

ANEXO 1

1. Definiciones

Demanda de energía atendida (DA)

Es la energía que fue registrada por los diferentes contadores del mercado de energía y referida al STN, que corresponden a la energía efectivamente entregada.

Demanda de energía no atendida (DNA)

Es la energía que por cualquier motivo programado o no programado no se pudo suministrar al usuario, aunque él estaba demandándola de manera normal.

Demanda de Potencia

Es la magnitud máxima de MW que suministró la empresa responsable del pronóstico de la demanda (en adelante RPD) de cada mercado de comercialización (MC) y el RPD de cada carga conectada directamente al STN en cada uno de los periodos del Despacho Económico.

Demanda real de energía (DR)

La demanda real de energía es la demanda de energía atendida (en adelante DA) más la demanda de energía no atendida (en adelante DNA).

$$DR = DA + DNA$$

Ecuación de demanda (ED)

Es el listado de contadores de las fronteras comerciales registradas ante el ASIC que es empleado para la construcción de la Demanda Atendida (DA) del MC, teniendo en cuenta el flujo de cada una de estas fronteras, es decir, importación (suma), exportación (resta) y generaciones internas (suma).

$$ED = Importaciones + Generaciones Internas - Exportaciones$$

Empresa Responsable del Pronóstico de la Demanda – RPD

- OR: El operador de red es el responsable del pronóstico de la demanda del MC.
- RF: Para el caso de las cargas conectadas directamente al STN, es el agente responsable de la frontera comercial del usuario conectado directamente al STN.

Factores de distribución de energía activa (FDA)

Son los datos mediante los cuales se distribuyen por barra los pronósticos de energía activa del MC por periodo, de acuerdo al comportamiento histórico de cada barra y a la topología esperada del sistema eléctrico que atiende la demanda del MC.

Factor de Potencia (FP)

Es el factor que relaciona la demanda activa, reactiva y aparente que se atiende en una barra.

Mercado de comercialización (MC)

De acuerdo con la definición del mercado de comercialización del Decreto 387 de 2007 y la Resolución CREG 097 del 2008, es el: *“Conjunto de Usuarios Regulados y No Regulados conectados a un mismo Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local, servido por un mismo Operador de Red (OR), y los conectados al STN del área de influencia del respectivo OR.”* Toda la demanda del Sistema Interconectado Nacional –SIN, debe pertenecer a algún MC para garantizar su consideración en el despacho económico.

Representante de la frontera, RF. Corresponde al agente a cuyo nombre se registra la frontera comercial en el Sistema de Intercambios Comerciales de acuerdo con lo señalado en la Resolución CREG 157 de 2011.

ANEXO 2

1. Procedimiento para lograr la operatividad de un MC en el proceso de la gestión integral de la demanda.

Atendiendo lo establecido en la Resolución CREG 094 de 2012, cada mercado de comercialización (MC) deberá tener un pronóstico horario individual, sin considerar la demanda relacionada con los usuarios conectados directamente al STN. Por lo anterior, la demanda de los usuarios conectados directamente al STN deberá ser pronosticada de manera independiente por los representantes de las fronteras.

Una vez entre en vigencia la resolución de la creación, unificación o escisión de un MC emitida por la CREG, el CND y el Operador de Red OR - definirán un cronograma de trabajo, el cual debe considerar las siguientes actividades:

- Informar la Cobertura del nuevo MC de acuerdo con la solicitud presentada a la CREG. Responsable: OR.
- Definir la ED basada en los contadores registrados ante el ASIC, utilizada para construir la demanda atendida del MC. Responsables: OR y CND.
- Construir la información histórica de demanda de energía atendida. Responsable: CND.
- Validar la información de demanda de energía atendida construida por el CND. Responsable: OR.
- Definir los protocolos de intercambio de información. Responsable: CND.
- Probar los protocolos de información. Responsables: OR y CND.
- Enviar al CND la información de la demanda no atendida y de potencia del nuevo MC para el período de tiempo correspondiente a la información reconstruida por el CND. Responsable: OR.
- Construir los modelos de pronósticos para el nuevo MC. Responsable: CND.
- Validar los pronósticos generados por el CND. Responsable: OR.
- Generar informe final de resultados para dar inicio a los reportes de información y cumplimiento a los anexos 2 y 3 del acuerdo mencionado. Responsables: OR y CND.
- Presentar para validación del Comité de Distribución el informe de cumplimiento del procedimiento de operatividad del nuevo MC. Responsables: OR y CND.
- Dar inicio al reporte de información oficial de pronóstico de demanda posterior a la validación realizada por parte del Comité de Distribución. Responsable: OR

