



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**REGLAMENTO PARA REPORTE DE EVENTOS
Y CÁLCULO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA
EN EL SISTEMA INTERCONECTADO
NACIONAL - STN**

DOCUMENTO CREG-127
10 de noviembre de 2010

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN
DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

REGLAMENTO PARA REPORTE DE EVENTOS Y CÁLCULO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - STN

1. ANTECEDENTES

Mediante la Resolución CREG 061 de 2000, modificada por la Resolución CREG 011 de 2002, se establecieron las normas de calidad aplicables a los Servicios de Transporte de Energía Eléctrica en el STN y de Conexión al STN, como parte del Reglamento de Operación del SIN. Normatividad que se aplica actualmente.

La Resolución CREG 065 de 2000 modificó los procedimientos para la coordinación de mantenimientos del SIN y estableció el reporte de mantenimientos de equipos de transporte al CND, para un período de 24 meses, de los cuales los primeros seis (6) meses es obligatorio y para el resto del horizonte, dieciocho (18) meses, dicho reporte es opcional.

En el capítulo 4 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009, se definió un nuevo esquema de calidad del servicio para el Sistema de Transmisión Nacional, el cual debe empezar a aplicarse una vez queden en firme las resoluciones que aprueban el ingreso anual de los Transmisores Nacionales.

Los artículos 15 y 16 de la Resolución CREG 011 de 2009 establecen:

Artículo 15. Responsabilidad por la Calidad del Servicio en el STN. *La continuidad en la Transmisión de Energía Eléctrica en el STN, dentro de niveles de calidad establecidos en el CAPÍTULO 4 del Anexo General de esta Resolución, será responsabilidad de los TN.*

Artículo 16. Calidad del Servicio en el STN. *La calidad de la Transmisión de Energía Eléctrica en el STN se medirá de acuerdo con lo establecido en el CAPÍTULO 4 del Anexo General de esta Resolución.*

Parágrafo. *El CND deberá someter a aprobación de la CREG una propuesta para el Reporte de Eventos y los formatos para el reporte de la información de que trata el numeral 4.2 del Anexo General de la presente Resolución, así como las reglas que aplicará para el cálculo de la Energía No Suministrada y el Porcentaje de Energía No Suministrada, a más tardar dentro de los tres (3) meses siguientes a la vigencia de la presente Resolución."*

En cumplimiento de lo señalado en la Resolución CREG 011 de 2009, mediante comunicación de XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., radicada el 2 de junio de 2009 en la CREG con el número E-2009-004981, el CND remitió el "Reglamento para el reporte, validación y solicitud de modificación de la información de maniobras y eventos en los activos del STN", junto con la "Propuesta de procedimiento para la estimación de Energía no Suministrada (ENS)" (esta última incluida como Anexo a este documento)

Mediante la Resolución CREG 128 de 2010 se establecieron reglas para hacer la transición al nuevo esquema de calidad del servicio en el Sistema de Transmisión Nacional adoptado por la Resolución CREG 011 de 2009.

2. REGLAMENTO PARA EL REPORTE DE EVENTOS

Con base en la propuesta entregada por XM se elaboró el Reglamento para el Reporte de Maniobras y Eventos que acompaña el proyecto de resolución que se propone para consulta.



2.1 Activos a reportar

En el numeral 4.3 de la Resolución CREG 011 de 2009 se definieron los activos para los cuales se debían reportar las indisponibilidades:

- Bahía de Línea
- Bahía de Transformación
- Bahía de Compensación
- Módulo de Barraje
- Módulo de Compensación
- Autotransformador
- Línea de 220 o 230 kV
- Línea de 500 kV
- VQC
- Otros Activos

La UC "CP211 Bahía más Módulo de Compensación Serie 3x22 MVar" no está incluida en el anterior listado pero dada su similitud con las "Bahías de Compensación" se propone incluirla en el reporte como si fuera de este tipo.

Por otra parte, se propone que dentro del grupo denominado "Otros Activos" queden incluidos los siguientes activos y Unidades Constructivas (UC):

- Bahía de Acople
- Bahía de Seccionamiento
- Bahía de Transferencia
- Banco de Reactores
- Corte Central
- Diferencial de barras
- Enlace ICCP
- SCADA
- Sistema de Comunicaciones

Por lo tanto, no se llevaría información de indisponibilidades de los siguientes:

- Edificio de Control
- Módulo Común
- Sistema de Información Geográfico
- Sistema de Manejo de Energía

2.2 Mantenimientos Mayores

De acuerdo con la definición del artículo 3 de la Resolución CREG 011 de 2009 un mantenimiento mayor es el que se realiza por una vez cada seis (6) años y que requiere un tiempo mayor a las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad fijadas para los activos del STN. Sobre este mantenimiento, en el artículo 18 de la citada resolución se indicó que en el Reglamento de eventos se debía especificar el máximo número de días consecutivos a utilizar para este mantenimiento y la duración mínima de cada indisponibilidad reportada por esta causa.

