



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**REGLAMENTO PARA REPORTE DE EVENTOS
Y CÁLCULO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA
EN LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE
REGIONAL - STR**

DOCUMENTO CREG-128
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 LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE REGIONAL – STR

1. ANTECEDENTES

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.

Mediante la Resolución CREG 097 de 2008 se aprobaron los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

El artículo 8 de la Resolución CREG 097 de 2008 establece:

“Artículo 8. Calidad del Servicio de Distribución. La calidad del servicio se determinará a partir de la información recolectada por el CND sobre la duración de las indisponibilidades de los activos de cada STR. La remuneración que reciben los OR, responsables de tales activos, se disminuirá cuando se incumplan las metas y las exigencias señaladas en el CAPÍTULO 11 del Anexo General de la presente Resolución.

Para los Niveles de Tensión 1, 2 y 3, la calidad del servicio de distribución prestado por un OR se evaluará trimestralmente en términos de la calidad media brindada a los usuarios conectados a estos Niveles de Tensión, comparándola con la calidad media de referencia del OR. En función de las mejoras o desmejoras en la calidad media del servicio prestado, el OR podrá obtener un aumento o disminución de sus Cargos por Uso y deberá compensar a sus usuarios “peor servidos”, con base en la metodología descrita en el CAPÍTULO 11 del Anexo General de la presente Resolución.”

El numeral 11.1.1 del Anexo General de la Resolución CREG 097 de 2008 señala:

“El CND deberá someter a aprobación de la CREG una propuesta de Reglamento para el reporte de Eventos y los formatos para el reporte de la información de que trata este numeral, a más tardar dentro de los tres meses siguientes a la vigencia de la presente Resolución.”

En el numeral 11.1.8.2.1 del Anexo General de la Resolución CREG 097 de 2008 se establece que “en la resolución de la CREG que adopte el reglamento para el registro de eventos se establecerá el procedimiento que utilizará el CND para el cálculo de la Energía No Suministrada.”

Mediante comunicación de XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., radicada el 12 de enero de 2009 con el número E-2009-000007 en la CREG, el CND remitió el “Reglamento para el reporte, validación y solicitud de modificación de la información de maniobras y eventos en los activos de conexión al STN y en los activos de uso del STR”. Posteriormente mediante la comunicación con radicación CREG E-2009-004981, XM presentó la “Propuesta de procedimiento para la estimación de la energía no suministrada (ENS)”, esta última incluida como Anexo a este documento.

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 11.1.2 de la Resolución CREG 097 de 2008 se definieron los grupos de activos que conforman los STR, para los cuales se debían reportar las indisponibilidades. Aquí se propone precisar el conjunto de activos que conforman cada uno de estos cuatro grupos:

1. Conexión al STN: constituido por el transformador que conecta un SDL al STN o por el que tiene dos o más devanados operando en niveles de tensión iguales o superiores a 57,5 kV. Incluye las bahías de transformador que lo conectan al STN, STR o SDL.
2. Equipos de Compensación: constituido por el respectivo equipo de compensación y las bahías que lo conectan al STR.
3. Línea Nivel de Tensión 4: constituido por las unidades constructivas de línea que conforman un circuito que conecta dos subestaciones (o más de dos subestaciones cuando hay conexiones en T). Incluye las bahías de línea con las que se opera su conexión al STR.
4. Módulo de Barraje: constituido por la UC módulo de barraje junto con las correspondientes bahías de acople, transferencia o seccionamiento.

2.2 Mantenimientos Mayores

De acuerdo con la definición del artículo 1 de la Resolución CREG 097 de 2008 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 Disponibilidad fijadas para los activos del STR. Sobre este mantenimiento, en el numeral 11.1.5.1 del anexo general 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 11.1.4 del Anexo General de la Resolución CREG 097 de 2008, 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 y las bahías en subestaciones con configuración interruptor y medio se requerirían 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 STR.
- 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 STR.

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 Operador de Red no es directamente quien opera los activos, deberá precisarse en el contrato de operación la forma como el OR 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 11.1.1 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008: "Los Operadores de Red son los responsables de la recolección y el reporte de la información estadística, en los términos definidos en el Reglamento para el reporte de Eventos".

2.6 Validación de la Información

El numeral 11.1.1 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008 establece:

Los OR 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 los plazos señalados, se ajustará el número Máximo de Horas Anuales de Disponibilidad del Activo correspondiente, de acuerdo con lo establecido en el numeral 11.1.3 de este Anexo.

Sin perjuicio de lo anterior, los reportes de las maniobras y eventos en los activos de uso del STR 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 STR que a su vez ocasiona indisponibilidad de activos de este sistema, lo que no permite el transporte de la energía.