2. Procedimiento para lograr la operatividad de las cargas conectadas directamente al STN en el proceso de la gestión integral de la demanda

Para lograr la operatividad de las cargas conectadas directamente al STN en el proceso de la gestión integral de la demanda se deben cumplir las siguientes actividades:

- Informar sobre toda novedad de las cargas conectadas al STN que impacten el pronóstico de la demanda (nueva, eliminación, modificación, cambio de RF). Responsable: RF.
- Construir la información histórica de demanda de energía atendida. Responsable: CND.
- Validar la información de demanda de energía atendida construida por el CND. Responsable: RF.
- Definir los protocolos de intercambio de información. Responsable: CND.
- Probar los protocolos de información. Responsables: RF y CND.
- Enviar al CND la información de la demanda no atendida y de potencia para el período de tiempo correspondiente a la información reconstruida por el CND. Responsable: RF.
- Construir los modelos de pronósticos para la nueva carga conectada directamente al STN. Responsable: CND.
- Validar los pronósticos generados por el CND. Responsable: RF.
- Presentar para validación del Comité de Distribución el informe de cumplimiento del procedimiento para lograr la operatividad de la nueva carga conectada directamente al STN. Responsables: RF y CND.
- Dar inicio al reporte de información oficial de pronóstico de demanda. Responsable: RF.

3. Designación de las responsabilidades de los RPD

Cada OR es el responsable de administrar la información necesaria para viabilizar la creación, modificación y operación de los MC para la gestión de la demanda integral.

De igual forma, es responsabilidad de los representantes de las fronteras comerciales la información asociada a las cargas conectadas directamente al STN.

3.1 Responsabilidades de los operadores de red con la información asociada a los pronósticos de demanda.

Las responsabilidades de los operadores de red son:

- Enviar al CND la información requerida de los contactos del administrador.
- Definir y actualizar la ED para la construcción de la DA.
- Reportar al CND la demanda no atendida que se registre en el MC a más tardar al tercer día calendario posterior a la operación.
- Reportar al CND la demanda de potencia de todos los periodos del día registrada en el MC, a más tardar al tercer día calendario posterior a la operación.
- Acordar con el CND las barras que se deben modelar en los estudios adelantados por el CND y en Acuerdo posterior del CNO.
- Reportar los factores de distribución de energía activa y de potencia, considerando el formato definido mediante el instructivo “formatos intercambio información gestión integral de demanda” a través de la página Web de XM en la dirección: <http://http://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/informes.aspx>.
- El operador de red estará encargado de revisar y enviar la información al CND, que suministren los comercializadores que se encuentren en su área de cobertura y que se derive de las limitaciones de suministro, racionamientos programados y no programados en su MC, según lo previsto en las reglamentaciones vigentes.
- Construir y enviar al CND los pronósticos oficiales de demanda de energía y potencia.
- Actualizar en caso de ser necesario los pronósticos oficiales de la demanda de energía y potencia, durante la semana de operación.
- Hacer el seguimiento del desempeño de su pronóstico con base en los parámetros e indicadores establecidos.

3.2 Las responsabilidades de los RF con la información asociada a los pronósticos de demanda de las cargas conectadas directamente al STN

Las responsabilidades de los representantes de fronteras comerciales son:

- Enviar al CND la información requerida de los contactos.
- Reportar al CND la demanda no atendida que se registre a más tardar al tercer día calendario posterior a la operación.
- Reportar al CND la demanda de potencia de todos los periodos del día registrada a más tardar al tercer día calendario posterior a la operación.
- Reportar los factores de distribución de energía activa y de potencia, considerando el formato definido mediante el instructivo “formatos intercambio información gestión integral de demanda” a través de la página

Web de XM en la dirección:
<http://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/informes.aspx>”.

- Construir y enviar al CND los pronósticos oficiales de demanda de energía y potencia.
- Actualizar en caso de ser necesario los pronósticos oficiales de la demanda de energía y potencia, durante la semana de operación.
- Hacer el seguimiento del desempeño de su pronóstico con base en los parámetros e indicadores establecidos.

4 Descripción de los elementos que intervienen en el pronóstico de demanda

A continuación se describen los elementos del pronóstico de demanda:

4.1 Entidad objeto de pronóstico

Dando cumplimiento a la Resolución CREG 025/95, las empresas responsables del pronóstico de demanda elaboran y envían al CND el pronóstico horario correspondiente para ser utilizado en el Despacho Económico.