Con base en lo anterior, en la propuesta de reglamento se fijan las siguientes condiciones para los mantenimientos mayores:

- Máximo número de días consecutivos a utilizar: doce (12)

- Mínimo número de horas a utilizar en un día: ocho (8)
- Duración mínima de la indisponibilidad para un mantenimiento mayor: treinta y dos (32) horas

Atendiendo los comentarios de algunos agentes, se propone que para el caso de los bancos de transformadores, esta actividad pueda dividirse en tres: una para cada una de las unidades que conforman el banco. La duración permitida para el mantenimiento mayor de cada una de estas unidades sería de 32 horas.

2.3 Definiciones

Para los procedimientos establecidos en el Reglamento de Reporte de Maniobras y Eventos es necesario precisar que cuando se hace alusión a un evento se trata de un cambio en el sistema ocasionado por situaciones no programadas.

En cuanto a la **capacidad disponible**, utilizada para calcular la fórmula del numeral 4.5 del Anexo General de la Resolución CREG 011 de 2009, se precisa que esta definición hace referencia a la capacidad parcial de funcionamiento con la que queda un activo después de una maniobra o un evento. Para activos relacionados con equipos de corte (por ejemplo: bahías) la capacidad disponible es 0% ó 100%, para otros, como líneas, transformadores o equipos de compensación es posible determinar una capacidad disponible en las mismas unidades con las que se expresa su capacidad nominal.

Sin embargo, para algunas UC como los barrajes se requeriría hacer diferentes evaluaciones para determinar su capacidad disponible. Para hacerlo en forma simplificada, se propone que si el activo está disponible parcialmente, se tome como capacidad disponible el 50%.

2.4 Tipos de Reportes

Se definen diferentes tipos de reporte:

- Tipo Maniobra: Para cualquier maniobra realizada sobre los activos de Uso del STN.
- Tipo Cambio de Operatividad: Cuando un activo modifique su disponibilidad parcial o totalmente o cuando un activo cambie su estado a No Operativo o finalice el estado no operativo.
- Tipo Evento: Información relacionada con los eventos que afecten activos de Uso del STN.

En cada uno de los reportes, además de los tiempos de ocurrencia y la descripción, se debe escoger la causa que lo originó y también informar una causa detallada. Las causas detalladas serán definidas y actualizadas por el Consejo Nacional de Operación (CNO).

2.5 Reporte de la Información

La información deberá ser reportada al CND por el agente encargado de la operación de los activos. Si el Transmisor Nacional no es directamente el operador, deberá precisarse en el contrato de operación la forma como el Transmisor conocerá la información que el operador de los activos entrega al CND.

En todo caso se debe tener en cuenta lo establecido en el numeral 4.2 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009: "Los TN son responsables de la recolección y el reporte

de la información estadística, en los términos definidos en las bases de datos que administra el CND para tales fines”.

2.6 Validación de la Información

El artículo 19 de la Resolución CREG 011 de 2009 establece:

Los agentes que presten Servicios de Transmisión de Energía Eléctrica en el STN deberán informar al CND la ocurrencia de cualquier Evento, dentro de los quince (15) minutos siguientes a la ocurrencia del mismo, y la Finalización de la Ejecución de Maniobras dentro de los cinco (5) minutos siguientes. En caso de que un agente no efectúe tales notificaciones en estos plazos, se ajustará el número Máximo de Horas Anuales de Indisponibilidad del Activo correspondiente, de acuerdo con lo establecido en el numeral 4.4 del Anexo General de la presente Resolución.

Sin perjuicio de lo anterior, los reportes de las maniobras y eventos en los activos de uso del STN deberán ser ingresados por los agentes a la Base de Datos correspondiente que para ello disponga el CND, antes de las 06:00 horas del día siguiente al día de la operación.

El CND tendrá plazo para verificar la información reportada hasta las 24:00 horas del día siguiente al de la operación y los agentes podrán, durante el segundo día posterior al de la operación, consultar la información verificada y solicitar modificaciones a ella.

3. ENERGÍA NO SUMINISTRADA

La Energía No Suministrada (ENS) corresponde a la cantidad de energía que se deja de entregar a los usuarios por causa de un evento en el STN que a su vez ocasiona indisponibilidad de activos de este sistema, lo que no permite el transporte de la energía.

El numeral 4.1 de la Resolución CREG 011 de 2009 establece:

c) La Energía No Suministrada (ENS) por la indisponibilidad de un Activo no superará el 2% de la predicción horaria de demanda para el Despacho Económico estimada por el Centro Nacional de Despacho