El numeral 11.1.8.2.1 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008 establece que cuando el porcentaje de energía no suministrada "sea superior al 2% el CND enviará el respectivo informe a la Superintendencia de Servicios Públicos quien determinará si se presentó Energía No Suministrada y el agente responsable de dicho evento".

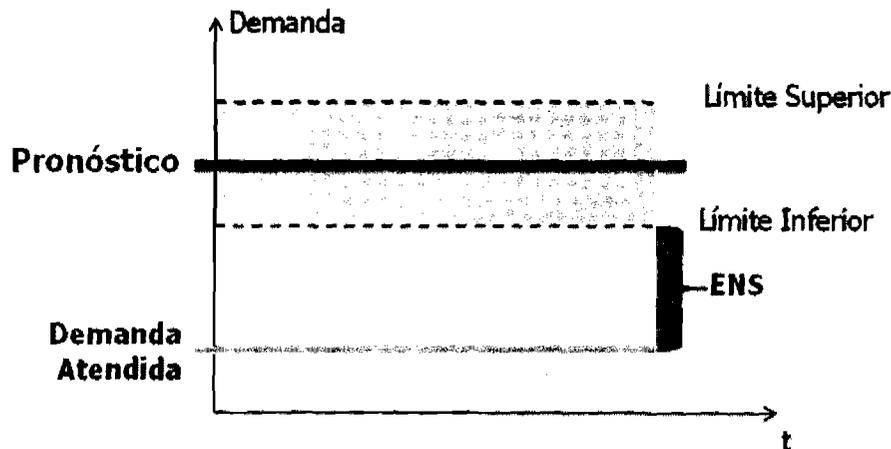
Adicionalmente, el CND presentó las propuestas de cálculo de la energía no suministrada que se muestran en el Anexo de este documento. Por su parte, el comité de distribución del CNO, hizo una presentación al Comité de Expertos de la CREG relacionada principalmente con la alternativa 5 contenida en el 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 11.1.8.2.1 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008, en cuanto que la Energía No Suministrada debía compararse con la predicción horaria utilizada para el Despacho Económico en el mercado de comercialización.

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 mercado de comercialización y la demanda atendida en este mercado, sin considerar las pérdidas en el STN, obtenida esta demanda a partir de las demandas de todos los comercializadores que atienden usuarios en el mercado de comercialización.
- Estimar, para las barras de cada mercado 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 de 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, 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 STR, 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 mercado de comercialización utilizado para el Despacho Económico se crea un "pronóstico nuevo" para las horas durante las cuales hay una indisponibilidad, con la siguiente fórmula:

$$PRN_{j,h} = PR_{j,h} * \frac{DE_{j,a}}{PR_{j,a}}$$

Donde:

$PRN_{j,h}$: Pronóstico nuevo para el periodo horario h del mercado j

$PR_{j,h}$: Pronóstico utilizado en el Despacho Económico para el periodo horario h del mercado j

$DE_{j,a}$: Demanda Entregada en el periodo horario a en el mercado j

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

Por otra parte, la demanda horaria entregada en el mercado de comercialización j se calculará a partir de la suma de las demandas de los comercializadores que atienden usuarios en ese

mercado, 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 y en cada mercado de comercialización afectado, con las siguientes fórmulas:

$$ENSH_{j,h} = PRN_{j,h} - DE_{j,h}$$

$$PENS_{j,h} = \frac{ENSH_{j,h}}{PRN_{j,h}}$$

Cuando $PENS_{j,h}$ sea igual o inferior a 2% la correspondiente Energía No Suministrada, en ese periodo horario y en ese mercado, $ENSH_{j,h}$, se asume igual a cero.

Se propone analizar únicamente los dos primeros periodos horarios afectados por la indisponibilidad; entonces la Energía No Suministrada en cada mercado de comercialización afectado 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 ($h=2e$):

$$ENSM_{i,j,u} = \text{máximo}(0, ENSH_{j,1e}, ENSH_{j,2e})$$

Para estimar el total de energía no suministrada por la indisponibilidad i de un activo u se suman las energías calculadas para cada mercado de comercialización afectado:

$$ENS_{i,u} = \sum_{j=1}^{NM_{i,u}} ENSM_{i,j,u}$$

Este valor de energía es el que servirá para determinar la compensación de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, es decir la variable ENS_q de la fórmula del aparte 3 del numeral 11.1.8.2 del Anexo General toma este valor.