Para la construcción de la demanda real y de potencia utilizados para los pronósticos de energía y potencia, se deben considerar tres componentes la DA (construida por el CND a través de ED), la DNA y la Potencia (reportada por los RPD).

Para el adecuado uso de los pronósticos anotados, es necesario transformar esta información acorde con las necesidades de los procesos que la emplean. Por lo tanto es necesario que estos sean representados a nivel de nodo eléctrico (o barra), mediante una transformación de dichos pronósticos en sus diferentes componentes: energía activa, energía reactiva y pérdidas de distribución en el nodo de carga.

4.2 Entidades objeto de modelado eléctrico

En el modelo eléctrico del SIN, la unidad básica es el NODO o BARRA. No se representa la totalidad del sistema en todos los niveles de tensión, y por ello, se representa la demanda referida a una parte de los mismos. La selección de los nodos se debe hacer de manera concertada entre el CND y el OR. Sin embargo, se exige que los nodos elegidos sean como mínimo los que siguen:

- Nodos de nivel de tensión IV.
- Nodos de otros niveles de tensión cuando se requiere representar generación.
- Otros nodos a criterio conjunto del CND y del agente involucrado.

Con base en esta topología previamente definida por el CND, se establece sobre cuáles barras se desagregará el pronóstico.

4.3 Factores de distribución de la demanda activa (FDA)

Es el factor de participación de la demanda de cada barra en el pronóstico del MC al que pertenece (debe tenerse en cuenta que la representación de la demanda en el pronóstico está referida al nivel de tensión de 230 kV). Los factores de desagregación de demanda se expresan en p.u. y por lo tanto la suma de los mismos debe ser 1.0.

En su determinación debe tenerse presente que la demanda representada debe corresponder a la carga que se modela y por lo tanto los factores evaluados deben estar libres de las influencias de los sistemas de medición, en particular del efecto de la energía inyectada por los cogeneradores, plantas menores y los autogeneradores así como los efectos de tránsito de energía en las redes de transporte.

Es responsabilidad del Operador de Red asegurar que estos factores que reporta sean consistentes con el pronóstico al cual van a ser aplicados.

4.4 Factores de potencia

Relaciona la demanda activa, reactiva y aparente, que se atiende en una barra. Se calcula por la siguiente ecuación:

$$f.p. = \frac{MW}{\sqrt{MW^2 + MVar^2}}$$

NOTA: Cuando existan cargas capacitivas y por ende resulten factores de potencia capacitivos, se adoptará como convención asignarle un signo negativo al valor reportado. Cuando se presenten cargas de ese tipo, serán analizadas de manera conjunta entre el Operador de Red y el CND para determinar su tratamiento.

4.5 Tipos de día

Para efectos de reportar y utilizar la información de los factores descritos en los numerales 4.3 y 4.4 del presente anexo, se adopta una simplificación de las características de la carga en solo tres tipos de día:

- Días Ordinarios = lunes a viernes con excepción de los lunes festivos
- Días Sábados
- Días Festivos = para días domingos y festivos

5 Aplicación de los Factores

Los factores descritos en los numerales 4.3 y 4.4 del Anexo 2 serán empleados por el CND para desagregar los pronósticos de demanda que se elaboran cada semana para el despacho económico, también los empleará como parte de los supuestos básicos en los estudios eléctricos a su cargo.

Cuando por razón del tipo de modelo que se vaya a emplear en un estudio en particular, se requiera separar las pérdidas de los sistemas de distribución, se emplearán los factores de pérdidas calculados conforme lo establecido en el Anexo 10 de la Resolución CREG 082/02.

Anexo 3

Intercambio de información para la gestión integral de la demanda

1. Reporte y Flujo de la información

1.1 Intercambio de Información de pronóstico

En cumplimiento de la Resolución CREG 025 de 1995, a más tardar los días miércoles de cada semana, el CND publicará en sus servidores un pronóstico elaborado para cada MC y para las cargas conectadas directamente al STN, correspondiente a la semana comprendida entre el lunes siguiente y el domingo posterior a ese lunes. Además, publicará la correspondiente desagregación de dicho pronóstico en cada una de las barras, empleando los factores descritos en los numerales 4.3 y 4.4 del Anexo 2 del presente Acuerdo, un resumen por Subáreas, Áreas Operativas y un resumen total del SIN.

