

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

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

Junio 2025

APROBADA MEDIANTE RESOLUCIÓN No. JD-5851 del 16 de febrero de 2006, Y MODIFICADA MEDIANTE LAS RESOLUCIONES AN No. 074-Elec de 15 de junio de 2006, AN No. 2149-Elec de 17 de octubre de 2008, AN No. 2356-Elec de 8 de enero de 2009, AN No. 3014-Elec de 19 de octubre de 2009, AN No. 4841-Elec de 26 de octubre de 2011, AN No. 4996-Elec de 15 de diciembre de 2011, y AN No. 5128-Elec de 10 de febrero de 2012, Nota DSAN No. 0677-2012, Nota DSAN No. 2441-2012, Nota DSAN No. 2594-2012, Nota DSAN No. 2729-2012, Nota DSAN No. 0335-2014, Nota DSAN No. 0170-17, Nota DSAN No. 3096-17, Nota DSAN-0399-18, Nota DSAN-2383-19, DSAN-1636-20 y DSAN-1218-21.

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

1. 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 período de 15 minutos, y serán divididas entre la cantidad de mediciones comprendidas en este período. 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 con el 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, 230-6C y 230-9A.

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 230-9B, 230-27, 230-28A y 230-10.

Punto de Interconexión al Sistema Principal de Transmisión en S/E Cañazas: 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 230-29 y 230-30.

Punto de Interconexión al Sistema Principal de Transmisión en S/E Changuinola: 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 230-21, 230-20B y 230-30.

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 230-3C, 230-4C, 230-5A, 230-6A, 230-12C, 230-13C, 230-14A, 230-15A, 230-49B, 230-50, 230-51 y 230-52.

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, 230-11, 230-47B, 230-48B, 230-49A y 230-50.

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.

Punto de Interconexión al Sistema Principal en S/E El Higo: 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, 230-3C y 230-4C.

Punto de Interconexión al Sistema Principal en S/E Burunga: serán los registros en el patio de 230 KV (equipamiento del Sistema Principal de Transmisión), para este caso será el registro de la medición SCADA del transformador T1.

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 este 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, 230-2B, 230-1C, 230-2C, 230-12A, 230-13A, 230-54A y 230-55A.

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).

Punto de Interconexión al Sistema Principal de Transmisión en S/E 24 de Diciembre: 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 230-2A y 230-2B.

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

2.3 Factores de Potencia

Los registros de los factores de potencia se realizarán 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 adelante (+).

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 115-47, 34-9, 34-10, 34-11 y 34-15, y de las centrales de generación: Central Hidroeléctrica Los Planetas, Central Hidroeléctrica Los Planetas II, Central Hidroeléctrica Dolega, Central Hidroeléctrica San Lorenzo, Central Solar Chiriquí, Central Solar Andreas Power, Central Solar San Juan Solar, Central Solar UP1, Central Solar UP2, Central Solar UP3, Central Solar UP4.

Punto de interconexión EDECHI en S/E Cañazas: se considerará la sumatoria de la potencia real y potencia reactiva de los registros del medidor SCADA en el lado de 230 kV del transformador T1.

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 consideran los registros del medidor SCADA de la línea 115-25.
- c) se considerará la sumatoria de la potencia real y potencia reactiva de los registros de los medidores SCADA de las centrales de generación: Central Solar Caldera, Central Solar Sol de David, Central Solar Esperanza Solar, Central Solar Estí Solar.

Punto de Interconexión al Sistema Principal de Transmisión en S/E Changuinola: se considerará la sumatoria de la potencia real y potencia reactiva de los registros de los medidores SCADA de las líneas 34-54 y 34-55 en la S/E Changuinola.

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 34-30A, 115-13, 115-14 y 115-27; así como los registros de los medidores SCADA correspondientes a las centrales de generación: Central Hidroeléctrica El Fraile, Central Hidroeléctrica La Yeguada, Central Solar Divisa Solar 10MW, Central Solar Los Ángeles, Central Solar Don Félix, Central Solar El Fraile Solar, Central Solar Pocrí, Central Solar Estrella Solar, Central Solar Coclé, Central Solar Paris, Central Solar El Espinal, Central Solar Sarigua, Central Solar Coclé Solar 1, Central Solar Santiago Gen 1, Central Solar Daconan Star Solar, Central Solar Pesé Solar, Central Solar Mayorca Solar, Central Solar Jaguito Solar, Central Solar Los Santos Solar, Central Solar Río de Jesús, Central Solar Oro Solar, Central Solar La Villa Solar, Central Solar Chupampa Solar.

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, T2 y T3, la línea 115-54, Central Solar Bejuco Solar, Central Solar Mendoza Solar, Central Solar MASPV1, Central Solar Chame Solar, Central Solar MASPV2, Central Solar Capira Solar, Central Solar La Cantera, Central Solar Brillo Solar.

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.

Punto de Interconexión de EDEMET en S/E El Higo: se considerará la sumatoria de la potencia real y potencia reactiva de los registros de los medidores SCADA en el lado de 230 kV del transformador T1, y de las centrales de generación: Central Hidroeléctrica Hidro Panamá, Central Solar

Farallón Solar, Central Solar Antón Solar, Central Solar Rodeo Solar, Central Solar San Carlos Solar.

