiere a la metodología presentada por el CND como reglamento, lo cual no es correcto. Por ejemplo, al referirse a la metodología, se utiliza el término "el presente reglamento".

Análisis

El ERSP considera procedente este comentario, por lo cual esto será considerado en la redacción final de la METODOLOGIA.

9.7 Comentario

EDEMET y EDECHI señalan que en la página 3 de la METODOLOGIA, se indica que los datos a recopilar serán la potencia real, potencia reactiva, niveles de tensión por fase y potencia aparente. Estos valores pueden ser máximos, mínimos, instantáneos o promedios, lo cual no se define en la METODOLOGIA.

Análisis

El ERSP señala que los valores a que se hace referencia en la página 3 de la METODOLOGIA trata de valores instantáneos, por lo que esto será aclarado en la redacción final de la METODOLOGIA.

9.8 Comentario

EDEMET y EDECHI señalan que no está clara la explicación dada en la METODOLOGIA en el ejemplo de la página 3, ya que no se conocen los intervalos en que el sistema SCADA almacena la información para el cálculo. Por ejemplo, se dan intervalos de 2 minutos con 9 segundos; 4 minutos con 8 segundos, etc.

Análisis

El ERSP indica que en el ejemplo presentado en la METODOLOGIA lo que intenta es mostrar en forma simplificada, el cálculo del valor representativo para cada intervalo de 15 minutos, tanto para los niveles de tensión como para los factores de potencia.

Sobre el comentario de EDEMET y EDECHI, de que dicho ejemplo en la forma en que está redactado, no es claro en la explicación, ya que no se conocen los intervalos en que el SCADA almacena la información, indicamos que la política de archivo de datos del Historiador del SCADA, se basa en que los valores que se almacenan son aquellos que presentan una diferencia con respecto a la lectura anterior de al menos una décima de la unidad. Por lo que en este caso, cuando se usan los datos del Historiador del SCADA, no es posible establecer de antemano, un intervalo fijo de almacenamiento de la información, ya que esto dependerá de cómo los datos estén cambiando en el tiempo.

Por otro lado, es importante aclarar, que el cálculo del valor representativo de cada intervalo de 15 minutos, está en función del valor promedio de las mediciones reales del SCADA, debidamente ponderadas en el tiempo. Esto origina que no se afecte la representatividad del valor promedio final para cada intervalo, ya que se considera en el cálculo del mismo el promedio ponderado en el tiempo de las mediciones. Esto último será aclarado en la redacción de este punto y el ejemplo que se presentó en la METODOLOGIA propuesta será eliminado de la misma.

9.9 Comentario

EDEMET y EDECHI indican que en la página 4, numeral 2.2, se define la tensión a evaluar como $kV = (kVAN + kVBN + kVCN)^{1/2}$, no obstante consideran que se debe modificar a $kV = (kVAN^2 + kVBN^2 + kVCN^2)^{1/2}$ (la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de las tensiones de línea a neutro en cada fase). Además, señalan que los registros del SCADA puede ser máximos, mínimos, instantáneos o promedios, pero lo que indica el Artículo 105 del RT, es que debe ser promedio en intervalo de 15 minutos.

Análisis

Es oportuno el comentario de EDEMET y EDECHI en lo que se refiere a que la fórmula presentada en la METODOLOGIA debe modificarse. No obstante, si bien la modificación planteada por EDEMET y EDECHI corrige la fórmula, el ERSP considera que es más claro establecer la tensión a evaluar utilizando el promedio aritmético simple de los voltajes de fase y convirtiéndolo a voltaje de línea. Por lo tanto, en la redacción final de la METODOLOGIA se modificará el punto 2.2 considerando lo indicado.

En referencia a lo señalado por EDEMET y EDECHI en este comentario sobre los registros del SCADA, aplica lo indicado en el numeral 9.7 de esta Resolución.

9.10 Comentario

EDEMET y EDECHI consideran que se debe indicar que en cada punto de entrega, el factor de potencia será el resultado de la sumatoria de todas las energías de las líneas asociadas a dicha subestación y no el cálculo individual de cada una. Es decir, que sólo existirá un factor de potencia para Chorrera, Panamá, Cáceres, Llano Sánchez, Mata de Nance, Progreso y Caldera.

ANÁLISIS

El ERSP considera que lo establecido en la METODOLOGIA en el numeral 2.3 sobre el factor de potencia en donde se dice "Para estos cálculos, el CND aplicará lo establecido en la Sección VII.2.1, es decir, considerar para cada Empresa de Distribución y Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, la sumatoria de la potencia real y potencia reactiva de todos los circuitos que concurren a un mismo punto de interconexión, para así determinar los factores de potencia...", es correcto. Cuando se establece que los circuitos de una empresa de distribución concurren a un mismo punto de interconexión, debe entenderse que esto se refiere a circuitos que llegan a una misma barra de la subestación o a barras separadas del sistema de transmisión, que en condiciones de operación normal se operan unidas, ya que el impacto del factor de potencia en el Sistema de Transmisión para estos casos, está determinado por el efecto de la totalidad de los circuitos que concurren a dicho punto de interconexión y no por el efecto individual de cada circuito.

En consecuencia, no deben agruparse para el cálculo del mismo factor de potencia circuitos que concurren a barras diferentes del sistema de transmisión que no sean operadas unidas en condiciones de operación normal, aunque dichos circuitos pertenezcan a la misma empresa. En este sentido, se modificará el numeral 2.3 de la METODOLOGIA propuesta, considerando lo arriba indicado.

Por otro lado, el ERSP le reitera a EDEMET y EDECHI que para el cálculo del factor de potencia se utilizarán los valores de potencia y no de energía, tal como se establece en el Artículo 114 del RT.

9.11 Comentario

EDEMET y EDECHI consideran que el factor de potencia de los circuitos de un Agente del Mercado, cuya explotación sea mallada, debe realizarse considerando la suma total de la energía activa y reactiva, independientemente si salen de un mismo punto de interconexión o no. En este sentido proponen que se tome como un nodo único las barras de 115 kV de Cáceres y Panamá I, y realizar la sumatoria de potencias entre las líneas que son propiedad de EDEMET (115-6, 115-8 y 115-22). Justifican su posición, en que consideran que para estas líneas, el flujo de potencia reactiva dependerá de los niveles de tensión que se tengan en las subestaciones de Panamá y Cáceres, lo cual está bajo el control del CND y no de EDEMET.

Análisis

El ERSP indica que el comentario de EDEMET y EDECHI es improcedente, toda vez que las empresas de distribución están obligadas a tener los equipos de compensación suficientes, de manera tal de mantenerse dentro de los valores tolerados de factor de potencia en sus puntos de interconexión, siempre que las variaciones en los niveles de tensión en los puntos de interconexión se mantengan dentro de los valores tolerados para la tensión. La empresa de distribución no puede argumentar que variaciones en los niveles de tensión le impiden controlar su factor de potencia, ya que ella es responsable del factor de potencia en sus puntos de interconexión.

Por otro lado, el ERSP le reitera a EDEMET y EDECHI que para el cálculo del factor de potencia se utilizarán los valores de potencia y no de energía, tal como se establece en el Artículo 114 del RT.

9.12 Comentario

EDEMET y EDECHI consideran que la línea 115-5 es un caso especial que no debe ser incluido en el cálculo del factor de potencia para EDEMET, ya que la empresa distribuidora no tiene control sobre este punto. Señalan además, que la potencia reactiva demandada en este punto no tiene distintivo alguno, debido a que puede ser el consumo tanto de los clientes de EDEMET como de la propia ACP. Plantean además, que esta línea no es propiedad de EDEMET.

Análisis

El ERSP considera aceptable el comentario de EDEMET y EDECHI, toda vez que la línea 115-5 es propiedad de la Autoridad del Canal de Panamá y la misma está fuera del control de EDEMET. El ERSP indica, que esta línea no debe ser incluida para efecto de la verificación de los factores de potencia a cumplir por EDEMET.

Es importante aclarar que siendo la Autoridad del Canal de Panamá un Autogenerador, la misma no es responsable de mantener los valores tolerados de factor de potencia establecidos en el RT, ya que esta disposición es sólo para distribuidores y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión. Sin embargo, en el caso de que por la línea 115-5 se esté tomado energía del Sistema de Transmisión, la ACP estará sujeta a lo dispuesto en el Título VII del RT y deberá mantener el factor de potencia en su punto de interconexión dentro de los márgenes establecidos en dicho Título, ya que para efectos del factor de potencia, el punto de conexión de la línea 115-5 será considerado como un punto de conexión de un Gran Cliente con el Sistema Principal de Transmisión.