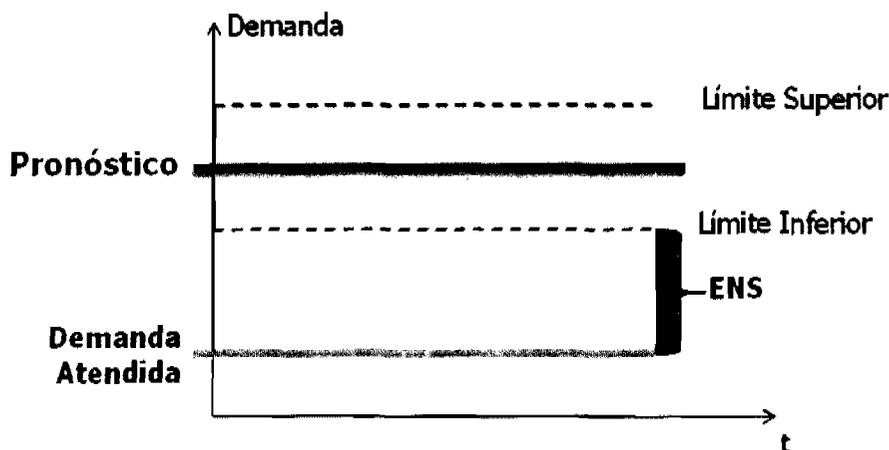
De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2009, el CND presentó las propuestas de cálculo de la energía no suministrada que se muestran en el Anexo de este documento. Por su parte, el comité de distribución del CNO, hizo una presentación al Comité de Expertos de la CREG relacionada principalmente con la alternativa 5 contenida en el documento recibido de XM.

3.1 Propuestas para el Cálculo de la ENS

En las propuestas recibidas, para el cálculo de la ENS se tiene en cuenta principalmente lo señalado en el numeral 4.8.3.1 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009, en cuanto que la Energía No Suministrada debía compararse con la predicción horaria utilizada para el Despacho Económico.

Sin embargo, en las revisiones de la información histórica cuando se compara la predicción utilizada para el despacho con la demanda real atendida se encuentran diferencias, que por lo general son más grandes (en porcentaje) para los mercados más pequeños. Con el propósito de tener en cuenta estas diferencias las propuestas consideran un rango alrededor del pronóstico estimado, de tal forma que se tenga una confiabilidad del 95%.

Como para los diferentes ejercicios se asumía que, en caso de una indisponibilidad, la demanda entregada siempre estaría por debajo del pronóstico del rango de confianza se estaría utilizando únicamente el límite inferior y la energía no suministrada se estimaría como se muestra en la siguiente gráfica.



En cuanto a la forma de estimar la energía no suministrada se tienen varias propuestas para su cálculo:

- Tomar el valor positivo de la diferencia entre el límite inferior del pronóstico para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la demanda atendida en el sistema, sin considerar las pérdidas en el STN, obtenida esta demanda a partir de las demandas de todos los mercados de comercialización.
- Estimar, para las barras del sistema afectadas por una indisponibilidad, un pronóstico proporcional a cada barra y multiplicarlo por la duración de la indisponibilidad.
- Similar a la anterior, multiplicándola por un factor que compara la capacidad de los transformadores afectados por la indisponibilidad, frente a la capacidad nominal de todos los transformadores de distribución instalados en el área de influencia de la barra respectiva.

3.2 Análisis de las propuestas recibidas

En los diferentes ejercicios de estimación del error existente en el pronóstico de la demanda, entendido como la diferencia entre los valores del pronóstico y la demanda real, se detectaron varios inconvenientes:

- Con base en los acuerdos vigentes del Consejo Nacional de Operación, el pronóstico de demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se crea a partir de la información generada en las Unidades de Control de Pronóstico (UCP). Estas UCP no corresponden siempre a un mercado de comercialización pero, de acuerdo con la Resolución CREG 097 de 2008 que contiene la metodología de remuneración de la actividad de distribución, se requiere tener un pronóstico para cada uno de los mercados de comercialización.
- Para definir el rango de confianza del pronóstico de cada mercado de comercialización se hace necesario conocer su información histórica. Es posible conocer la historia de la demanda real atendida para cada mercado, pero para tratar

de obtener la historia del pronóstico se tienen diferentes métodos que a su vez generan resultados diferentes.

- El cálculo del error produce también resultados diferentes dependiendo del método utilizado. A su vez, la desviación estándar de este error es diferente y por lo tanto el rango de confianza tendría un valor diferente.
- Por otra parte, de acuerdo con la información histórica de pronóstico que tiene XM, se tienen más de veinte (20) tipos diferentes de días para hacer el pronóstico horario. La diversidad tiene que ver con diferentes aspectos como: días hábiles, festivos, sábados, domingos, festividades de fin de año, etc. Con esta clasificación, para algunos tipos de día se tiene una buena cantidad de información pero para otros, como los que se presentan una sola vez al año, es muy poca la cantidad de datos.
- En los análisis realizados por XM, sobre la información histórica, se concluye que la desviación estándar del error disminuye a medida que aumenta el horizonte de datos.
- Para la propuesta relacionada con la identificación de los transformadores de distribución afectados por una indisponibilidad del STN, se requiere manejar una gran cantidad de información. Para cada transformador, además de su identificación en cuanto a capacidad y circuito donde está conectado, se requiere la fecha y hora de inicio y fin de una indisponibilidad en el transformador. De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 043 de 2010, esta información la reporta diariamente el OR al LAC pero la identificación de la causa de la indisponibilidad la reportan trimestralmente.