Punto de Interconexión de EDEMET en S/E Burunga: se considerará la potencia real y potencia reactiva del registro del medidor SCADA del transformador T1.

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

Punto de Interconexión de ELEKTRA en S/E Panamá: se considerarán los registros de los medidores SCADA de las líneas 115-9, 115-10, 115-7, 115-35 (S/E Santa María) y S/E Miraflores, y de la central de generación: Central Cerro Patacón; 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 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 considerarán los registros de los medidores SCADA de la línea 115-3A en el punto de interconexión con la subestación Chilibre.
- b) Se considerarán los registros de los medidores SCADA de la línea 115-3B en el punto de interconexión con la subestación Chilibre.

Punto de interconexión de ELEKTRA en S/E 24 de Diciembre: se considerará la sumatoria de la potencia real y potencia reactiva de los registros del medidor SCADA en el lado de 230 KV de los transformadores T1 y T2.

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⁽¹⁾: se consideraran los registros de los medidores SCADA de la línea 115-5 y de la línea 115-35.

⁽¹⁾ Nota: la línea 115-5 como la 115-35, 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.

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, cuáles 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)

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

donde:

ComDesc = 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)

HsDesc = 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.

$$\text{HsDesc} = 0.25\text{h}$$

$$\text{Recargo} = V_r * \text{ComDesc} * \text{HsDesc}$$

$$\text{Recargo} = 3.74 * A * 0.25$$

- 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:

$$MWh = 0.25 \times MW,$$

Donde:

MW = potencia real promedio en el cuarto detectado con incumplimiento

Posteriormente se determinan los MVARhLim de este cuarto:

$$MVARhLim = MWh \times \tan(\arccos(FPlim)), \text{ en donde}$$

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

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

$$MVARh = 0.25 \times MVAR$$

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:

ΔMVARh_1 = diferencia entre MVARh real y MVARh límite en el cuarto No.1

ΔMVARh_2 = diferencia entre MVARh real y MVARh límite en el cuarto No.2

ΔMVARh_3 = diferencia entre MVARh real y MVARh límite en el cuarto No.3

ΔMVARh_4 = 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, $\Delta\text{MVARh}_1 = 0$

Cuarto No.2: incumple, $\Delta\text{MVARh}_2 = \text{“A” MVARh}$

Cuarto No.3: cumple, $\Delta\text{MVARh}_3 = 0$

Cuarto No.4: cumple $\Delta\text{MVARh}_4 = 0$

$\Delta\text{MVARh} = \text{“A” MVARh}$

Recargo = 3.74*“A” MVARh

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

Ejemplo:

Cuarto No.1: cumple, $\Delta\text{MVARh}_1 = 0$

Cuarto No.2: incumple, $\Delta\text{MVARh}_2 = \text{“A” MVARh}$

Cuarto No.3: incumple, $\Delta\text{MVARh}_3 = \text{“B” MVARh}$

Cuarto No.4: cumple $\Delta\text{MVARh}_4 = 0$

$\Delta\text{MVARh} = \text{“A” MVARh} + \text{“B” MVARh}$

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

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.

MVARInd: “Y” MVAR – “Z” MVAR

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 dirigidos 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

Cualquier agente conectado al Sistema Principal de Transmisión, podrá hacer al CND una solicitud de modificación a la presente Metodología. Una vez recibida dicha solicitud, el CND deberá confeccionar un informe debidamente sustentado con su opinión, y un documento con los cambios y modificaciones

propuestos a la Metodología, y remitirlos a la ASEP, a más tardar 30 días calendario después de recibida la solicitud.

El CND también podrá solicitar modificación a la presente Metodología, en este caso, la presentará a la ASEP, debidamente sustentada y acompañada de un documento con los cambios y modificaciones propuestos a la Metodología.

En ambos casos, la ASEP analizará la propuesta de modificación recibida del CND, en un plazo no mayor de 30 días calendario y comunicará al CND su no objeción a la propuesta recibida, en caso de aceptar la misma. En los casos en que los cambios y modificaciones propuestos a la Metodología por el CND, no hayan contado con la no objeción de la ASEP, los mismos podrán ser presentados nuevamente con un informe ampliado que sustente la propuesta.

El CND procederá a modificar la Metodología, de acuerdo con la no objeción dada por la ASEP.

Cuando se trate de modificaciones que sean presentadas por un Agente o que sean identificadas por el CND y las mismas respondan a cambios asociados a modificaciones en la topología de la red (inserción de una subestación o línea, cambio de nomenclatura en una línea o equipamiento) o bien por la entrada o salida de una central de generación y/o sus equipamientos de conexión o por cambios en la explotación de red de una distribuidora, el CND deberá realizar los cambios inmediatamente en la Metodología y aplicar la misma a los cálculos realizados desde el momento en que se da el cambio topológico y remitir a la ASEP un informe debidamente sustentado de lo actuado, y un documento con los cambios y modificaciones realizados a la Metodología

Inmediatamente después de todo cambio y/o modificación a la Metodología, el CND procederá a publicar en su sitio WEB una versión actualizada de la Metodología.

Fin del documento