Por otro lado, no es responsabilidad de ETESA mantener los niveles de tensión de diseño según lo indicado en el RT en los puntos de interconexión con generadores, autogeneradores o cogeneradores, ya que esta obligación en los niveles de tensión es para los puntos de interconexión con distribuidores y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, por lo que igualmente no debe incluirse a la línea 115-5 como un punto a controlar el nivel de tensión a ETESA.

Todo esto será considerado en la redacción final de la METODOLOGIA.

Por otro lado, el ERSP considera necesario que el CND lleve un registro del comportamiento del nivel de tensión y factor de potencia en la línea 115-5, propiedad de la Autoridad del Canal de Panamá, en el punto donde se conecta a la Subestación de Cáceres, y deberá notificar al ERSP cualquier situación que ponga en riesgo la operación del sistema o que pueda afectar a ETESA o a los clientes de EDEMET.

9.13 Comentario

EDEMET y EDECHI comentan que en la página 9 de la METODOLOGIA, se indica "De presentarse con posterioridad, mejores alternativas para obtener los registros, tanto en los niveles de tensión como en los factores de potencia, el CND le propondrá al ERSP este nuevo procedimiento...". En este sentido, consideran que es mejor obtener la información del Sistema de Medición Comercial (SMEC), ya que los mismos proveen la información oficial que se utiliza para validar las transacciones entre los diferentes agentes del mercado.

Análisis

El ERSP indica que el SMEC debe estar prioritariamente dedicado para atender las mediciones referidas a las transacciones comerciales, por lo que su uso dentro de la METODOLOGIA está restringido a ser un respaldo para cuando no se cuente con registros provenientes del SCADA.

9.14 Comentario

EDEMET y EDECHI comentan que en la página 9, numeral 3, punto iii, se debe plasmar claramente el procedimiento que se realizará, de ser necesario, para completar los registros faltantes. Consideran que es ilegal obligar a las empresas distribuidoras a pagar, mientras el ERSP no apruebe la estimación de los datos. Se preguntan además, ¿por qué razón deberían existir registros faltantes?, y que si la respuesta es por la poca confiabilidad de las mediciones del SCADA, consideran que la utilización de los datos del SMEC queda plenamente justificada. Finalmente indican, que hasta tanto el ERSP no apruebe o desapruebe el procedimiento y los datos, no se deben incluir los registros en la penalización.

Análisis

El ERSP indica en referencia al cuestionamiento de EDEMET y EDECHI de por qué razón habrían datos faltantes, que la probabilidad de que esto ocurra es baja, considerando el procedimiento que se ha establecido en el numeral 3 "Datos Faltantes" de la METODOLOGIA. Sin embargo, siempre existe la probabilidad de que no se tengan registros simultáneamente del SCADA y del SMEC, lo que podría llevar a que en algunas situaciones existan datos faltantes.

En referencia al procedimiento establecido en la METODOLOGIA en el numeral iii del punto 3 para la estimación de los datos faltantes, el ERSP señala que el mismo es adecuado. En este procedimiento, se prevé que el ERSP analice y decida cuando no haya acuerdo entre el CND y el agente sobre la forma de estimar los datos faltante, y que el CND pueda realizar los ajustes de ser necesario, aún cuando ya se haya emitido el informe mensual. Además, siempre existe la posibilidad de reclamo por parte de un agente de acuerdo a lo establecido en el Artículo 145 del RT.

Con respecto al uso del SMEC aplica lo indicado en el punto 9.13 de esta Resolución.

9.15 Comentario

EDEMET y EDECHI señalan que en lo referente al procedimiento de la página 10, numeral 4.1, para el cálculo del recargo y retribución por incumplimientos en los Niveles de Tensión, se penaliza por potencia reactiva y no por desviación con respecto a los límites. Consideran que el cálculo del valor de ComDesc que será determinado por el CND mediante flujos de potencia, es imposible realizarlo para cada escenario donde se registre una desviación de los límites.

Análisis

El ERSP indica que el uso de la penalización por potencia reactiva ante apartamientos en los niveles de tensión, está considerado así en el RT aprobado mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005. Sin embargo, se aclara que esta forma de penalizar es completamente aceptable, ya que los apartamientos en los niveles de tensión tienen una relación directa con excesos o déficit de potencia reactiva.

Por otro lado, la forma de calcular el ComDesc es adecuada, considerando que el análisis de flujo de potencia está automatizado y su aplicación con la tecnología y el personal disponible en el CND es completamente factible.

9.16 Comentario

EDEMET y EDECHI señalan que en la página 12, numeral 4.2 se indica la fórmula matemática que se utilizará para los cálculos de las penalizaciones. Consideran que la fórmula para el cálculo de las penalizaciones, ya está definida en el Artículo 137 del RT y que no tiene caso, e incluso, resultaría contrario al citado Reglamento intentar hacer promedios con mediciones puntuales del SCADA, ya que a partir de las mismas nunca se obtendrán los valores exactos, mucho menos si ni siquiera se define el intervalo o la cantidad de lecturas puntuales con los que se aproximará el promedio cuarto horario. Consideran además, que lo indicado es utilizar los registros que provienen de la integración que realizan los medidores del SMEC, tanto de la potencia real MW, como de la potencia reactiva MVAR, de los que se obtiene la energía real (MWh) y energía reactiva (MVARh) en forma cuarto horaria.

Análisis

El ERSP considera procedente el comentario en cuanto a lo indicado sobre la fórmula del Artículo 137 del RT, por lo que el punto 4.2 de la METODOLOGIA será modificado considerado lo establecido en dicho Artículo 137.

Sobre lo indicado por EDEMET y EDECHI en referencia a que se intenta hacer promedios con mediciones puntuales del SCADA, aplica lo señalado en el punto 9.2 de esta Resolución.

En referencia a lo indicado sobre que no se define la cantidad de lecturas puntuales con las que se aproximará el promedio de cada 15 minutos, aplica lo indicado en el punto 9.8 de esta Resolución.

En lo que respecta a lo indicado por EDEMET y EDECHI en referencia al uso del SMEC, aplica lo indicado en el punto 9.13 de esta Resolución.

9.17 Comentarios

ELEKTRA considera que la METODOLOGIA debe modificarse, para que sólo considere la aplicación del monto de penalización cuando la violación de los factores de potencia estén referidos a los límites superiores, y que la penalización por violaciones referidas a los límites inferiores no se debe incluir hasta tanto, sea valorizada económicamente a través de un nuevo estudio.

Sustentan su posición en que consideran que el monto de penalización establecido en 3.74 \$/MVARh está calculado para el periodo de valle nocturno cuando se viola el límite superior y que no se han calculado los montos de penalización para las violaciones en los límites inferiores. Consideran que el CND no aplicó apropiadamente el monto de penalización a la METODOLOGIA.

Análisis

El ERSP le indica a ELEKTRA que el tema planteado corresponde al Reglamento de Transmisión, el cual ya fue sometido a Audiencia Pública, los

días 2 y 3 de diciembre de 2004. Por lo tanto, este comentario no se relaciona con los temas propuestos en la Consulta Pública de que trata la presente Resolución, motivo por el cual no serán tomados en cuenta.

Es necesario aclarar que el **CND lo que propuso en la METODOLOGIA** es aplicar como monto de penalización la suma de 3.74 B//kVArh, tal y como se establece en el Artículo 107 del RT.

9.18 Comentario

ELEKTRA considera que el monto y el horario en que se aplique la penalización también debe desestimarse, para considerar sólo los casos en que la inyección de reactivos pueda afectar negativamente la operación de la red de transmisión.

Análisis

El ERSP le indica a ELEKTRA que el tema planteado corresponde al Reglamento de Transmisión, el cual ya fue sometido a Audiencia Pública, los días 2 y 3 de diciembre de 2004. Por lo tanto, este comentario no se relaciona con los temas propuestos en la Consulta Pública de que trata la presente Resolución, motivo por el cual no serán tomados en cuenta.

