

De: Gabriela Cantú <gcantu@gasindustrial.com>
Enviado el: lunes, 17 de julio de 2017 10:50 p. m.
Para: Cofemer Cofemer
CC: Régulo Salinas
Asunto: Comentarios a diversos expedientes en materia eléctrica
Datos adjuntos: 170717 Carta sobre Manual de Contratos de Cobertura de Servicios de TD c....pdf; 170717 Carta a COFEMER sobre Manual de Programación de Salidas con anexo....pdf; 170717 Carta a COFEMER sobre Manual sobre Costos de Oportunidad con anex....pdf; 170717 Comentarios de CONCAMIN al Manual CGasNatural.pdf; 170717 Carta a COFEMER sobre Manual TIC.pdf

Buenas tardes,
De parte del Ing. Régulo Salinas Garza, presidente de la Comisión de Energía de la CONCAMIN, adjunto los comentarios de los siguientes expedientes:

1. Manual de Coordinación de Gas Natural
www.cofemersimir.gob.mx/portales/resumen/42970
2. Manual de Mercado para la Programación de Salidas
<http://www.cofemersimir.gob.mx/portales/resumen/42942>
3. Manual de Contratos de Cobertura de Servicios de Transmisión y Distribución
<http://www.cofemersimir.gob.mx/portales/resumen/42958>
4. Manual de Costos de Oportunidad
<http://www.cofemersimir.gob.mx/portales/resumen/42961>
5. Manual de requerimientos de Tecnologías de Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista.
<http://www.cofemersimir.gob.mx/portales/resumen/42959>

Saludos,
Gabriela Cantú

"AÑO DEL CENTENARIO DE LA PROMULGACIÓN DE LA CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS" "La información de este correo así como la contenida en los documentos que se adjuntan, puede ser objeto de solicitudes de acceso a la información"



Ciudad de México, a 17 de julio de 2017

Comisión Federal de Mejora Regulatoria

Boulevard Adolfo Lopez Mateos 3025 piso 8,
Independencia Batan Norte, 10400
Ciudad de México, México

REF: Comentarios al anteproyecto con el Exp. 13/0028/030717

Nos referimos al anteproyecto con el Expediente 13/0028/030717, el *“Manual de Coordinación de Gas Natural”*, que se encuentra en el portal de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (*“COFEMER”*) con MIR de impacto Moderado con análisis de impacto en la competencia.

Al respecto, me permito adjuntar los principales comentarios recibidos a dicho anteproyecto de las cámaras afiliadas a la Comisión de Energía de la Confederación de Cámaras Industriales de la República Mexicana (*“CONCAMIN”*).

Reiteramos el interés del sector industrial para que la apertura del mercado eléctrico sea exitoso y contribuya al crecimiento económico del país. Por este motivo la CONCAMIN respetuosamente solicita a las instancias correspondientes que considere los puntos mencionados en el anexo, con el objeto de que los usuarios tengan acceso a un mercado eficiente.

Agradeciendo de antemano la atención que se sirva prestar a la presente, me reitero a sus apreciables órdenes.

Atentamente,

Ing. Régulo Salinas Garza
Presidente de la Comisión de Energía de CONCAMIN

Manuel María Contreras 133
Cuauhtémoc
Ciudad de México

Manual de Coordinación de Gas Natural

Versión 03/07/17

CONTENIDO

CAPÍTULO 1 Introducción	1
1.1 Propósito de los Manuales de Prácticas del Mercado.....	1
1.2 Propósito y contenido de este Manual	1
1.3 Términos definidos.....	2
1.4 Reglas de interpretación	5
CAPÍTULO 2 Protocolo general de intercambio de información entre los Generadores, los Administradores de Gas Natural y el CENACE.....	7
2.1 Disposiciones Generales.....	7
2.2 Modelo de Gas Natural	7
2.3 Confidencialidad de la información.....	8
2.4 Información de los Generadores al CENACE	9
2.5 Información de los Administradores de Gas Natural al CENACE.....	10
2.6 Información del CENACE a los Administradores de Gas Natural.....	13
2.7 Evaluación de interrupciones que puedan causar un Estado Operativo de Alerta o un Estado Operativo de Emergencia.....	14
CAPÍTULO 3 Acciones en el Mercado Eléctrico Mayorista por restricciones de Gas Natural	16
3.1 Responsabilidades Generales de los Generadores.....	16
3.2 Responsabilidades Generales del CENACE	16
3.3 Acciones en el Mercado de Energía a Corto Plazo durante Eventos Relevantes	18
3.4 Asignación del Gas Natural Disponible durante Eventos Relevantes.....	20
3.5 Estimación de costos de oportunidad.....	31
3.6 Ajuste de ofertas por Restricciones de Gas Natural	33
CAPÍTULO 4 Excepciones	40
4.1 Compensación a los Generadores afectados por la falta de disponibilidad de Gas Natural	40
CAPÍTULO 5 Consideraciones contractuales adicionales del suministro de Gas Natural.....	42
5.1 Exenciones a la obligación de ofrecer la totalidad de la capacidad disponible.....	42
5.2 Regiones con disponibilidad de reprogramación de Gas Natural en el mismo día y de Servicio de Programación Flexible.....	43
CAPÍTULO 6 Disposiciones Transitorias	44