Las variables utilizadas en las fórmulas de este numeral tienen las siguientes definiciones:

- $ENSH_{j,h}$: Energía No Suministrada en el periodo horario h en el mercado j
- $PRN_{j,h}$: Pronóstico nuevo para el periodo horario h del mercado j
- $DE_{j,h}$: Demanda Entregada en el periodo horario h en el mercado j
- $PENS_{j,h}$: Porcentaje de Energía No Suministrada en el periodo horario h en el mercado j
- $ENSM_{i,j,u}$: Energía No Suministrada en el mercado j por causa de la indisponibilidad i de un activo u
- $ENS_{i,u}$: Energía No Suministrada por causa de la indisponibilidad i de un activo u
- $NM_{i,u}$: Número de mercados afectados por causa de la indisponibilidad i de un activo u

3.4 Exclusión de zonas para el cálculo de ENS

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

- a. enviar al CND el diagrama unifilar de la zona y una comunicación donde la UPME indique, para cada zona, que el OR cumplió con lo previsto en el aparte i del numeral 11.1.8.2.2 del Anexo General de la Resolución CREG 097 de 2008 y entregó la información requerida por la UPME para definir la viabilidad de las alternativas presentadas, de acuerdo con lo previsto en el aparte ii del mismo numeral,
- b. identificar e informar al LAC las Unidades Constructivas, incluidas en la base de activos remunerada al OR, que hacen parte de la zona, y
- c. enviar al CND, una comunicación donde la UPME indique, para cada zona, que las alternativas presentadas no se consideran viables o, si son viables, se identifique el proyecto junto con su fecha de entrada en operación comercial.

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 periodos 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.

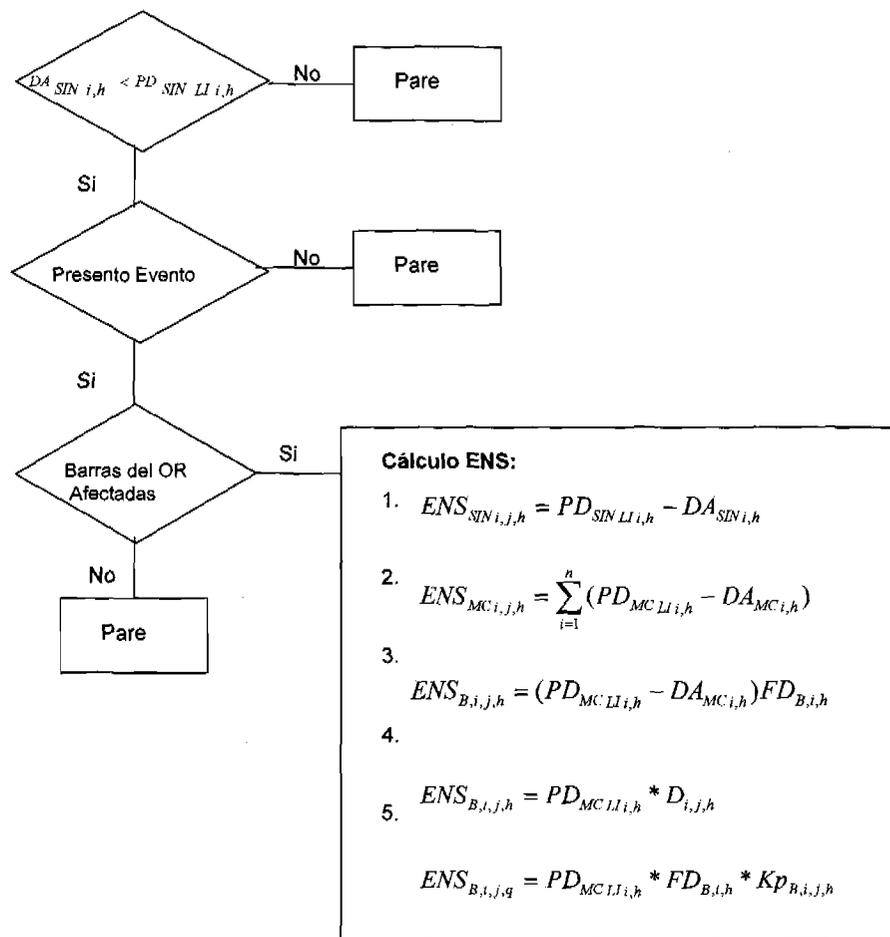
3. Evaluación de la ENS

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_{*j*}, 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*

$PD_{SIN LI, i, h}$	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:

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

$ENS_{B,i,j,h}$	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
$PD_{MCLI,i,h}$	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)
$DA_{MCI,i,h}$	Demanda Real Atendida de en el Mercado de comercialización para la hora h de la indisponibilidad i, en MWh
$FD_{B,j,h}$	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:

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

$ENS_{B,i,j,h}$	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
$PD_{MCLI,i,h}$	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)
$FD_{B,j,h}$	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.

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

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
- $D_{MC LI j,h}$: Limite 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
- $CIA_{B,i,j,h}$: 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:

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

$DI_{t,c,B,h}$	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:

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

$D_{int,t,c,B,h}$ 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.