9.19 Comentario

ELEKTRA considera que en el informe "Análisis de la Norma de Calidad contenida en la Resolución JD-920 prioritariamente en los Aspectos de Niveles de Tensión y Control de Reactivo" no se incluye el detalle de la configuración del Sistema de Transmisión y los escenarios de generación para los cuales se realizaron los estudios presentados. Señala, que si sólo fue considerado un escenario de despacho, las conclusiones de este informe serían incompletas debido a la diversidad de los resultados que podrían ser obtenidos al variar el despacho económico.

Análisis

El ERSP le indica a ELEKTRA que el tema planteado corresponde al Reglamento de Transmisión, el cual ya fue sometido a Audiencia Pública, los días 2 y 3 de diciembre de 2004. Por lo tanto, este comentario no se relaciona con los temas propuestos en la Consulta Pública de que trata la presente Resolución, motivo por el cual no serán tomados en cuenta.

9.20 Comentario

ELEKTRA considera que las conclusiones del informe "Análisis de la Norma de Calidad contenida en la Resolución JD-920 prioritariamente en los Aspectos de Niveles de Tensión y Control de Reactivo" quedan incompletas al no considerar la alternativa de apertura de líneas en 230 kV durante los periodos de Valle Nocturno. El planteamiento lo fundamenta en el alto factor de potencia producto del efecto capacitivo, durante los intervalos en que las líneas de transmisión operan con niveles de carga bajos y que esta condición se indica en dicho informe. Señalan que sin embargo, la alternativa de apertura de líneas no fue considerada en ninguno de los escenarios con que se desarrolló el estudio antes citado, siendo una solución que implicaría sólo modificar la gestión operativa de la red de transmisión, sin incumplir el criterio de seguridad n-1.

Análisis

El ERSP le indica a ELEKTRA que el tema planteado corresponde al Reglamento de Transmisión, el cual ya fue sometido a Audiencia Pública, los días 2 y 3 de diciembre de 2004. Por lo tanto, este comentario no se relaciona con los temas propuestos en la Consulta Pública de que trata la presente Resolución, motivo por el cual no serán tomados en cuenta.

9.21 Comentario

ELEKTRA considera que operar los generadores en régimen subexcitado es otra alternativa para mitigar el bajo consumo de reactivo en los periodos de demanda mínima que fue excluida para la selección de los rangos para la norma. Indica, que aunque esta alternativa fue evaluada durante del desarrollo del informe "Análisis de la Norma de Calidad contenida en la Resolución JD-920 prioritariamente en los Aspectos de Niveles de Tensión y Control de Reactivo"; fue desestimada al momento de su implementación al RT por parte del ERSP.

Señala además, que con base en los resultados planteados en el informe, operar los generadores en régimen subexcitado permitiría resolver de manera casi completa el problema de reactivo en las horas de demanda mínima; y que para el 2005 se conseguirían sin inconvenientes, factores de potencia unitarios en los puntos de conexión de las empresas distribuidoras y grandes clientes.

Análisis

El ERSP le indica a ELEKTRA que el tema planteado corresponde al Reglamento de Transmisión, el cual ya fue sometido a Audiencia Pública, los días 2 y 3 de diciembre de 2004. Por lo tanto, este comentario no se relaciona con los temas propuestos en la Consulta Pública de que trata la presente Resolución, motivo por el cual no serán tomados en cuenta.

9.22 Comentario

ELEKTRA considera sobre la aplicación de la reserva de capacidad que:

- a. En el informe "Análisis de la Norma de Calidad contenida en la Resolución JD-920 prioritariamente en los Aspectos de Niveles de Tensión y Control de Reactivo" se incluyen criterios escuetos sin establecer el fundamento científico o técnico para seleccionar 0.02 unidades de factor de potencia como la reserva de capacidad para absorber reactivo de las unidades generadoras.
- b. Este criterio de reserva de capacidad es una limitación importante al momento de utilizar la subexcitación de los generadores para mantener el balance de reactivos en la red de transmisión.
- c. La aplicación del factor de reserva de capacidad para absorber reactivos debe ser desestimada, ya que por una parte, no se producirá inestabilidad dinámica en la red debido al exceso de reactivos producto de la pérdida de alguna unidad generadora subexcitada; y por otra, esta situación podría remediarse con la apertura de líneas de transmisión.
- d. Al implementar la restricción de las 0.02 unidades de factor de potencia, se penaliza a la empresa distribuidora obligándolo a cubrir esta limitación a través de inversiones que pudieran ser evitadas con sólo considerar la apertura de líneas en 230 kV ó el uso de la subexcitación de las unidades generadoras.
- e. No parece oportuno que se apliquen las alternativas en las que se obliga a la empresa distribuidora a invertir, ya que de acuerdo a los resultados del informe señalado, a partir del año 2007 estas inversiones dejarán de tener efecto sobre el control del reactivo; debido principalmente, a que el incremento de la demanda mínima a partir de ese año será suficiente para permitir factores de potencia de hasta 0.99.

Análisis

El ERSP le indica a ELEKTRA que el tema planteado corresponde al Reglamento de Transmisión, el cual ya fue sometido a Audiencia Pública, los

días 2 y 3 de diciembre de 2004. Por lo tanto, este comentario no se relaciona con los temas propuestos en la Consulta Pública de que trata la presente Resolución, motivo por el cual no serán tomados en cuenta.

9.23 Comentario

EL.EKTRA considera que los niveles de tensión deben ser evaluados en los puntos de entrega a los agentes del mercado.

Análisis

Aplica lo indicado en el punto 9.4 de esta Resolución.

9.24 Comentario

ETESA considera que debe expresarse taxativamente que para la elaboración de las Bases de Datos y determinación de los registros válidos deben tomarse en cuenta los criterios expresados en las Bases Metodológicas para el Control de Calidad del Servicio Técnico de Transmisión, donde se definen las normas de Intercambio de Información con el ERSP, tal como lo deben hacer los que prestan el Servicio Público de Transmisión en sus informes al ERSP.

Análisis

El ERSP indica que las Bases Metodológicas para el Control de la Calidad del Servicio Técnico de Transmisión, tal como lo señala ETESA en su comentario, están diseñadas para el intercambio de información entre ETESA y el ERSP, y no es necesario que lo establecido en dichas Bases Metodológicas se apliquen a esta METODOLOGIA, la cual es requerida para la aplicación de recargos y retribuciones por apartamientos en los límites de niveles de tensión, factores de potencia y curvas P/Q.

Lo anterior se sustenta en que en dichas Bases Metodológicas, los criterios que se adoptan para la obtención de los datos y el procedimiento para complementar la información de datos faltantes, están principalmente referidos a los datos de tensión. Sin embargo, lo establecido en la METODOLOGIA es aplicado tanto para la verificación de los niveles de tensión como para la verificación de los factores de potencia, y no sólo para los niveles de tensión. Por lo tanto, este comentario se considera improcedente.

9.25 Comentario

ETESA considera que para determinar la calidad de la lectura, además de determinar si hubo o no una pérdida de comunicaciones, debe determinarse la calidad de los datos; dan como ejemplo, que si en un registro se presentan mediciones de voltaje, sin embargo la corriente es cero, el registro debe ser analizado con más detalle. Si no hay presencia de voltaje ni de potencia, el registro debe considerarse como en libranza o falta de comunicación, etc.

Análisis

El ERSP indica que no procede el comentario de ETESA, ya que el procedimiento establecido en la METODOLOGIA en el punto 3 "Datos faltantes", es suficiente para tener un adecuado nivel de calidad de los datos a utilizar.

Para el caso de que se presenten mediciones de voltaje y no haya corriente, el CND deberá evaluar esto y de acuerdo al procedimiento de datos faltantes, deberá complementar la información.

Por otro lado, en el penúltimo párrafo del punto 2.2 de la METODOLOGIA, se establece que los valores de los niveles de tensión se refieren exclusivamente a

cuando las líneas están operando normalmente, es decir que se excluyen los registros de cuando las líneas están fuera de operación por mantenimiento o por fallas, por lo que no es necesario indicar que si no hay presencia de voltaje y potencia el registro deba considerarse como en libranza, o falta de comunicación tal como propone ETESA.

9.26 Comentario

ETESA indica que se debe modificar u homologar la definición para el Factor de Potencia y Nivel de Tensión, ya que ambas variables son interdependientes. Señalan que en ocasiones anteriores se planteó que en vista de que el Factor de Potencia se está calculando según el RT, como el resultado de la Suma de la Potencia Activa y Reactiva total de todos los circuitos que concurren a un mismo punto de interconexión, y bajo la óptica de que el punto de interconexión sea el Patio de la Subestación, debe manejarse igualmente entonces un único voltaje por subestación.