3.3 Propuesta

El procedimiento de elaborar el pronóstico es una actividad que ha venido funcionando en el sector y sigue siendo la base para la elaboración del Despacho Económico, utilizado para la asignación eficiente de los recursos de generación existentes. La metodología que se proponga para la determinación de la energía no suministrada no debe influenciar de ninguna forma la elaboración del pronóstico diario.

Teniendo en cuenta lo anterior, la propuesta consiste en mantener los datos del pronóstico entregados por cada agente responsable de la entrega de esta información de acuerdo con la normatividad vigente; pero se ajustaría a la situación real del momento anterior a la ocurrencia de un evento, manteniendo la forma de la curva de carga entregada diariamente por los agentes. Con este propósito, a partir del pronóstico del Sistema Interconectado Nacional (SIN) utilizado para el Despacho Económico se crea un "pronóstico nuevo" para las horas durante las cuales hay una indisponibilidad, con la siguiente fórmula:

$$PRN_h = PR_h * \frac{DE_a}{PR_a}$$

Donde:

PRN_h : Pronóstico nuevo para el periodo horario h

PR_h : Pronóstico utilizado en el Despacho Económico para el periodo horario h

DE_a : Demanda Entregada en el periodo horario a

$h = a$: Último periodo horario completo, anterior a la presentación del evento en análisis, para el cual no se tenía efecto en la demanda entregada causado por otro evento anterior en el STN

Por otra parte, la demanda horaria entregada en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) se calculará a partir de la suma de las demandas de los comercializadores que atienden usuarios conectados al SIN, con los datos de energía de cada periodo horario referidos al STN, y sin considerar pérdidas en el STN.

A partir de las dos variables anteriores se determina la Energía No Suministrada y el Porcentaje de Energía No Suministrada, en cada periodo horario, con las siguientes fórmulas:

$$ENSH_h = PRN_h - DE_h$$

$$PENS_h = \frac{ENSH_h}{PRN_h}$$

Cuando $PENS_h$ sea igual o inferior a 2% la correspondiente Energía No Suministrada, en ese periodo horario, $ENSH_h$, se asume igual a cero.

La Energía No Suministrada, causada por la indisponibilidad i de un activo k será el valor máximo entre el resultado obtenido para el periodo horario en el que ocurrió el evento ($h=1e$) y el del periodo horario subsiguiente ($h=2e$):

$$ENS_{i,k} = \max(0, ENSH_{1e}, ENSH_{2e})$$

Este último resultado se utilizará como variable ENS_h en la fórmula del aparte 3 del numeral 4.8.3 del Anexo General de la Resolución CREG 011 de 2009.

Las variables utilizadas en las anteriores fórmulas tienen las siguientes definiciones:

$ENSH_h$: Energía No Suministrada en el periodo horario h

PRN_h : Pronóstico nuevo para el periodo horario h

DE_h : Demanda Entregada en el periodo horario h

$PENS_h$: Porcentaje de Energía No Suministrada en el periodo horario h

$ENS_{i,k}$: Energía No Suministrada por causa de la indisponibilidad i de un activo k

3.4 Exclusión de zonas para el cálculo de ENS

Las zonas del STN en las que una contingencia en un único circuito o en un único transformador ocasione la no entrega de energía se consideran zonas excluidas del cálculo de Energía No Suministrada, siempre y cuando se cumplan los siguientes requisitos adicionales:

- a. informar al CND y a la UPME la existencia de la zona, incluyendo el respectivo diagrama unifilar, y
- b. identificar e informar al LAC las Unidades Constructivas, incluidas en la base de activos remunerada al TN, que hacen parte de la zona.

El CND verificará el cumplimiento de los requisitos, publicará una lista de Zonas Excluidas de Energía No Suministrada y el conjunto de UC que hacen parte de cada una de ellas y, cuando sea necesario, actualizará y dará a conocer la nueva lista.



Propuesta de procedimiento para la estimación de la Energía No Suministrada (ENS)

Gerencia Centro Nacional de Despacho
Dirección Transacciones Comerciales
Documento XM CND 2009
Mayo 29, 2009



Contenido

1. Objetivo

2. Construcción de los pronósticos, límites de confianza y límite de evento

2.1 Construcción de la demanda real atendida

2.2 Construcción de los pronósticos

2.3 Publicación de la propuesta de XM (CND)

2.4 Envío de pronósticos definitivos

3. Evaluación de la ENS

4. Alternativas de Cálculo de la ENS

4.1 Alternativa 1. Cálculo de la ENS a nivel del SIN

4.2 Alternativa 2. Cálculo de la ENS a nivel de Mercados de comercialización

4.3 Alternativa 3. Cálculo de la ENS a nivel de Barras afectadas

4.3.1 Cálculo de la ENS por barra

4.4 Alternativa 4. Cálculo de la ENS a nivel de Barras afectadas por la duración

4.5 Alternativa 5. Cálculo de la ENS a nivel de Barras afectada por un factor de ponderación K_p

4.5.1 Cálculo de la capacidad nominal afectada

5. Consideraciones generales

1. Objetivo

De acuerdo con lo establecido en el Parágrafo del Artículo 16 de la Resolución CREG 011 de 2009, se describe a continuación la propuesta de procedimiento que deberán seguir el Centro Nacional de Despacho (CND) y los Transmisores Nacionales (TN) para la estimación de la Energía No Suministrada (ENS) y Porcentaje de Energía No Suministrada (PENS) originada por eventos ocurridos en los Sistemas de Transmisión Nacional (STN).