De igual manera, a partir del miércoles de cada semana en que el CND publica la propuesta de pronóstico, y hasta el día viernes a las 13:00 horas, las empresas responsables del pronóstico de la demanda, entregarán a través del sistema del CND su proyección, el cual, será empleado en el Despacho Económico y se denominará Pronóstico Oficial.

Las empresas responsables del pronóstico de la demanda enviarán la información de los pronósticos y las modificaciones a los mismos, por los medios y en los formatos definidos por el CND, los cuales pueden ser consultados en la página WEB de XM en el instructivo “formatos intercambio información gestión integral de demanda”.

Los dos pronósticos mencionados, la propuesta de pronóstico del CND y el Pronóstico Oficial, deberán considerar por separado los 24 periodos horarios de energía y los 24 periodos de potencia, donde solo los periodos 19, 20 y 21 tendrán pronósticos de potencia con cobertura semanal, según lo establecido en la reglamentación vigente.

La hora límite diaria, para efectuar modificaciones a los pronósticos de la demanda de energía y potencia de cada Mercado de Comercialización por parte de las empresas, será las 07:30 horas del día anterior.

La información del pronóstico de demanda diaria que sea enviada al CND después de las 07:30 horas, se considerará como informada el siguiente día.

Para que los agentes puedan cumplir con el plazo dado para la modificación diaria del pronóstico (hasta las 7:30 horas), las desviaciones publicadas por el CND después de las 15:00 horas, se entenderán publicadas el día calendario siguiente.

Las empresas responsables del pronóstico de la demanda deberán asegurar los controles necesarios para el envío al CND del pronóstico depurado y sin errores de formato, así mismo, serán responsables por la calidad y oportunidad de la información enviada.

Se considera que valores de desviación mayores al 5% de la demanda de energía pronosticada para cada MC y cargas conectadas directamente al Sistema de Transmisión Nacional - STN, pueden poner en riesgo la atención segura y confiable de la demanda.

Por tal razón, cuando se identifique durante los seguimientos diarios al comportamiento de la Demanda de Energía del Sistema Interconectado Nacional – SIN, por parte del Centro Nacional de Despacho – CND, desviaciones diarias mayores al 5% durante 2 días consecutivos de un Mercado de Comercialización – MC, o de una carga conectada al Sistema de Transmisión Nacional – STN, las empresas responsables de realizar estos pronósticos deberán:

- a. Hacer un análisis detallado de las desviaciones presentadas y las acciones de mejora que emprenderán para evitar a futuro la situación que las originó, lo cual debe ser reportado al CND a más tardar el segundo día hábil siguiente a la publicación de las desviaciones, en el formato que éste defina.
- b. Modificar diariamente el pronóstico de demanda de energía para los próximos 7 días, contados a partir del día siguiente al reporte de desviación realizado por parte del CND, con la mejor estimación actualizada que posea y considerando los tiempos de publicación establecidos en el presente Acuerdo.
- c. Informar al Comité de Distribución y al CNO la evaluación de la efectividad de las acciones de mejora reportadas al CND, mediante formato que defina el Comité de Distribución, dentro de los primeros 10 días calendario del mes siguiente al mes en el que se presentaron las desviaciones.

Las desviaciones a los pronósticos de la demanda de energía del SIN, se calcularán por el CND para cada mercado de comercialización y cargas conectadas directamente al Sistema de Transmisión Nacional – STN, con base en la información de lectura de contadores reportada al ASIC, así:

$$\% \text{ DESV} = (|DP - DR| * 100) / DR$$

Donde:

% DESV : Porcentaje de desviación diaria del pronóstico de demanda del MC.

DP : Demanda diaria pronosticada del MC.

DR : Demanda real diaria del MC.

El CND publicará diariamente la lista de agentes que modificaron el pronóstico de demandas para cada mercado de comercialización y carga conectada al Sistema de Transmisión Nacional – STN.

Cuando las empresas responsables del pronóstico de la demanda no modifiquen en el sistema del CND el pronóstico, o cuando el pronóstico no pueda ser cargado por inconsistencia en los datos, el CND tomará como valor de pronóstico, el correspondiente a la última actualización efectuada. Se entiende como inconsistencia en los datos: archivos con formatos alfanuméricos, potencias menores que la energía y archivos con separadores no válidos.

No obstante haya inconsistencias en el reporte de información por parte de los agentes, el CND analizará la información recibida y la podrá verificar con el agente responsable.

1.2 Intercambio de información de demanda no atendida y potencia

1.2.1 Reporte de la estimación de la DNA

Dado que la DNA es por definición una variable que no puede ser medida y que solo puede ser estimada, son las empresas responsables del pronóstico de la demanda las encargadas de estimar esta componente y de reportarla al CND.