CAPÍTULO 1

Introducción

1.1 Propósito de los Manuales de Prácticas del Mercado

- 1.1.1** Las Reglas del Mercado que rigen al Mercado Eléctrico Mayorista se integran por las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado.
- 1.1.2** Los Manuales de Prácticas del Mercado forman parte de las Disposiciones Operativas del Mercado y tienen por objeto desarrollar a detalle elementos de las Bases del Mercado Eléctrico y establecer los principios de cálculo, reglas, instrucciones, directrices, ejemplos y procedimientos a seguir para la administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista.

1.2 Propósito y contenido de este Manual

- 1.2.1** El presente “Manual de Coordinación de Gas Natural” tiene como propósito establecer las reglas generales para la coordinación entre el CENACE, los Administradores de Gas Natural y los Generadores en relación con la disponibilidad de Gas Natural; los procedimientos para llevar a cabo el intercambio de información entre ellos, así como el uso que se dará a esta información y su impacto en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- 1.2.2** Este Manual desarrolla el contenido de la Base 10.6 y comprende los temas siguientes:
 - a) El protocolo general de intercambio de información entre el CENACE, los Administradores de Gas Natural y los Generadores sobre la disponibilidad de Gas Natural;
 - b) Las acciones en el Mercado Eléctrico Mayorista por restricciones de Gas Natural;
 - c) Excepciones; y
 - d) Las consideraciones contractuales adicionales del suministro de Gas Natural.

1.3 Términos definidos

Para efectos del presente Manual, además de las definiciones del artículo 3 de la Ley de la Industria Eléctrica, del artículo 2 de su Reglamento, de las Bases del Mercado Eléctrico, del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo y del Manual de Prácticas de Costos de Oportunidad, se entenderá por:

- 1.3.1 Administradores de Gas Natural:** El CENAGAS, los demás gestores de Sistemas de Transporte de Gas Natural y otras empresas transportistas y distribuidoras de Gas Natural.
- 1.3.2 Alerta Crítica:** Situación de emergencia operativa declarada por algún Administrador de Gas Natural, que se suscita por motivos fuera del control del mismo y que pone en riesgo la integridad del Sistema de Transporte de Gas Natural correspondiente o la continuidad en la prestación de los servicios de transporte.
- 1.3.3 Balance Agregado Diario:** Para un Shipper determinado que, para un Día de Operación en particular nomine cantidades de Gas Natural a ser inyectadas en diversos Puntos de Recepción, y a ser extraídas en varios Puntos de entrega, se entenderá como Balance Agregado Diario el hecho de que la suma de las cantidades de Gas Natural inyectadas en los Puntos de Recepción (menos el correspondiente Gas Natural Combustible) sea igual a la suma de las cantidades de Gas Natural extraídas en los Puntos de Entrega.
- 1.3.4 CENAGAS:** Centro Nacional de Control del Gas Natural.
- 1.3.5 Contrato en Base Firme:** Se refiere al contrato de transporte de Gas Natural en base firme que un Generador tenga con un Administrador de Gas Natural para transportar Gas Natural hasta su Central Eléctrica, así como, en el caso en que el Generador cuente con un contrato de suministro con un comercializador de Gas Natural, al contrato de transporte de Gas Natural en base firme que dicho comercializador tenga con el Administrador de Gas Natural para transportar Gas Natural hasta la Central Eléctrica representada por el Generador. En caso de que para hacer llegar Gas Natural hasta la Central Eléctrica sea necesario utilizar dos o más Sistemas de Transporte de Gas Natural, se considerará que existe un Contrato en Base firme si y sólo si el Generador o el comercializador de Gas Natural, según sea el caso, cuentan con Contratos en Base Firme en todos y cada uno de los Sistemas de Transporte de Gas Natural involucrados.
- 1.3.6 CRE:** La Comisión Reguladora de Energía.
- 1.3.7 Día de Flujo:** El periodo consecutivo de veinticuatro horas que se establece en los Términos y Condiciones para la prestación de los servicios de Transporte por Ducto y Almacenamiento de Gas Natural determinado por el Administrador de Gas Natural y autorizado por la Comisión Reguladora de Energía, durante el cual el Shipper debe