A continuación se presenta el procedimiento que contiene los pasos para dicho cálculo:

2. Construcción de los pronósticos, límites de confianza y límite de evento.

Para el cálculo de la ENS y PENS es necesario que el CND construya una propuesta que contenga los pronósticos de la demanda de energía, los límites de confianza y el límite de evento para cada uno de los OR y el SIN, por períodos y para cada tipo de días. Para esto se deben seguir los siguientes pasos:

2.1 Construcción de la demanda real atendida

De acuerdo con la propuesta, se hace necesario construir la demanda horaria real atendida del SIN y de los OR. Para esto el CND calculará la demanda del SIN con base en el balance de generación (generación + importaciones internacional – exportaciones internacional) y para cada OR (mercado de comercialización) se tomarán las demandas enviadas por los agentes al SIC de cada una de las fronteras comerciales que componen la ecuación (importaciones – exportaciones) definida con cada uno de los responsables a partir de la cual se determina la demanda del mercado de comercialización. Es responsabilidad de los OR's mantener actualizadas las fronteras comerciales que componen la ecuación.

La demanda real atendida calculada del SIN y de los OR's será utilizada por el CND como información real histórica para la construcción de los diferentes modelos de pronósticos de la demanda de energía, tanto para el SIN como para los OR's

2.2 Construcción de los pronósticos

Para cada período horario, el CND construirá un modelo para cada OR (mercado de comercialización) y para el SIN, utilizando la metodología de modelos ARIMA con función de transferencia, la cual nos permite además de identificar la estructura de la serie, especificar una o más variables exógenas, que en nuestro caso explicará el impacto del efecto calendario en la demanda de energía. Como resultado de este paso el CND obtendrá los pronósticos de los OR, la desviación y los límites de confianza (límite inferior y superior del pronóstico de demanda) a un nivel de significancia del 95%. Para el SIN los pronósticos se obtendrán sumando los pronósticos de los OR más los pronósticos de las cargas conectadas directamente al STN y se compararán con los pronóstico obtenidos a través del modelo con el fin de analizar la consistencia entre ellos. Los límites de confianza se construirán utilizando estos pronósticos con la desviación obtenida a través del modelo.

2.3 Publicación de la propuesta de XM (CND)

El día martes el CND publicará, para la semana siguiente, la propuesta de pronóstico, la desviación estándar y los límites de confianza para cada período horario, para cada OR (mercado de comercialización) y para el SIN.

2.4 Envío de pronósticos definitivos

El día jueves, cada OR enviará al CND el pronóstico y los respectivos límites de confianza a un nivel de significancia del 95% para el despacho de la semana siguiente. Si el pronóstico del OR difiere significativamente con el propuesto por el CND éste se revisará conjuntamente con el OR, con el fin de conocer la(s) causa(s) que originan tal diferencia. Si el OR no envía los límites de confianza, el CND los construirá utilizando el pronóstico enviado por el OR y la desviación publicada por el CND. Por otro lado, si el OR no envía los pronósticos y los límites de confianza, se tomarán como oficiales los propuestos por XM (CND) bajo la responsabilidad del OR.

Una vez se tengan oficialmente definidos los pronósticos y los respectivos límites de confianza, para cada OR (mercado de comercialización) y para el SIN, el CND calculará el límite de evento el cual será un 2% inferior al límite de confianza inferior del pronóstico de demanda.

Durante la semana de operación los agentes antes de las 07:30 a.m. podrán modificar para los días siguientes los pronósticos acordados el día jueves de la semana anterior, con el respectivo acompañamiento de XM (CND). En caso de presentarse cambios en los pronósticos y los respectivos límites de confianza, estos se tomarán como la información oficial para los cálculos de la ENS.