A más tardar a las 12 p.m. del tercer día calendario posterior a la fecha de operación, las empresas responsables del pronóstico de la demanda colocarán en el servidor designado por el CND un archivo con la información de demanda no atendida del área operativa correspondiente al día de operación objeto del reporte.

1.2.2 Reporte de la Potencia

A más tardar a las 12 p.m. del tercer día calendario posterior a la fecha de operación, las empresas responsables del pronóstico de la demanda colocarán en el servidor designado por el CND un archivo con la información asociada a la Potencia de todos los periodos del MC y de las cargas conectadas directamente al STN correspondiente al día de operación objeto del reporte.

Cuando en alguno de los periodos se presente DNA, ésta deberá ser tomada en cuenta por las empresas responsables del pronóstico de la demanda para efectos de la correcta estimación de la potencia.

Es responsabilidad de las empresas responsables del pronóstico de la demanda velar porque la información descrita en los numerales anteriores cumpla con la condición mínima de integridad que establece que la potencia debe ser igual o mayor a la demanda de energía del periodo correspondiente. Lo anterior implica que cuando se registre DNA en tales periodos, esta debe ser tomada en cuenta tanto para energía como para potencia.

El envío diario de la información de demanda estimada no atendida mencionada en el numeral 1.2.1 y la demanda de potencia mencionada en el numeral 1.2.2 de este anexo se hará en un solo archivo y será reportada al CND por los medios y formatos definidos en el instructivo “formatos intercambio información gestión integral de demanda” .

1.3 Intercambio de información histórica e indicadores

El décimo (10) día hábil de cada mes, el CND publicará en sus servidores la información histórica de cada MC y de las cargas conectadas directamente al STN del mes anterior, calculada con base en lo descrito en el presente Acuerdo. Adicionalmente, presentará una evaluación de las diferencias entre el valor real ajustado y el pronóstico de cada MC y de cada una de las cargas conectadas directamente al STN con su correspondiente evaluación de indicadores.

Los agentes presentarán sus comentarios a esta información entre el día décimo (10) y quince (15) de cada mes. Con base en estos comentarios el CND hará la evaluación definitiva de los indicadores y presentará un informe mensual al Comité de Distribución.

1.4 Intercambio de Información asociada al procedimiento de Limitación de Suministro

Las empresas responsables del pronóstico de la demanda estarán encargadas de revisar y enviar la información al CND que suministren los comercializadores que se encuentren en su área de cobertura y que se derive de las limitaciones de suministro o

raconamientos programados o no programados en su MC, según lo previsto en la reglamentación vigente.

1.5 Documentación del MC

Para asegurar la continuidad y documentación del procedimiento aquí descrito, las empresas responsables del pronóstico de la demanda dispondrán de manera permanente de diagramas unifilares que indiquen la cobertura de cada MC y de las barras asociadas, así como la localización de los medidores registrados ante el ASIC y empleados para la evaluación de la demanda del MC.

2. Reporte al CND de la información asociada a los factores de distribución y factores de potencia de los MC y de las cargas conectadas directamente al STN

Las empresas responsables del pronóstico de la demanda reportarán al CND los valores característicos de los parámetros evaluados como mínimo cada 2 meses (a más tardar el último día hábil de los meses: enero, marzo, mayo, julio, septiembre y noviembre), o con mayor periodicidad si lo consideran necesario. El formato de envío de la información de estos factores debe coincidir con el establecido en el instructivo “formatos intercambio información gestión integral de demanda” el cual contendrá los factores de distribución de demanda activa –FDA-, los factores de potencia –FP-, para cada barra y por cada tipo de día.

Adicionalmente, y si el agente lo considera pertinente, se podrá anexar la información complementaria ilustrativa en MWh y MVARh que empleó para sus cálculos, con miras a tener una mayor documentación de la carga que administra.

Sin perjuicio de la responsabilidad de las empresas responsables del pronóstico de la demanda por lo aquí establecido; cuando en la operación del SIN se presenten situaciones que demuestren la no concordancia entre la realidad y lo esperado con el uso de los factores aquí descritos, el CND adoptará operativamente los valores que estime convenientes para garantizar la calidad de la prestación del servicio y solicitará al agente la actualización de los factores que considera desviados acordando con el agente un plazo máximo de 5 días hábiles para ello. En caso de incumplirse el plazo antes mencionado, el CND informará de tal situación al CNO y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.