Análisis

El ERSP indica, que no se debe considerar que debe haber un sólo voltaje por subestación, tal como lo solicita ETESA, ya que para el caso en donde no hay equipamiento de conexión entre las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión y las instalaciones de la empresa de distribución o gran cliente, ETESA debe garantizar en cada punto en donde exista medición un nivel de tensión que esté dentro de los valores tolerados de los mismos.

Esto es así, porque en este caso lo que interesa es controlar cómo se afecta el nivel de tensión de cada punto donde la empresa de distribución o gran cliente retira energía del Sistema de Transmisión, ya que los efectos pueden ser diferentes para cada uno de los circuitos en donde retira la empresa de distribución o gran cliente.

Además, es conveniente tener en claro que uno de los objetivos de la METODOLOGIA es la equidad en las responsabilidades de cada agente. Por esta razón, se debe tratar de independizar los efectos de los diferentes agentes que intervienen. Lo planteado se logra controlando por un lado, las tensiones en los puntos de interconexión del Sistema Principal de Transmisión, lo cual es responsabilidad de la empresa de transmisión.

Por otro lado, se debe controlar en cada punto de interconexión de las empresas de distribución y grandes clientes con el Sistema Principal de Transmisión, la potencia reactiva que pueden consumir o eventualmente entregar y que afectan la circulación de potencia reactiva por dicho sistema.

9.27 Comentario

ETESA considera que se debe aclarar en la sección 5, que de no existir ningún reclamo al monto de penalización calculado por el CND, dicho informe pasará automáticamente a la próxima liquidación y que será enviado al ERSP con carácter informativo.

Análisis

El ERSP considera procedente el comentario de ETESA, por lo que se incluirá en la redacción final de la METODOLOGIA, que los informes mensuales que no hayan sido objeto de reclamos deberán ser remitidos al ERSP con carácter informativo y los mismos tendrán plena vigencia y son de estricto cumplimiento por los agentes del mercado.

Igualmente, en los casos en que existan reclamos y los mismos sean aceptados y aprobados por el ERSP, los informes finales que el CND ajuste, deberán ser remitidos al ERSP con carácter informativo y los mismos tendrán plena vigencia y son de estricto cumplimiento por los agentes del mercado.

9.28 Comentario

ETESA considera que se debe aclarar cómo se hará el procedimiento en caso de que se requiera realizar modificaciones a la METODOLOGIA, si se comprueba y se sustenta durante su vigencia que la misma debe ser reformulada.

Análisis

El ERSP considera válido el comentario, por lo que incluirá en la METODOLOGIA el correspondiente procedimiento de modificación a la misma.

9.29 Comentario

ETESA solicita que se modifique en los puntos 2.1.2 y 2.1.3 la frase "que hayan sobrepasado los rangos aceptables" por "que estén fuera de los rangos aceptables", para evitar confusiones a la hora de la aplicación.

Análisis

El ERSP considera procedente lo señalado por ETESA, por lo que esto será considerado en la redacción final de la METODOLOGIA.

9.30 Comentario

ETESA solicita que se modifique en el numeral 4.5 y que se establezca que la información que el CND ponga a disposición todos los viernes o el día hábil anterior referida a los incumplimientos, incluya los incumplimientos hasta el viernes anterior y no hasta la fecha en que se pone a disposición la información.

La empresa transmisora sustentan su posición señalando que durante el periodo de pruebas en la implementación de este procedimiento, que considera la captura y validación de los datos de los niveles de tensión, factores de potencia y curvas P/Q, cálculo de los requerimientos para evitar la violación (COMDESC y DELTAMVAR), cálculo y asignación de los recargos a los distintos Agentes del Mercado, se han percatado que para poder cumplir a satisfacción y confiablemente todos estos puntos, el plazo debe ser modificado, como se indicó. No obstante, propone ETESA que de haber cambios, por optimización de procesos, se implementarán previo aviso al ERSP y a los Agentes del Mercado.

Análisis

El ERSP considera procedente lo indicado por ETESA, por lo que esto será considerado en la redacción final de la METODOLOGIA.

10. Que el numeral 25 del Artículo 20 de la Ley No. 6 de 1997, le atribuye al ERSP el realizar los actos necesarios para el cumplimiento de las funciones que le asigne la Ley.

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la Metodología Específica para la Aplicación de los Recargos y Retribuciones por Incumplimientos en los Niveles de Tensión, Factores de Potencia y Curvas P/Q la cual está contenida Anexo A de esta Resolución y que forma parte integral de la misma.

SEGUNDO: ORDENAR al Centro Nacional de Despacho, dependencia de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A., lo siguiente:

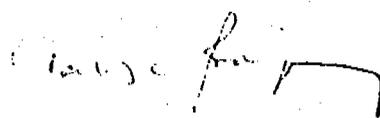
- a) Llevar un registro del comportamiento de los niveles de tensión y factor de potencia en la línea 115-5 propiedad de la Autoridad del Canal de Panamá, en el punto donde se conecta a la Subestación de Cáceres.

b) Notificar al ERSP de cualquier situación relacionada con el comportamiento de los niveles de tensión y factor de potencia en los puntos de medición de la línea 115-5, que ponga en riesgo la operación del sistema interconectado nacional, o que pueda afectar a ETESA y/o a los clientes de EDEMET.

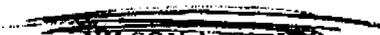
TERCERO: La presente Resolución regirá a partir de su notificación y sólo admite el Recurso de Reconsideración, que deberá interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles, contados a partir de la notificación de esta Resolución.

Fundamento de Derecho: Ley No. 26 de 29 de enero de 1996, la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, Decreto Ley No. 10 de 26 de febrero de 1998, Ley No. 15 de 7 de febrero de 2001, Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998, Ley No. 24 de 30 de junio de 1999 y disposiciones correspondientes.

NOTIFIQUESE, PROMÚLGUESE Y CÚMPLASE,


CARLOS E. RODRÍGUEZ B.
ICIAector


RAFAEL DE GRACIA
Director Encargado


NILSON A. ESPINO
Director Presidente Encargado

ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RESOLUCIÓN No. JD- 5051

DEL 16 DE FEBRERO 2006

ANEXO A

**METODOLOGÍA ESPECÍFICA PARA LA APLICACIÓN
DE LOS RECARGOS Y RETRIBUCIONES POR
INCUMPLIMIENTOS EN LOS NIVELES DE TENSIÓN,
FACTORES E POTENCIA Y CURVAS P/Q**

METODOLOGÍA ESPECÍFICA PARA LA APLICACIÓN DE LOS RECARGOS Y RETRIBUCIONES POR INCUMPLIMIENTOS EN LOS NIVELES DE TENSIÓN, FACTORES DE POTENCIA Y CURVAS P/Q

I. ANTECEDENTES

El Reglamento de Transmisión contempla en sus Secciones VII.3.2 y VII.3.3 del Capítulo VII.3: "PENALIZACIONES, RECARGOS Y RETRIBUCIONES POR DESVIACIONES EN LA CALIDAD DEL SERVICIO" del Título VII: "NORMAS DE CALIDAD DE SERVICIO PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN" el procedimiento para el cálculo de los recargos por i) incumplimiento a los niveles de tensión por parte de los Prestadores del Servicio Público de Transmisión y ii) incumplimiento en los niveles de factores de potencia por parte de las Empresas de Distribución y Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión y a las curvas P/Q por parte de los Generadores. Los rangos aceptables, para el caso de los niveles de tensión tanto en operación normal como en estado de contingencia, se encuentran establecidos en la Sección VI.1.2 del Título VI: "NORMAS DE DISEÑO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN" del Reglamento indicado. Para el caso del factor de potencia, los rangos aceptables, se definen en la Sección VII.2.1 del Capítulo VII.2: "OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN EN RELACIÓN A LA CALIDAD DE SERVICIO" del citado Reglamento; y finalmente para las curvas P/Q serán las curvas determinadas para cada una de las unidades generadoras de acuerdo a lo que indica la Sección VII.1.4 del Capítulo VII.1: "PARÁMETROS TÉCNICOS" del Título VII: "NORMAS DE CALIDAD DE SERVICIO PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN".