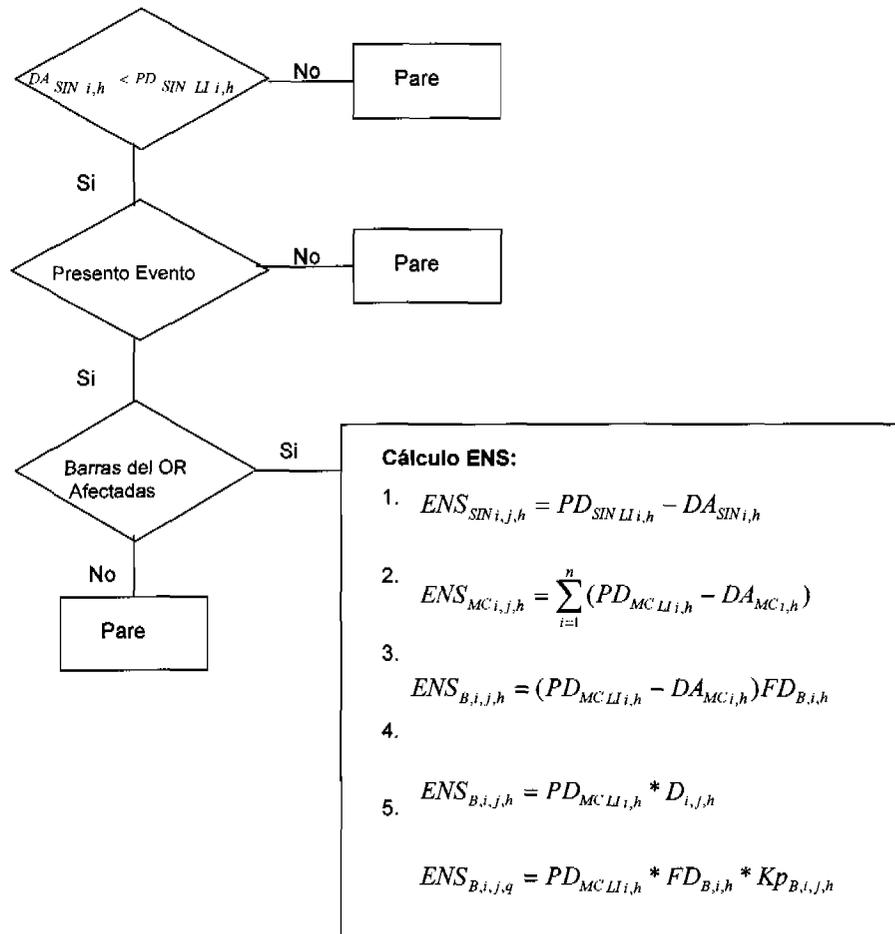
3. Evaluación de la ENS

Posterior al día de operación, se determinará la demanda real atendida del Sistema Interconectado Nacional, la cual se compara con el límite de evento obtenido para el pronóstico de demanda del SIN para todos los periodos horarios. Si la demanda real atendida, resultante de este cálculo, es inferior al límite de evento y para aquellos periodos del día que tengan asociados eventos ocasionados por activos del STN y que hayan afectado el suministro de demanda en los mercados de comercialización, se continúa con el cálculo de la ENS dentro de las dos primeras horas de la duración de la indisponibilidad, para lo cual se plantean las siguientes alternativas de cálculo.

Las alternativas que se presentan serán usadas para determinar el valor de la compensación (CANO) aplicable al TN para los activos cuya indisponibilidad ocasione Energía No Suministrada o que otro u otros activos queden no operativos.

Estas alternativas de cálculo de la ENS consideran cálculos que van desde la demanda a nivel del SIN, así como, a nivel de barras asociadas a los mercados de comercialización.

Diagrama de Flujo - Cálculo ENS



4. Alternativas de Cálculo de la ENS.

4.1 Alternativa 1. Cálculo de la ENS a nivel del SIN

El procedimiento que seguirá el CND para el cálculo de la Energía No Suministrada a nivel del SIN, causada por la indisponibilidad i de un Activo k del STN aplicable al TN, que represente dicho activo en la hora h , será la diferencia entre el límite inferior del Pronóstico de demanda de energía del SIN para la hora h de la indisponibilidad i , y la Demanda Real Atendida del SIN para la hora h de la indisponibilidad i , así:

$$ENS_{SIN i,j,h} = PD_{SIN LI i,h} - DA_{SIN i,h}$$

$ENS_{SIN i,j,h}$: Energía No Suministrada a nivel del SIN por causa de la indisponibilidad i de un Activo k del STN del TN j en la hora h

- $PD_{SINLI,i,h}$: Límite inferior del Pronóstico de demanda de energía del SIN para la hora h de la indisponibilidad i , en MWh, expresada en MW (MWh/1h)
- $DA_{SIN,i,h}$: Demanda Real Atendida del SIN para la hora h de la indisponibilidad i , en MWh, expresada en MW (MWh/1h)

4.2 Alternativa 2. Cálculo de la ENS a nivel de Mercados de comercialización:

Para los mercados de comercialización que resulten afectados por la indisponibilidad i de un Activo k del STN representado por un TN , el procedimiento que seguirá el CND para el cálculo de la Energía No Suministrada en dichos mercados, causada por la indisponibilidad i de un Activo k del STN representado por un TN_j en la hora h , será sumatoria de la diferencia entre el límite inferior del Pronóstico de demanda de energía del Mercado de Comercialización (donde se identifiquen barras afectadas) para la hora h de la indisponibilidad i , y la Demanda Real Atendida del Mercado de comercialización para la hora h de la indisponibilidad i , así:

$$ENS_{MC,i,j,h} = \sum_{i=1}^n (PD_{MC,LI,i,h} - DA_{MC,i,h})$$

- $ENS_{MC,i,j,h}$: Energía No Suministrada en el mercado de comercialización en la hora h , por causa de la indisponibilidad i del Activo k del STN representado por el TN
- $PD_{MC,LI,i,h}$: Límite inferior del Pronóstico de demanda de energía del Mercado de Comercialización para la hora h de la indisponibilidad i , en MWh, expresada en MW (MWh/1h)
- $DA_{MC,i,h}$: Demanda Real Atendida de en el Mercado de comercialización para la hora h de la indisponibilidad i , en MWh
- n : Numero de Mercados de Comercialización para los que se identifiquen barras afectadas