Comentario [GCK1]: ¿Los contratos base multi anual y base multi anual acotada flexible se consideran pre-existentes?

inyectar y extraer de éste las cantidades de Gas Natural establecidas en la confirmación aplicable a ese día.

- 1.3.8 Día de Operación:** El periodo consecutivo de veinticuatro horas en el cual se desarrollan el Mercado del Día en Adelanto y, una vez implementado, el Mercado de Una Hora en Adelanto.
- 1.3.9 Estado Operativo de Emergencia:** Aquel donde: (i) en la operación del SEN no se tienen adecuados márgenes de reserva; (ii) se opera el sistema fuera de los límites de seguridad; (iii) las transferencias de potencia son mayores a las recomendables, y (iv) existe insuficiente reserva rodante, existen violaciones operativas y de diseño y se compromete la integridad del sistema al punto en que el CENACE puede acreditar que ninguno de los mecanismos previstos en las Bases del Mercado que le permiten adquirir potencia es adecuado para responder de manera efectiva ante condiciones inminentes de racionamiento del suministro que puedan afectar a un número importante de usuarios por un periodo significativo de tiempo.
- 1.3.10 Evento Relevante:** Cortes o interrupciones en el suministro de Gas Natural, inyecciones o extracciones superiores o inferiores a lo confirmado que restrinjan la capacidad del transporte de Gas Natural, modificaciones y reparaciones imprevistas en los sistemas de transporte de Gas Natural, contingencias operativas fuera del control del Transportista o caso fortuito o de fuerza mayor que tengan por consecuencia una reducción inevitable en la capacidad del SISTRANGAS o de los Sistemas de Transporte de Gas Natural correspondientes.
- 1.3.11 Fracción en Base Firme:** Cociente que resulta de dividir el Volumen en Base Firme nominado por un Generador o Central Eléctrica, o asignado por un modelo de asignación de Unidades de Central Eléctrica, según sea el caso, hacia un Punto de Entrega específico, entre la suma algebraica de todos los volúmenes nominados o asignados por un modelo de asignación de Unidades de Central Eléctrica, según sea el caso, en base firme para el mismo Punto de Entrega.
- 1.3.12 Fracción en Base Interrumpible:** Cociente que resulta de dividir el Volumen en Base Interrumpible nominado por un Generador o Central Eléctrica, o asignado por un modelo de asignación de Unidades de Central Eléctrica, según sea el caso, hacia un Punto de Entrega específico, entre la suma algebraica de todos los volúmenes nominados o asignados por un modelo de asignación de Unidades de Central Eléctrica, según sea el caso, en base interrumpible para el mismo Punto de Entrega.
- 1.3.13 Gas Natural:** Como se define en la Ley de Hidrocarburos, la mezcla de gases que se obtiene de la extracción o del procesamiento industrial y que es constituida principalmente por metano. Usualmente esta mezcla contiene etano, propano, butanos y pentanos. Asimismo, puede contener dióxido de carbono, nitrógeno y ácido sulfhídrico, entre otros. Puede ser Gas Natural asociado, Gas Natural no asociado o gas asociado al carbón mineral.