En cumplimiento de la Sección VII.3.4 del Reglamento en referencia, es deber del Centro Nacional de Despacho (CND) desarrollar una Metodología Específica que deberá definir los procedimientos para el cálculo de los recargos y retribuciones por los incumplimientos a los indicadores señalados líneas arriba. Además, deberá elaborar un informe mensual que recoja todos los resultados comerciales de estos incumplimientos e informar las retribuciones para aquellos Agentes del Mercado que hayan aportado la potencia reactiva correspondiente, o en su defecto, a las Empresas de Distribución y Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión. El procedimiento para la recopilación de datos, determinación de las penalidades, cálculos comerciales de estas penalidades y elaboración del informe se detallan en el presente documento.

2. RECOPIACIÓN DE DATOS

La recopilación de datos para la aplicación de los recargos y retribuciones por los incumplimientos antes señalados se realizará de la siguiente manera:

2.1 Bases de Datos

Para la recopilación de los datos referentes a los incumplimientos de los niveles de tensión, factores de potencia y curvas P/Q, el CND estructurará cuatro (4) Base de Datos; toda la data a la que se refiere

este apartado se refiere a registros promedios a intervalos de quince (15) minutos, como se señala más adelante, y que contendrán:

2.1.1 Base de Datos General

Esta Base de Datos contendrá: i) data cada quince (15) minutos de los valores de los niveles de tensión en los puntos del Sistema Principal de Transmisión a los que hace referencia la presente metodología y que se detallan más adelante, ii) data cada quince (15) minutos de los valores de factores de potencia en los puntos en donde las Empresas de Distribución y Grandes Clientes se conectan al Sistema Principal de Transmisión a los que hace referencia la presente metodología y que se detallan más adelante y iii) data de la curva P/Q de las unidades generadoras conectados al Sistema Interconectado Nacional y que sean despachadas centralizadamente por el CND.

2.1.2 Base de Datos de Incumplimiento de los Niveles de Tensión

Esta Base de Datos contendrá los registros de los niveles de tensión, considerados en el punto 2.1.1, que estén fuera de los rangos aceptables definidos en el Reglamento de Transmisión.

2.1.3 Base de Datos de Incumplimiento de Factores de Potencia

Esta Base de Datos contendrá los registros de factores de potencia, considerados en el punto 2.1.1, que estén fuera de los rangos aceptables definidos en el Reglamento de Transmisión.

2.1.4 Base de Datos de Incumplimiento a las Curvas P/Q

Esta Base de Datos contendrá los casos en donde el Generador haya incumplido con su respectiva curva P/Q considerada en el punto 2.1.1.

Los registros para el caso de los niveles de tensión y factores de potencia serán obtenidos del historiador del Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) del CND, por lo que la data a recopilar serán los valores instantáneos de: potencia real (MW), potencia reactiva (MVAR), niveles de tensión por fase (KV) y potencia aparente (MVA), niveles de tensión por fase (KV) y potencia aparente (MVA). Para el caso de las curvas P/Q, como se señaló anteriormente, se tomarán de las curvas P/Q determinadas para cada unidad generadora y que señala el artículo No. 113 de la Sección VII.1.4 del Reglamento de Transmisión.

Como se señaló anteriormente, como fuente primaria para la captura de los registros de los niveles de tensión y factores de potencia será el SCADA. La forma en que serán tomadas las mediciones será en promedio de cada quince (15) minutos. En otras palabras, se sumarán todas las mediciones reales del SCADA adecuadamente ponderadas en un periodo de 15 minutos, y serán divididas entre la cantidad de mediciones comprendidas en este periodo. El resultado de este promedio, será asignado al cuarto de hora correspondiente a las mediciones consideradas.

Para cada cuarto de hora se evaluará la calidad de lectura. Es decir si durante esa hora se presentó algún error de comunicación, automáticamente la lectura será etiquetada como "mala" y se procederá a aplicar el procedimiento de Datos Faltantes que se detalla más adelante.

2.2 Niveles de Tensión

De acuerdo al Artículo 93 del Reglamento de Transmisión, las mediciones de los niveles de tensión deberán registrarse en los puntos del Sistema Principal de Transmisión en donde se interconecten Empresas de Distribución y Grandes Clientes. Para la determinación de los puntos del Sistema Principal de Transmisión en donde se evaluarán los niveles de tensión, se utiliza la clasificación de los activos de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. que forman parte del Sistema Principal de Transmisión y que fue establecida por el Ente Regulador de los Servicios Públicos en el Anexo C de la Resolución No. JD-5216 de 14 de abril de 2005.

Para el caso de la tensión se calculará el valor de la tensión a evaluar para cada una de las líneas que se detallan más adelante de la siguiente manera:

$$kV = (kVAN + kVBN + kVCN) / \sqrt{3}$$

en donde:

KV: es el voltaje nominal de la línea
 KVAN: es el voltaje de la fase A neutro
 KVBN: es el voltaje de la fase B neutro
 KVCN: es el voltaje de la fase C neutro

Observando la anterior clasificación de activos del Sistema Principal de Transmisión y la formulación del cálculo de voltajes, tenemos lo siguiente:

Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí S.A. (EDECHI)

Punto de Interconexión al Sistema Principal de Transmisión en S/E Caldera: serán los registros medidos en el patio de 115 KV (equipamiento del Sistema Principal de Transmisión), por ende serán las mediciones del medidor SCADA de la línea 115-19.

Punto de Interconexión al Sistema Principal de Transmisión en S/E Mata de Nance: serán los registros medidos en el patio de 230 KV (equipamiento del Sistema Principal de Transmisión), para este caso será el promedio de los registros de las mediciones de los medidores SCADA de las líneas 230-7, 230-8, 230-5B, 230-6B y 230-9.

Punto de Interconexión al Sistema Principal de Transmisión en S/E Progreso: serán los registros en el patio de 230 KV (equipamiento del Sistema Principal de Transmisión), para este caso será el promedio de los registros de las mediciones de los medidores SCADA de las líneas 230-9 y 230-10.

Empresa de Distribución Eléctrica Metro – Oeste S.A. (EDEMET)

Punto de Interconexión al Sistema Principal en S/E Llano Sánchez: serán los registros en el patio de 230 KV (equipamiento del Sistema Principal de Transmisión), para este caso será el promedio de los registros de las mediciones de los medidores SCADA de las líneas 230-3B, 230-4B, 230-5A, 230-6A, 230-14 y 230-15.

Punto de Interconexión al Sistema Principal de Transmisión en S/E Chorrera: serán los registros en el patio de 230 KV (equipamiento del Sistema Principal de Transmisión), para este caso será el promedio de los registros de las mediciones de los medidores SCADA de las líneas 230-3A, 230-4A, 230-3B, 230-4B y 230-11.

Punto de Interconexión al Sistema Principal de Transmisión en S/E Panamá: serán los registros en el patio 115 KV (equipamiento del Sistema Principal de Transmisión), de modo que se considerarán las mediciones del medidor SCADA de la línea 115-22.

Punto de Interconexión al Sistema Principal de Transmisión en Cáceres: serán los registros en el patio 115 KV (equipamiento del Sistema Principal de Transmisión), de modo que se considerarán las mediciones del medidor SCADA de las líneas 115-6 y 115-8.

Empresa de Distribución Eléctrica ELEKTRA Noreste S.A. (ELEKTRA)

Punto de Interconexión al Sistema Principal de Transmisión en S/E Panamá: serán los registros en el patio de 115 KV (equipamiento del Sistema Principal de Transmisión), para esta caso se considerarán los registros de los medidores SCADA de las líneas 115-9, 115-10 y 115-7.

Punto de Interconexión al Sistema Principal de Transmisión en S/E Panamá II: serán los registros en el patio de 230 KV (equipamiento del Sistema Principal de Transmisión), para esta caso será el promedio de los registros de las mediciones de los medidores SCADA de las líneas 230-1B, 230-2A, 230-1C y 230-2B.

Punto de Interconexión al Sistema Principal de Transmisión en línea 115-3 (S/E Chilibre): registros de las mediciones del medidor SCADA de las líneas 115-3A y 115-3B (equipamiento del Sistema Principal de Transmisión).

Gran Cliente Cemento Panamá S.A. (CPSA)

Punto de Interconexión al Sistema Principal de Transmisión en línea 115-4 (S/E CPSA): registros de las mediciones del medidor SCADA de la línea 115-4B y 115-4A (equipamiento del Sistema Principal de Transmisión).

