

REPÚBLICA DE PANAMÁ
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN N° 2356-Elec **Panamá, 7 de enero de 2009**

“Por la cual se aprueban modificaciones a 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, aprobada mediante Resolución JD-5851 de 15 de junio de 2006, modificada por las Resoluciones AN N° 074-Elec de 15 de junio de 2006 y AN N° 2149-Elec de 17 de octubre de 2008”

El Administrador General,
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reestructuró el Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 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 N° 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 al 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 mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, se aprobó el Reglamento de Operaciones, en cuyo Título VII "Normas de Calidad de Servicio del Sistema de Transmisión" 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, así mismo, el Título VII "Normas de Calidad de Servicio" del Reglamento de Operación establece 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 en el artículo 144 del Título VII, en referencia, se establece que el Centro Nacional de Despacho (en adelante CND) 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;
6. Que mediante Resolución JD-5851 de 16 de febrero de 2006, modificada por la Resolución AN N° 074-Elec de 15 de junio de 2006, esta Entidad Reguladora aprobó 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 (en adelante la METODOLOGÍA);
7. Que mediante Resolución AN N° 2002-Elec de 22 de agosto de 2008 la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante ASEP) aprobó la realización de una Consulta Pública, con la finalidad de someter a consideración de la ciudadanía nuevas modificaciones a la METODOLOGÍA;
8. Que luego de culminado el proceso de Consulta Ciudadana, mediante Resolución AN N° 2149-Elec de 17 de octubre de 2008, se aprobaron cambios a la



Resolución AN N° 2256-Elec
de 7 de enero de 2009
Página N° 2

METODOLOGÍA específicamente relacionados con el numeral 2.3, referente al procedimiento de cálculos de los Factores de Potencia;

9. Que el numeral 2.2 de la METODOLOGÍA, referente a los Niveles de Tensión, establece lo siguiente:

“2.2 Niveles de Tensión

...

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 a la ASEP su inclusión o eliminación, según sea el caso, al presente listado. La ASEP deberá informar al CND su decisión al respecto.”

10. Que en este mismo sentido, la parte final del numeral 2.3 de la METODOLOGÍA referente al el cálculo del factor de potencia establece lo siguiente:

“2.3 Factores de Potencia

...

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 a la ASEP su inclusión o eliminación, según sea el caso, al presente listado. La ASEP deberá informar al CND su decisión al respecto...”

11. Que a través de las notas ETE-DEOI-CND-ME-253-08 y ETE-DEOI-CND-ME-347-08, el CND solicitó a la ASEP modificaciones a la METODOLOGÍA, que incluyen entre otras cosas el establecimiento de un nuevo procedimiento para la determinación de los niveles de voltaje y el factor de potencia al Gran Cliente Cemento Panamá, S.A.;
12. Que en el proceso de análisis de la solicitud presentada por el CND, la ASEP llevó a cabo una revisión de las líneas de 230 kV del Sistema Interconectado Nacional en la cual pudo percatarse que las líneas 230-12 y 230-13 no habían sido incluidas en la METODOLOGÍA vigente;
13. Que culminado el proceso de revisión y evaluación, esta Entidad Reguladora considera procedente llevar a cabo las modificaciones a la METODOLOGÍA que se describen a continuación:
- 13.1 Punto de Interconexión del Gran Cliente Cemento Panamá, S.A., tanto para los niveles de tensión como para el factor de potencia, en razón de la interconexión de la planta de generación El Giral a la S/E Cemento Panamá, por lo cual se reubican al T1 de Cemento Panamá;
- 13.2 Puntos de interconexión de EDECHI en la S/E Progreso para el factor de potencia, los cuales se reubican en los circuitos 34-41 y 34-42;
- 13.3 Agregar puntos de interconexión para EDEMET en la S/E Llano Sánchez para los niveles de tensión, por la entrada en operación de las líneas 230-12 y 230-13;
- 13.4 Agregar puntos de interconexión para ELEKTRA en la S/E Panamá II para los niveles de tensión, por la entrada en operación de las líneas 230-12 y 230-13;
14. Que la aprobación de los puntos de interconexión anteriormente enunciados, tanto para el cálculo de los Niveles de Tensión y el Factor de Potencia, no implica la

[Handwritten signature]
es del
- 2011

Resolución AN N° 2356-Elec
de 7 de enero de 2009
Página N° 3

necesidad de llevar a cabo un nuevo proceso de consulta ciudadana, toda vez la METODOLOGÍA otorga a la ASEP la potestad de aprobarlos, previa solicitud del CND, por lo que el Administrador General,

RESUELVE:

PRIMERO: MODIFICAR los numerales 2.2 Niveles de Tensión y 2.3 Factores de Potencia, de 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, aprobada mediante Resolución JD-5851 de 16 de febrero de 2006, modificada por las Resoluciones AN N° 074-Elec de 15 de junio de 2006 y AN N° 2149-Elec de 17 de octubre de 2008, tal como se establece en el Anexo A de la presente Resolución, de la que forma parte integral.