- 1.3.14 Gas Natural Combustible:** Para cada Sistema de Transporte de Gas Natural, el combustible necesario para operar las estaciones de compresión el cual no podrá ser mayor a aquél aprobado por la CRE dentro de los permisos de transporte correspondientes a cada Sistema de Transporte de Gas Natural.
- 1.3.15 Modelo de Gas Natural:** El modelo simple de la red de transporte de Gas Natural a ser definido por los Administradores de Gas Natural, y que será utilizado por el CENACE en los modelos de asignación de unidades del Mercado de Corto Plazo.
- 1.3.16 MMBtu:** Un millón de unidades térmicas británicas, cantidad de calor equivalente a 1.05435×10^9 Joules.
- 1.3.17 Límite de Despacho Económico Máximo:** La generación máxima que una Unidad de Central Eléctrica puede alcanzar en un estado operativo normal.
- 1.3.18 Nominación:** La comunicación enviada por el Shipper al Administrador de Gas Natural correspondiente, en la que se establece la cantidad de Gas Natural que el Shipper requiere transportar en dicho sistema, como dictan los Términos y Condiciones para la prestación de los servicios de Transporte por Ducto y Almacenamiento de Gas Natural propuestos por el Administrador de Gas Natural y autorizados por la CRE. En el presente Manual se supone además que la cantidad nominada por el Shipper ha sido confirmada por el Administrador de Gas Natural, creándose así un compromiso vinculatorio entre ambas partes.
- 1.3.19 Protocolo de Comunicación:** Acuerdo de voluntades suscrito entre el CENACE y los Administradores de Gas Natural en el que se establecen los términos y condiciones mediante los que las partes llevarán a cabo el intercambio de información en relación con el suministro de Gas Natural a las centrales eléctricas del SEN.
- 1.3.20 Punto de Entrega:** Lugar físico en donde el Administrador de Gas Natural entrega el Gas Natural al Shipper, o a quien éste designe para tales efectos.
- 1.3.21 Punto de Recepción:** Lugar físico en donde el Administrador de Gas Natural recibe el Gas Natural del Shipper, o de quien éste designe para tales efectos.
- 1.3.22 Recurso de Energía Limitada:** De conformidad con lo establecido en la sección 6.5.1 (c) de las Bases del Mercado Eléctrico, Recurso de Energía Limitada se refiere únicamente a unidades térmicas con límites periódicos de disponibilidad o de consumo de Gas Natural.
- 1.3.23 SEN:** El Sistema Eléctrico Nacional.
- 1.3.24 Servicios de Programación Flexible:** Contratos para la compra-venta de Gas Natural que proporcionen flexibilidad al comprador respecto del tiempo de entrega.
- 1.3.25 Shipper:** Es el usuario de los diferentes sistemas de transporte de Gas Natural que, ante los Administradores de Gas Natural correspondientes, es la parte encargada de realizar las nominaciones y recibir las confirmaciones de Gas Natural entre los

diferentes puntos de inyección y puntos de entrega, así como del pago de los servicios de transporte de Gas Natural ante los Administradores de Gas Natural.

- 1.3.26 SIM:** El Sistema de Información del Mercado.
- 1.3.27 Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (o SISTRANGAS):** El Sistema Integrado, definido de acuerdo a la Ley de Hidrocarburos, cuyo gestor es el CENAGAS.
- 1.3.28 Sistemas de Transporte de Gas Natural:** Los sistemas de Transporte por ducto y de Almacenamiento de Gas Natural interconectados al SISTRANGAS, incluido el mismo SISTRANGAS, así como cualquier otro sistema dedicado al transporte y almacenamiento de Gas Natural que se encuentre en el territorio Nacional.
- 1.3.29 TCPS:** Los Términos y Condiciones para la Prestación de los Servicios propuestos por el Administrador de Gas Natural y aprobados por la CRE, para regular el servicio de transporte de Gas Natural.
- 1.3.30 Volumen en Base Firme:** Para un Punto de Entrega determinado, se refiere a la suma de las cantidades nominadas por diferentes Shippers, en MMBtu por día, que se realizan bajo el amparo de un Contrato en Base Firme.
- 1.3.31 Volumen en Base Interrumpible:** Para un Punto de Entrega determinado, se refiere a la suma de las cantidades nominadas por diferentes Shippers, en MMBtu por día, que no se realizan bajo el amparo de un Contrato en Base Firme.
- 1.3.32 Volumen Disponible en Base Firme:** Significa, para un Punto de Entrega específico y durante la ocurrencia de un Evento Relevante, la cantidad de Gas Natural (en MMBtu por día) que el Administrador de Gas Natural ha autorizado extraer a los Shippers que han realizado pedidos en base firme para el Punto de Entrega.
- 1.3.33 Volumen Disponible en Base Interrumpible:** Significa, para un Punto de Entrega específico y durante la ocurrencia de un Evento Relevante, la cantidad (en MMBtu por día) que el Administrador de Gas Natural ha autorizado extraer a los Shippers que han realizado pedidos en base interrumpible para el Punto de Entrega.