Todos los valores a que se hace referencia en esta recopilación, para los niveles de tensión, se refieren exclusivamente a cuando las líneas estén operando normalmente, es decir se excluirán los registros de cuando las líneas están fuera de operación por mantenimiento o por fallas.

Si posteriormente a la aprobación de la presente Metodología Específica se presentan al Sistema Principal de Transmisión, nuevos puntos de interconexión o se eliminan algunos de los indicados, por parte de las Empresas de Distribución y Grandes Clientes, el CND propondrá al ERSP su inclusión o eliminación, según sea el caso, al presente listado. El ERSP deberá informar al CND su decisión al respecto.

2.3 Factores de Potencia

Los registros de los factores de potencia se realizará por medio del procesamiento de la información de potencia real y potencia reactiva de cada uno de los puntos de interconexión de las Empresas de Distribución y Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión con el procedimiento que se explica más adelante en este punto. Con esta información se realizará el cálculo del factor de potencia de la siguiente manera:

Para estos cálculos, el CND aplicará lo establecido en la Sección VII.2.1, es decir, considerar para cada Empresa de Distribución y Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, la sumatoria de la potencia real y potencia reactiva de todos los circuitos que concurren a un mismo punto de interconexión, para así determinar los factores de potencia, que cumplirá la siguiente expresión:

$$FP = \frac{MW}{\sqrt{(MW^2 + MVAR^2)}}$$

Dentro de esta sumatoria se tomará en cuenta la dirección de la potencia reactiva, con el objetivo de verificar el estatus de este indicador, es decir en atraso (-) o en adelanto (+).

Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí S.A. (EDECHI)

Punto de Interconexión de EDECHI en S/E Caldera: se considerarán los registros del medidor SCADA de la línea 115-19.

Punto de Interconexión de EDECHI en S/E Mata de Nance: se considerará la sumatoria de la potencia real y potencia reactiva de los registros de los medidores SCADA de las líneas 34-9, 34-10, 34-11 y 34-15.

Punto de Interconexión de EDECHI en S/E Progreso: se considerará la sumatoria de la potencia real y potencia reactiva de los registros de los medidores SCADA del punto T1 y de la línea 115-25.

Empresa de Distribución Eléctrica Metro – Oeste S.A. (EDEMET)

Punto de Interconexión de EDEMET en S/E Llano Sánchez:

- a) Se considerará la sumatoria de la potencia real y potencia reactiva de los registros de los medidores SCADA de las líneas 115-13, 115-14 y 115-27.
- b) Se considerarán los registros del medidor SCADA de la línea 34-30.

Punto de Interconexión de EDEMET en S/E Chorrera: se considerará la sumatoria de la potencia real y potencia reactiva de los registros de los medidores SCADA de los puntos T1 y T2.

Punto de Interconexión de EDEMET en S/E Panamá: se considerarán los registros de los medidores SCADA de la línea 115-22.

Punto de Interconexión de EDEMET en S/E Cáceres: se considerará la sumatoria de la potencia real y potencia reactiva de los registros de los medidores SCADA de las líneas 115-6 y 115-8.

Empresa de Distribución Eléctrica ELEKTRA Noreste S.A. (ELEKTRA)

Punto de Interconexión de ELEKTRA en S/E Panamá: se considerará la sumatoria de la potencia real y potencia reactiva de los registros de los medidores SCADA de las líneas 115-9, 115-10 y 115-7.

Punto de Interconexión de ELEKTRA en S/E Panamá II: se considerará la sumatoria de la potencia real y potencia reactiva de los registros de los medidores SCADA de las líneas 115-28, 115-29, 115-32, 115-33.

Punto de Interconexión de ELEKTRA en S/E Chilibre:

- a) Se consideraran los registros de los medidores SCADA de la línea 115-3A en el punto de interconexión con la subestación Chilibre.
- b) Se consideraran los registros de los medidores SCADA de la línea 115-3B en el punto de interconexión con la subestación Chilibre.

Gran Cliente Cemento Panamá S.A. (CPSA)

Punto de Interconexión de CPSA:

- a) Se consideraran los registros de los medidores SCADA de la línea 115-4A en el punto de interconexión con la subestación CPSA.
- b) Se consideraran los registros de los medidores SCADA de la línea 115-4B en el punto de interconexión con la subestación CPSA.

Autoridad del Canal de Panamá (ACP)

Punto de Interconexión de la ACP en S/E Cáceres⁽¹⁾: se considerarán los registros de los medidores SCADA de la línea 115-5.

⁽¹⁾ Nota: la línea 115-5, sólo se considerará como un punto de interconexión para la verificación del factor de potencia a la ACP, cuando se detecte que la energía sale del SIN y entra al sistema de la ACP a través de este punto.

Si posteriormente a la aprobación de la presente Metodología Específica se dan nuevos puntos de interconexión de Distribuidores y Grandes Clientes al Sistema Principal de Transmisión, el CND propondrá al ERSP su inclusión o eliminación, según sea el caso, al presente listado. El ERSP deberá informar al CND su decisión al respecto.

De presentarse con posterioridad, mejores alternativas para obtener los registros, tanto en los niveles de tensión como en los factores de potencia, el CND le propondrá al ERSP este nuevo procedimiento para su evaluación y aprobación. Habiéndose aprobado, entonces el CND lo considerará para los cálculos correspondientes.

2.4 Curvas P/Q

Para el caso de los incumplimientos por parte de los Generadores a la curva P/Q, éstas serán consideradas exclusivamente cuando el CND le solicite explícitamente la operación en cierto punto de esta curva. Al detectarse el incumplimiento, el CND procederá a registrarlo en la bitácora correspondiente indicando la potencia reactiva solicitada al Generador y la potencia reactiva real entregada. Esta información deberá ser incluida en la Base de Datos indicada en el punto No. 2.1.4.

3. DATOS FALTANTES

La fuente primaria de los datos para los niveles de tensión y factores de potencia es el SCADA. Si por cualquier motivo no se cuenta con registros del sistema SCADA, el CND deberá aplicar el siguiente procedimiento para complementar la información:

- i) Recurrir, de aplicar, al Sistema de Medición Comercial (SMEC) y tomar de ahí la información correspondiente,
- ii) De no aplicar el punto anterior, entonces el CND deberá considerar como válido el registro del SCADA inmediatamente anterior al dato faltante.
- iii) Si faltan más de dos (2) registros consecutivos, el CND deberá realizar un análisis para estimar la data faltante, los valores obtenidos deberán ser acordados con el Agente del Mercado involucrado. De no haber acuerdo, el CND deberá elevar la discrepancia al ERSP quien decidirá en instancia última. Si la decisión del ERSP no se da antes de la elaboración del Informe Mensual correspondiente, el CND deberá utilizar los valores resultantes de sus análisis. De ser necesario, posteriormente el CND deberá realizar los ajustes correspondientes.
- iv) Ante casos no contemplados en el presente procedimiento, el CND deberá realizar el análisis respectivo y someter a consideración del ERSP una propuesta para llenar la data faltante. Para este caso aplica lo señalado en el punto anterior en cuanto a la opinión del ERSP y la elaboración del Informe Mensual.

En la Base de Datos se deberá indicar cuáles registros han sido obtenidos del sistema SCADA, cuales del SMEC y cuales estimados.

4. APLICACIÓN DE LOS RECARGOS Y RETRIBUCIONES

A continuación se detalla el procedimiento de cómo se determinarán los incumplimientos en los niveles de tensión, factores de potencia y curvas P/Q.

4.1 Nivel de Tensión

Para lo que respecta a la Sección VII.3.2 del Reglamento de Transmisión el CND deberá realizar el siguiente procedimiento:

Determinación del ComDesc (MVAR requeridos para evitar la violación)

$$\text{ComDesc} = (\text{ComDesc } 1 + \text{ComDesc } 2 + \text{ComDes } 3 + \text{ComDesc } 4) / \text{PP},$$
 donde:

ComDesck = Total de MVAR requeridos en la hora para evitar el incumplimiento

~~ComDesc~~ 1: MVAR requeridos para evitar el incumplimiento en el cuarto No.1

ComDesc 2: MVAR requeridos para evitar el incumplimiento en el cuarto No.2

ComDesc 3: MVAR requeridos para evitar el incumplimiento en el cuarto No.3

ComDesc 4: MVAR requeridos para evitar el incumplimiento en el cuarto No.4

PP: cantidad de cuartos de horas en donde se detectaron violaciones en los niveles de tensión.