4.3 Alternativa 3. Cálculo de la ENS a nivel de Barras afectadas:

Para las barras afectadas indicadas por el OR, el procedimiento que seguirá el CND para el cálculo de la Energía No Suministrada causada por la indisponibilidad i de un Activo k del STN representado por el TN_j en la hora h será la suma de las ENS en cada barra en la hora h por causa de la indisponibilidad i del Activo k del TN_j , así:

$$ENS_{i,j,h} = \sum_{B=1}^{NB_{i,j,h}} ENS_{B,i,j,h}$$

Donde:

- $ENS_{i,j,h}$: Energía No Suministrada por causa de la indisponibilidad i de un Activo k del STN representado por TN_j en la hora h
- $ENS_{B,i,j,h}$: Energía No Suministrada en la barra B del OR j en la hora h , por causa de la indisponibilidad i de un Activo k del STN representado por TN_j
- $NB_{i,j,h}$: Número de barras del OR j , afectadas por la indisponibilidad i de un Activo k del STN representado por el TN_j , durante la hora h

4.3.1 Cálculo de la ENS por barra

El cálculo de la ENS en cada barra B afectada del OR en cada período horario h, causada por la indisponibilidad i de algún activo del STN, se estima con base en el producto entre la diferencia del límite inferior del pronóstico horario de demanda de energía del Mercado de Comercialización para la hora h de la indisponibilidad i y la Demanda Real Atendida en el Mercado de comercialización para la hora h de la indisponibilidad i, por el Factor de distribución de la potencia activa para la Barra B del OR j en la hora h reportado por el OR al CND para cada hora h del día, así:

$$ENS_{B,i,j,h} = (PD_{MC LI i,h} - DA_{MC i,h})FD_{B,i,h}$$

- $ENS_{B,i,j,h}$: Energía No Suministrada en la barra B del OR j en la hora h, por causa de la indisponibilidad i de un Activo k del STN representado por TNj
- $PD_{MC LI i,h}$: Límite inferior del Pronóstico de demanda de energía del Mercado de Comercialización para la hora h de la indisponibilidad i, en MWh, expresada en MW (MWh/1h)
- $DA_{MC i,h}$: Demanda Real Atendida de en el Mercado de comercialización para la hora h de la indisponibilidad i, en MWh
- $FD_{B,i,h}$: Factor de distribución de la potencia activa para la Barra B del OR j en la hora h

4.4 Alternativa 4. Cálculo de la ENS a nivel de Barras afectadas por la duración:

El cálculo de la ENS en cada barra B afectada del OR en cada período horario h, causada por la indisponibilidad i de algún activo del STN, se estima con base en el producto entre el límite inferior del pronóstico horario de demanda de energía del Mercado de Comercialización para la hora h de la indisponibilidad i por Duración de la indisponibilidad i de un Activo del OR j reportado por el OR al CND para cada hora h del día, así:

$$ENS_{B,i,j,h} = PD_{MC LI i,h} * D_{i,j,h}$$

- $ENS_{B,i,j,h}$: Energía No Suministrada en la barra B del OR j en la hora h, por causa de la indisponibilidad i de un Activo k del STN representado por TNj
- $PD_{MC LI i,h}$: Límite inferior del Pronóstico de demanda de energía del Mercado de Comercialización para la hora h de la indisponibilidad i, en MWh, expresada en MW (MWh/1h)
- $FD_{B,i,h}$: Factor de distribución de la potencia activa para la Barra B del OR j en la hora h

4.5 Alternativa 5. Cálculo de la ENS a nivel de Barras afectada por un factor de ponderación K_p :

El cálculo de la ENS en cada barra B del OR en cada período horario h, causada por la indisponibilidad i de algún activo del OR j mientras persista dicha indisponibilidad, se realizará en función del límite inferior del Pronóstico de demanda de energía en el Mercado de Comercialización, del Factor de distribución de la potencia activa para la Barra B del OR j en la hora h, de la duración de las interrupciones de los transformadores interrumpidos por causa de esa indisponibilidad i durante cada período horario h y de la capacidad instalada de los transformadores conectados a circuitos que se alimentan de la Barra.

$$ENS_{B,i,j,q} = PD_{MC LI i,h} * FD_{B,i,h} * Kp_{B,i,j,h}$$

Con:

$$Kp_{B,i,j,h} = D_{i,j,h} * \frac{CIA_{B,i,j,h}}{CIT_{B,j}}$$

ó

$$ENS_{B,i,j,h} = PD_{MC LI j,h} * FD_{B,i,h} * D_{i,j,h} * \frac{CIA_{B,i,j,h}}{CIT_{B,j}}$$