1.4 Reglas de interpretación

- 1.4.1** Los términos definidos a que hace referencia la disposición 1.3 se podrán utilizar en plural o singular sin alterar su significado siempre y cuando el contexto así lo permita.
- 1.4.2** Salvo indicación contraria, los días señalados en este documento se entenderán como días naturales y cuando se haga referencia a año, se entenderá éste como año calendario.
- 1.4.3** En caso de que exista alguna contradicción o inconsistencia entre lo previsto en este Manual y lo previsto en las Bases del Mercado Eléctrico, prevalecerá lo establecido en las Bases del Mercado Eléctrico.

- 1.4.4** Salvo que expresamente se indique otra cosa, cualquier referencia a un capítulo, sección, numeral, inciso, sub-inciso, apartado o en general a cualquier disposición, se deberá entender realizada al capítulo, sección, numeral, inciso, sub-inciso, apartado o disposición correspondiente en este Manual.

CAPÍTULO 2

Protocolo general de intercambio de información entre los Generadores, los Administradores de Gas Natural y el CENACE

2.1 Disposiciones Generales

- 2.1.1** Con el objeto de mantener la Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del suministro eléctrico, el CENACE deberá intercambiar información operativa con los Administradores de Gas Natural en relación con el suministro y transporte de Gas Natural.
- 2.1.2** El CENACE se coordinará con los Administradores de Gas Natural para intercambiar la información que se requiera para llevar a cabo la planeación operativa del SEN y de los Sistemas de Transporte de Gas Natural.
- 2.1.3** Para asegurar la operación confiable del SEN, el CENACE considerará las restricciones en el suministro y transporte de Gas Natural, que deberán ser notificadas tanto por los Generadores como por los Administradores de Gas Natural, en los modelos del Mercado de Energía de Corto Plazo.
- 2.1.4** Para asegurar la operación confiable de los Sistemas de Transporte de Gas Natural, los Administradores de Gas Natural considerarán los cambios imprevistos en las órdenes del despacho a cualquier Generador, así como las salidas no programadas de operación de unidades generadoras de energía; eventos que serán notificados tan pronto sea posible por el CENACE. En caso de que la información proporcionada por parte de los Generadores, relativa a nominación, programación y confirmación de pedidos de Gas Natural, difiera de la proporcionada por el Administrador de Gas Natural, el CENACE utilizará la información proporcionada por el Administrador de Gas Natural.

2.2 Modelo de Gas Natural

- 2.2.1** El Modelo de Gas Natural es un modelo simplificado de los sistemas de transporte de Gas Natural a través de los cuales se transporta dicho combustible hacia diferentes Unidades de Central Eléctrica, con el objetivo de generar energía eléctrica que estará disponible en el Mercado de Energía de Corto Plazo. En la medida en la que ocurran

Eventos Relevantes que generen restricciones en la capacidad de transporte de los diferentes sistemas involucrados, el CENACE podrá determinar los Costos de Oportunidad de las Unidades de Centrales Eléctricas que se vean afectadas por dichas restricciones, información que se reflejará en las Ofertas de Venta correspondientes.

2.2.2 Bajo la coordinación del CENACE, los Administradores de Gas Natural definirán el Modelo de Gas Natural que será utilizado por el CENACE en los modelos de asignación de unidades del Mercado de Corto Plazo.

2.2.3 El modelo de Gas Natural constará de los siguientes elementos y parámetros:

- (i) Puntos de Recepción.
- (ii) Puntos de Entrega, para usos distintos a la generación de energía eléctrica.
- (iii) Puntos de Entrega para generación de energía eléctrica.
- (iv) Zonas de suministro de Gas Natural, que también se conocen como nodos de transbordo.
- (v) Arcos de transporte de Gas Natural. Los arcos se caracterizarán mediante los siguientes parámetros: nodo origen, nodo destino, capacidad de transporte (en MMBtu por día).
- (vi) Cada Punto de Entrega será el destino de un arco de transporte que tendrá su origen en alguna zona de suministro.
- (vii) Cada Punto de Recepción será el origen de un arco de transporte cuyo destino será un nodo de transbordo (zona de suministro).

2.2.4 Una vez definido, el Modelo de Gas Natural será incluido dentro del Modelo AU-CHT y será parte integral del mismo, lo que le permitirá al CENACE determinar Costos de Oportunidad asociados a Eventos Relevantes dentro de los sistemas de transporte de Gas Natural, como se explica en el numeral 2.2.1 anterior.