Determinación del HsDesc (cantidad de horas en donde existe el incumplimiento)

HsDesck = será las fracciones de horas correspondientes a la cantidad de cuartos (cada 15 minutos) en donde se detectaron incumplimientos, es decir podrán ser 0.25h, 0.50h, 0.75h, 1h, dependiendo de los cuartos con incumplimientos.

Determinación de Vr (Valor Unitario de Compensación de Potencia Reactiva)

De acuerdo al artículo No.107 del Reglamento de Transmisión este valor es de 3.74 B./MVarh.

Considerando esta formulación se pueden tener los siguientes escenarios:

- Incumplimiento de un registro (1/4 de hora) dentro de una hora:

Ejemplo:

Cuarto No.1: cumple, ComDesc 1 = 0

Cuarto No.2 incumple, ComDesc 2 = "A" MVAR

Cuarto No.3: cumple, ComDesc 3 = 0

Cuarto No.4: cumple, ComDesc 4 = 0

"A" es la cantidad de MVAR requeridos para evitar el incumplimiento.

HsDesc = 0.25h

Recargo = Vr*ComDesc*HsDesc

Recargo = 3.74*A*0.25

- Incumplimiento de más de un registro (1/4 de hora) dentro de una hora:

Ejemplo:

Cuarto No.1: cumple, ComDesc 1 = 0

Cuarto No.2: incumple, ComDesc 2 = "A" MVAR

Cuarto No.3: incumple, ComDesc 3 = "B" MVAR

Cuarto No.4: cumple, ComDesc 4 = 0

$$\text{ComDesc} = (\text{ComDesc } 2 + \text{ComDesc } 3) / 2$$

ComDesc = $(A + B) / 2$ es la cantidad de MVAR requeridos para evitar el incumplimiento.

Para el caso del período de duración, HsDesc, para este caso sería de $= 0.5$ h

$$\text{Recargo} = 3.74 * (A + B) / 2 * 0.5$$

La determinación del recargo total de un mes será la suma de todos los recargos horarios que existan en dicho mes.

El valor de ComDesc será determinado por el CND mediante análisis de flujo de potencia en estado estable considerando las condiciones del SIN al momento del incumplimiento. Estos análisis deberán estar disponibles para los Agentes del Mercado. De existir desacuerdos en los resultados del análisis de flujo de potencia que determinaron el ComDesc, el CND deberá elevar el conflicto al ERSP quien decidirá en instancia última. Hasta tanto el ERSP resuelva este conflicto el CND utilizará los valores obtenidos de sus análisis.

4.2 Factor de Potencia

En lo que respecta a la Sección VII.3.3 del Reglamento de Transmisión relativo al incumplimiento de los factores de potencia de las Empresas de Distribución y Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, el CND deberá realizar el siguiente procedimiento:

1) Cálculo de la energía reactiva requerida para evitar el incumplimiento

Conocido el valor promedio de la potencia activa del cuarto de hora detectado con incumplimiento (MW), se determina la energía activa correspondiente (MWh) como:

$$\text{MWh} = 0.25 \times \text{MW},$$

Donde:

MW = potencia real promedio en el cuarto detectado con incumplimiento

Posteriormente se determinan los MVARhLim de este cuarto:

$$\text{MVARhLim} = \text{MWh} \times \text{TAN}(\text{ARCCOS}(\text{FPlim})), \text{ en donde}$$

MVARhLim: MVARh correspondiente a la energía activa promedio para evitar el incumplimiento

FPlim = factor de potencia límite en el cuarto de hora para evitar la incumplimiento

Para calcular la energía reactiva requerida DeltaMVARh del cuarto de hora para evitar el incumplimiento, se determina el valor absoluto de la diferencia entre MVARh real y MVARhLim, así:

DeltaMVARh del Cuarto de Hora = ABS (MVARh – MVARhLim), en donde

$$\text{MVARh} = 0.25 \times \text{MVAR}$$

MVAR: potencia reactiva promedio en el cuarto de hora detectado con incumplimiento

2) Determinación de DeltaMVARh (DeltaMVARh) de aplicación horaria

DeltaMVARh = (DeltaMVARh₁ + DeltaMVARh₂ + Delta MVARh₃ + Delta MVARh₄), donde:

DeltaMVARh₁ = diferencia entre MVARh real y MVARh límite en el cuarto No.1

DeltaMVARh₂ = diferencia entre MVARh real y MVARh límite en el cuarto No.2

DeltaMVARh₃ = diferencia entre MVARh real y MVARh límite en el cuarto No.3

DeltaMVARh₄ = diferencia entre MVARh real y MVARh límite en el cuarto No.4

3) Determinación de Vr (Valor Unitario de Compensación de Potencia Reactiva)

De acuerdo al artículo No.107 del Reglamento de Transmisión este valor es de 3.74 B./MVARh.

Considerando esta formulación se pueden tener los siguientes escenarios:

- Incumplimiento de un registro (1/4 de hora) dentro de una hora:

Ejemplo:

Cuarto No.1: cumple, DeltaMVARh₁ = 0

Cuarto No.2: incumple, DeltaMVARh₂ = "A" MVARh

Cuarto No.3: cumple, DeltaMVARh₃ = 0

Cuarto No.4: cumple DeltaMVARh₄ = 0

$$\text{DeltaMVARh} = \text{"A"} \text{ MVARh}$$

$$\text{Recargo} = 3.74 * \text{"A"} \text{ MVARh}$$

- Incumplimiento de más de un registro (1/4 de hora) dentro de una hora:

Ejemplo:

Cuarto No.1: cumple, DeltaMVARh₁ = 0

Cuarto No.2: incumple, DeltaMVARh₂ = "A" MVARh

Cuarto No.3: incumple, DeltaMVARh₃ = "B" MVARh

Cuarto No.4: cumple DeltaMVARh₄ = 0

$$\text{DeltaMVARh} = \text{"A"} \text{ MVARh} + \text{"B"} \text{ MVARh}$$

$$\text{Recargo} = 3.74 * (\text{"A"} \text{ MVARh} + \text{"B"} \text{ MVARh})$$

La determinación del recargo total de un mes será la suma de todos los recargos horarios que existan en dicho mes.

4.3 Curvas P/Q

El incumplimiento de esta norma deberá ser registrada en la bitácora del CND, indicando la potencia reactiva solicitada, la potencia reactiva efectivamente registrada, la cual se tomará de los registros del historiador del SCADA.

Para el caso del incumplimiento a las curvas P/Q, la violación deberá indicar la potencia reactiva dejada de aportar, indicado "MVARInd" señalada en la Sección VII.3.3 del Reglamento de Transmisión. Una vez detectado el incumplimiento por el CND en la hora j , el mismo permanecerá para las siguientes etapas horarias mientras el CND le requiera al Generador i la misma potencia real "X" MW. Si en la hora $(j+1)$, el CND solicita al Generador i que varíe su potencia real "X", deberá solicitar el nuevo requerimiento de potencia reactiva según la curva P/Q, y determinar nuevamente el incumplimiento o no del Generador i .

Ejemplo:

Generador "A", de acuerdo a su curva P/Q puede entregar "X" en MW y "Y" en MVAR. En tiempo real, el Generador está entregando "X" MW y "Z" MVAR ($Z < Y$) y el CND le solicita subir a "Y" MVAR y el Generador declara no poder.

$$\text{MVARInd: "Y" MVAR} - \text{"Z" MVAR}$$

$$\text{Recargo: } 3.74 * (\text{"Y" MVAR} - \text{"Z" MVAR})$$

El incumplimiento permanecerá mientras el CND, le requiera al Generador la misma potencia real "X" MW; cuando este valor de "X" MW varíe a solicitud del CND, se considerará que el incumplimiento ha finalizado.

4.4 Impacto Monetario

Toda esta información de los incumplimientos de los niveles de tensión, factores de potencia y curvas P/Q deberán estar incluidas en las Bases de Datos de Incumplimientos respectivos. Para la determinación del impacto monetario de estos incumplimientos, el CND utilizará una aplicación informática la cual se encargará de los cálculos de los recargos de aquellos Agentes del Mercado que hayan incumplido los criterios de calidad antes señalados. De igual manera esta aplicación informática realizará los cálculos de las retribuciones respectivas y su posterior asignación a i) los Agentes del Mercado, de aplicar, debido al aporte de potencia reactiva para evitar el incumplimiento ó ii) a las Empresas de Distribución y Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión. Esta herramienta estará disponible a todos los Agentes del Mercado, para que éstos puedan comprobar los resultados.