SEGUNDO: COMUNICAR que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos emitirá una versión unificada que contenga todos los cambios aprobados a través de la presente resolución.

TERCERO: ADVERTIR que queda vigente e inalterable el resto de la Resolución JD-5851 de 16 de febrero de 2006 y demás modificaciones.

CUARTO: Esta Resolución rige a partir de su notificación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley N° 10 de 22 de febrero de 2006. Ley 6 de 3 de febrero de 1997; Ley N° 6 de 22 de enero de 2002. Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones.

NOTIFÍQUESE, PÚBLIQUESE Y CÚMPLASE,


VICTOR CARLOS URRUTIA G.
Administrador General

En Panamá a los once (11) días

del mes de ENERO de 20 09

diez a las 3:00 de la tarde

Notifico al Sr. Antonio Gueffé (C.N.D.) de la

Resolución que antecede Antonio Gueffé
8-203-5001

En Panamá a los quince (15) días

del mes de ENERO de 20 09

diez mil nueve a las 11:00 de la mañana

Notifico al Sr. Javier Riquelme (E.N.) de la

Resolución que antecede Javier Riquelme
8-1251950



ANEXO – A

Se modifican los numerales 2.2 Niveles de Tensión y 2.3 Factores de Potencia, de la Resolución JD-5851 de 16 de febrero de 2006, modificada por la Resolución AN N° 074-Elec de 15 de junio de 2006 y modificada por la Resolución AN N° 2149 de 17 de octubre de 2008, los cuales quedaran de la siguiente manera:

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, 230-12, 230-13, 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 y 115-38.

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 este caso será el promedio de los registros de las mediciones de los medidores SCADA de las líneas 230-1B, 230-2A, 230- 1C, 230-2B, 230-12, y 230-13.

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 de CPSA: registros de las mediciones del medidor SCADA del T1.

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.

Para los casos de las empresas de distribución y Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, los registros a considerar para la determinación de los factores de potencia serán aquellos en donde se detecte que la energía real o activa (kW) sale del Sistema Principal de Transmisión y entra al sistema de distribución correspondiente o al sistema del Gran Cliente, independientemente de la dirección de la energía reactiva (kVAR).

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:

$$FP = MW / (MW^2 + MVAR^2)^{1/2}$$

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:

- a) se considerará la sumatoria de la potencia real y potencia reactiva de los registros de los medidores SCADA de las líneas 34-41 y 34-42.
- b) se consideraran los registros del medidor SCADA de la línea 115-25.

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

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

Se considerará la sumatoria de la potencia real y potencia reactiva de los registros de los medidores SCADA de las líneas 34-30, 115-13, 115-14 y 115-27.

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 del punto T1 y T2.

Punto de Interconexión de EDEMET en S/E Panamá y S/E Cáceres: se considerarán los registros de las líneas de los medidores SCADA de las líneas 115-6, 115-8, 115-22, 115-38, y del medidor SCADA ubicado en la S/E Cerro Viento de la línea 115-11; para lo cual se determinarán las direcciones de los flujos de energía activa y reactiva, por separado, para cada período de los registros y para cada línea. Luego se sumarán los registros correspondientes a la energía activa, al igual que los correspondientes a la energía reactiva, tomando en consideración la convención de signos que establezca el CND para el caso cuando el flujo sea positivo, al igual que cuando el flujo sea negativo.

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 considerarán los registros de las líneas de los medidores SCADA de las líneas 115-32, 115-33, 115-28, 115-29, y del medidor SCADA ubicado en la S/E Cerro Viento de la línea 115-11; para lo cual se determinarán las direcciones de los flujos de energía activa y reactiva, por separado, para cada período de los registros y para cada línea. Luego se sumarán los registros correspondientes a la energía activa, al igual que los correspondientes a la energía reactiva, tomando en consideración la convención de signos que establezca el CND para el caso cuando el flujo sea positivo, al igual que cuando el flujo sea negativo.

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: registros de las mediciones del medidor SCADA del T1.

Autoridad del Canal de Panamá (ACP)

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

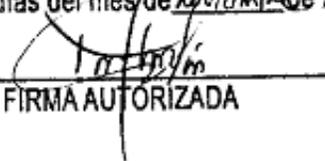
⁽¹⁾ Nota: la línea 115-5, sólo se considerará como un punto de interconexión para la verificación del factor de potencia a la ACP, cuando se detecte que la energía sale del SIN y entra al sistema de la ACP a través de este punto.

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 a 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.

El presente Documento es fiel copia de su Original Según
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad
Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 29 días del mes de noviembre de 20 11


FIRMA AUTORIZADA

sal.