Donde:

- $ENS_{B,i,j,h}$: Energía No Suministrada en la Barra B del OR j durante la hora h por causa de la indisponibilidad i
- $D_{MC LI j,h}$: Límite inferior del Pronóstico de demanda de energía del Mercado de comercialización en la hora h de la indisponibilidad i
- $FD_{B,i,h}$: Factor de distribución de la potencia activa para la Barra B del OR j en la hora h
- $Kp_{B,i,j,h}$: Factor de ponderación de la Duración en horas de la Indisponibilidad i del OR j en el periodo horario h y la relación de la Capacidad Instalada Afectada (MVA) promedio en los circuitos conectados a la barra B del ORj por causa de la indisponibilidad i en la hora h respecto a la Capacidad Instalada Total en los circuitos conectados a la barra B del ORj (MVA)
- $D_{i,j,h}$: Duración en horas de la Indisponibilidad i del OR j en el periodo horario h
- $CIA_{B,j,h,i}$: Capacidad Instalada Afectada (MVA) promedio en los circuitos conectados a la barra B del ORj por causa de la indisponibilidad i en la hora h
- $CIT_{B,j}$: Capacidad Instalada Total en los circuitos conectados a la barra B del OR j (MVA)
- i : Indisponibilidad i no excluible de un activo del ORj
- B, j : Barra B del TN j

4.5.1 Cálculo de la capacidad nominal afectada

La capacidad nominal afectada del OR en promedio asociada al evento, podrá ser calculada por medio de la siguiente alternativa:

- La $CIA_{B,i,j,q}$ será la sumatoria de la capacidad instalada de los trafos afectados en cada hora
- La $CIA_{B,i,j,q}$ se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CIA_{B,i,j,h} = \frac{\sum_{c=1}^{NC_B} \sum_{t=1}^{NT_C} DI_{t,c,B,h} * CI_{t,c,B}}{D_{i,j,h}}$$

$DI_{i,c,B,h}$	Duración de la interrupción del transformador t conectado al circuito C que se alimenta de la barra B , causada por la indisponibilidad i durante el periodo horario h
$CI_{t,c,B}$	Capacidad instalada del transformador t conectado al circuito C , conectado a su vez a la barra B
NC_B	Número total de circuitos conectados a la barra B
NT_C	Número total de transformadores de distribución conectados al circuito C

Donde:

$$DI_{i,c,B,h} = \min\{D_{int_{i,c,B,h}}, D_{i,j,h}\}$$

$D_{int_{i,c,B,h}}$	Duración de la interrupción (en horas) del trafo t del circuito C conectado a la barra B durante la hora h
$D_{i,j,h}$	Duración de la indisponibilidad i del TN j en la hora h

Las propuestas de cálculo de la ENS planteadas en las alternativas 2 a la 5, requieren de la siguiente información adicional para cada evento:

- Capacidad nominal instalada promedio de transformadores de distribución afectados, asociados al evento en cada hora y en cada barra
- Capacidad instalada total en MVA de cada barra
- Barradas afectadas en el evento
- Duración de la interrupción de los transformadores conectado al circuito que se alimenta de la barra afectada

Para recopilación de la información asociada a cada evento que cause indisponibilidad de activos del STN, se sugieren los siguientes mecanismos de adquisición de la misma:

- Consultar cada una de las variables indicadas en el punto anterior asociadas a cada evento directamente en las bases de datos de cada TN
- El OR reportará el factor $Kp_{B,i,j,h}$ y las barras afectadas

5. Consideraciones generales:

La información del pronóstico de la demanda de los usuarios conectados directamente al STN a través de un transformador de conexión, será reportada a XM por el agente representante ante el Mercado de Energía Mayorista de dicho usuario. Dicha demanda no se considera para efectos del cálculo de la ENS dentro del mercado de comercialización en el cual esté físicamente conectado.

Para efectos del pronóstico de demanda del SIN, la demanda de los usuarios conectados directamente al STN a través de un transformador de conexión, deben ser consideradas.

El cálculo de la ENS debe ser información pública de forma permanente, para todos los agentes, igualmente la información relacionada con los cálculos.

Consideramos necesario que la CREG defina la versión de demanda real (atendida) que se utilizaría para el cálculo de la ENS (TX2, TXR o TXF). Sugerimos la TX2.

Se sugiere revisar el tema de enteros en el cálculo del pronóstico de la demanda

Se sugiere que el reporte del pronóstico de la demanda se debe realizar en los términos y plazos dispuestos en los Acuerdos C.N.O. 349 y 366 de 2006 o aquellos que lo modifiquen o reemplacen. Dicho pronóstico horario será distribuido en cada barra B del OR, utilizando los factores de distribución de la demanda activa reportados por cada OR j para cada barra B en cada hora h , $FD_{B,j,h}$.

El reporte de los factores de distribución debe realizarse de acuerdo con las condiciones y plazos dispuestos en el acuerdo C.N.O. 350 del año 2001 o aquellos que lo modifiquen o reemplacen.