Los recargos que corresponda a generación obligada requerida por violación a los niveles de tensión, factores de potencia y curvas P/Q, el CND aplicará lo contenido en las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad y la Metodología de Detalle a Aplicar cuando hay Generación Obligada, aprobada por el Comité Operativo. Además si un Generador es requerido por el CND para operar como motor sincrónico, se le reconocerá el costo por potencia activa comprada en el mercado ocasional en que incurra por esta operación y le será asignada al Agente del Mercado que no cumplió con su obligación en referencia a los niveles de tensión, factor de potencia o curvas P/Q, que será determinado por el CND.

4.5 Intercambio de Información

Como se señaló anteriormente la recopilación de información con respecto a los niveles de tensión, factores de potencia y curvas P/Q se realizarán mediante la conformación de cuatro (4) Base de Datos, una (1) de registro general y las otras tres (3) relacionadas con los registros detectados con incumplimientos.

Para el caso de los niveles de tensión, y de acuerdo al artículo No. 111 del Reglamento de Transmisión, los Agentes del Mercado interesados le deberán requerir a ETESA, los registros correspondientes.

Para los casos de factores de potencia y curvas P/Q, los Agentes del Mercado interesados le deberán requerir al CND, los registros correspondientes.

Todos los viernes, o el día hábil anterior, el CND publicará en su hoja WEB la información comercial de la aplicación de los incumplimientos del mes transcurridos hasta el viernes anterior al día de la publicación, los cuales serán tomados en cuenta para los recargos y retribuciones a que hace referencia la Sección VII.3.4 del Reglamento de Transmisión. De haber cambios en la periodicidad de esta entrega, esto deberá ser informado por el CND a los Agentes del Mercado y al ERSP.

5. INFORME MENSUAL DE RECARGOS Y RETRIBUCIONES POR INCUMPLIMIENTOS EN LOS NIVELES DE TENSIÓN, FACTORES DE POTENCIA Y CURVAS P/Q A LOS AGENTES DEL MERCADO

Finalizado el proceso del cálculo mensual de las penalidades por incumplimiento a los niveles de tensión, factores de potencia y curvas P/Q y atendiendo la Sección VII.3.4 del Reglamento de Transmisión, el CND preparará el "Informe Mensual de Recargos y Retribuciones por Incumplimientos a los Niveles de Tensión, Factores de Potencia y Curvas P/Q" en el cual se informará:

Nivel de Tensión

- i) Prestador del Servicio Público de Transmisión con incumplimiento(s)
- ii) Fecha, hora, registro del incumplimiento(s)

- iii) Monto en MVAR del incumplimiento(s)
- iv) Monto total en dinero del incumplimiento(s)
- v) Informar, de aplicar, al Agente del Mercado⁽²⁾ al que deberá retribuir el monto de dinero del(os) incumplimiento(s)
- vi) Informar, de no aplicar el punto anterior, el monto asignado como retribución a cada Empresa de Distribución y Gran Cliente conectado al Sistema Principal de Transmisión del(os) incumplimiento(s), el cual deberá ser proporcional a la demanda afectada

⁽²⁾ Este numeral aplica, si efectivamente en la operación en tiempo real, el CND utilizó equipamiento de un tercero para minimizar o evitar el incumplimiento. Lo anterior deberá quedar registrado en la bitácora del CND y en la Base de Datos de Incumplimiento de Niveles de Tensión.

Factor de Potencia

- i) Empresas de Distribución, Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión con incumplimiento(s)
- ii) Fecha, hora, registro del incumplimiento(s)
- iii) Monto en MVAR del incumplimiento(s)
- iv) Monto total en dinero del incumplimiento(s)
- v) Informar, de aplicar, al Agente del Mercado⁽³⁾ al que deberá retribuir el monto de dinero del(os) incumplimiento(s)
- vi) Informar, de no aplicar el punto anterior y de no haber incumplimiento en los niveles de tensión, el monto asignado como retribución a cada Empresa de Distribución, el cual deberá ser proporcional a sus demandas
- vii) Informar, de no aplicar el punto v) y de haber incumplimiento en los niveles de tensión, el monto asignado como retribución a cada Empresa de Distribución y Gran Cliente conectado al Sistema Principal de Transmisión, el cual deberá ser proporcional a la demanda afectada

⁽³⁾ Este numeral aplica, si efectivamente en la operación en tiempo real, el CND utilizó equipamiento de un tercero para minimizar o evitar el incumplimiento. Lo anterior deberá quedar registrado en la bitácora del CND y en la Base de Datos de Incumplimiento de los factores de potencia.

Curva P/Q

- i) Generadores con incumplimiento(s)
- ii) Fecha, hora, registro del incumplimiento(s)
- iii) Monto en MVAR del incumplimiento(s)
- iv) Monto total en dinero del incumplimiento(s)
- v) Informar, de aplicar, al Agente del Mercado⁽⁴⁾ al que deberá retribuir el monto de dinero del(os) incumplimiento(s)
- vi) Informar, de no aplicar el punto anterior y de no haber incumplimiento en los niveles de tensión, el monto asignado como retribución a cada Empresa de Distribución, el cual deberá ser proporcional a sus demandas
- vii) Informar, de no aplicar el punto v) y de haber incumplimiento en los niveles de tensión, el monto asignado como retribución a cada

Empresa de Distribución y Gran Cliente conectado al Sistema Principal de Transmisión, el cual deberá ser proporcional a la demanda afectada

⁽⁴⁾ Este numeral aplica, si efectivamente en la operación en tiempo real, el CND utilizó equipamiento de un tercero para minimizar o evitar el incumplimiento. Lo anterior deberá quedar registrado en la bitácora del CND y en la Base de Datos de Incumplimiento de las Curvas P/Q.

A más tardar a los quince (15) días de cada mes, el CND deberá publicar el informe antes señalado, correspondiente al mes anterior, en su hoja WEB en la Zona de Participantes. El CND informará a los Agentes del Mercado cuando está disponible en su hoja WEB el informe en referencia. A partir de ese momento, los Agentes del Mercado tendrán 7 días calendario, contados a partir del día siguiente al día de la publicación en la hoja WEB, para presentar sus reclamaciones al CND. Los reclamos deberán ser presentados de manera escrita dirigidas al Gerente del CND, dentro de los horarios de oficina acordados. El reclamo deberá contener, como mínimo, el incumplimiento que se objeta, la razón del desacuerdo contemplando todas las justificaciones correspondientes.

Recibidos los reclamos a un informe en particular, el CND enviará toda la documentación al ERSP, quien decidirá en última instancia, de acuerdo a lo que indica la Sección VII.3.4 del Reglamento de Transmisión. Recibida la opinión del ERSP sobre los reclamos, el CND procederá a realizar los ajustes correspondientes y los informará a los Agentes del Mercado por medio de su hoja WEB.

Los informes mensuales que no hayan sido objeto de reclamos deberán ser remitidos al ERSP con carácter informativo y los mismos tendrán plena vigencia y son de estricto cumplimiento por los agentes del mercado. Igualmente, en los casos en que existan reclamos y los mismos sean aceptados y aprobados por el ERSP, los informes finales que el CND ajuste, deberán ser remitidos al ERSP con carácter informativo y los mismos tendrán plena vigencia y son de estricto cumplimiento por los agentes del mercado.

6. PROCEDIMIENTO DE MODIFICACIÓN

El CND o cualquier agente conectado al Sistema Principal de Transmisión podrá hacer una Solicitud de Modificación a la presente Metodología. La Solicitud de Modificación deberá estar debidamente sustentada. En el caso de que la Solicitud de Modificación provenga de un agente, la misma se deberá solicitar ante el CND, quien deberá analizarla y remitir un informe al ERSP con su opinión a más tardar 30 días calendarios después de recibida la solicitud. Cuando la solicitud de modificación provenga del CND, la misma deberá ser remitida al ERSP para su análisis. En todo caso, el ERSP analizará la propuesta de modificación en un plazo no mayor de 30 días calendarios y comunicará al CND su decisión. De considerar el ERSP que la Solicitud de Modificación procede, se hará una Consulta Pública para recibir comentarios a la propuesta de modificación.