2.3 Confidencialidad de la información

2.3.1 El CENACE deberá firmar Protocolos de Comunicación con los Administradores de Gas Natural para que dichas entidades proporcionen información al CENACE sobre interrupciones en el suministro y transporte de Gas Natural que pudieran llegar a afectar el manejo operativo del SEN y que, de manera recíproca, el CENACE informe oportunamente a los Administradores de Gas Natural sobre las interrupciones en la transmisión o generación de electricidad que puedan modificar el consumo programado de Gas Natural, siempre vigilando los principios de confidencialidad de la información que se establezcan en dichos acuerdos. El CENACE mantendrá la confidencialidad de la información no pública que reciba de los Administradores de Gas Natural. Para garantizar lo anterior, el CENACE y los Administradores de Gas

Natural suscribirán un acuerdo de confidencialidad y uso de la información reservada para el intercambio de información.

- 2.3.2** De participar **otros entes** en los intercambios de información estos suscribirán también acuerdos de confidencialidad con el CENACE y con los Administradores de Gas Natural.
- 2.3.3** El intercambio de información entre los Administradores de Gas Natural y el CENACE en relación con el acuerdo de confidencialidad que celebren con ese propósito, se regirá por los términos y condiciones de dicho acuerdo.
- 2.3.4** El intercambio de información se llevará a cabo con transparencia, sin excepción ni distinción alguna entre los Participantes del Mercado involucrados en dicho intercambio. Por ejemplo, si se requiere información de un nodo o sector de transporte particular, se proporcionará la información de todas las Unidades de Centrales Eléctricas establecidas en dicho nodo o sector.

Comentario [GCK2]: A quién se refiere? Qué tipo de información se les daría? Tendría que ser una versión pública

2.4 Información de los Generadores al CENACE

- 2.4.1** Aquellos Generadores que representen en el Mercado de Energía de Corto Plazo a una o más Unidades de Central Eléctrica tendrán la obligación de hacer llegar al CENACE la información que se describe en los numerales de esta sección, ya sea que dichos Generadores actúen como Shipper en los diferentes sistemas de transporte de Gas Natural involucrados y cuenten de primera mano con la mencionada información o, en caso de que una tercera parte sea la que tenga contratada la capacidad de transporte y asuma por lo tanto el papel de Shipper, los Generadores estarán obligados a conseguir dicha información y hacérsela llegar al CENACE en tiempo y forma.
- 2.4.2** Los Generadores deberán informar al CENACE si las Centrales Eléctricas que representan pertenecen a un grupo de Unidades de Central Eléctrica, para efectos de establecer un límite de energía disponible en total para ese grupo, si fuese necesario durante un Evento Relevante, expresado en MWh.
- 2.4.3** Los Generadores enviarán diariamente al CENACE, antes de las 10:00 horas las cantidades de Gas Natural por Punto de Recepción (en MMBtu por día) que esperan consumir durante los siguientes siete días calendario.
- 2.4.4** Los Generadores deberán informar al CENACE sobre el tipo de contratos de transporte de Gas Natural con los que cuentan, ya sea en Base Firme o en Base Interrumpible, independientemente de que ellos mismos sean quienes administren dichos contratos de transporte o que un Shipper lo esté haciendo por ellos. En caso de que así lo solicitase el CENACE, los Generadores deberán mostrar al CENACE una copia simple de los contratos de transporte correspondientes.

- 2.4.5** Para el MDA, las Ofertas de Venta correspondientes, basadas en los Costos de Oportunidad, en los términos que se describen en el Manual de Costos de Oportunidad.
- 2.4.6** Los Generadores definirán la relación de Puntos de Recepción y Puntos de Entrega entre los que deberá generarse el Balance Agregado Diario.
- 2.4.7** Cuando un Administrador de Gas Natural o un Shipper, según sea el caso, notifique a un Generador sobre una restricción en el suministro de Gas Natural, los Generadores deberán notificar al CENACE sobre la vigencia (múltiples días, un día u horas en un día) y características de las restricciones de Gas Natural en las Unidades de Centrales Eléctricas que representan, y deberá actualizar dichos datos de manera continua, cada vez que se modifique la restricción de Gas Natural, hasta que ésta termine. Las restricciones mencionadas en este numeral son adicionales a las del Balance Agregado Diario a las que se hace referencia en el numeral 2.4.4 anterior.
- 2.4.8** La notificación mencionada en el numeral anterior se llevará a cabo a través del módulo del SIM designado para la administración de interrupciones o el Módulo del SIM para la Coordinación de Gas Natural en un período máximo de 30 min después de haber recibido la notificación por parte del Administrador de Gas Natural.
- 2.4.9** En caso de que un Generador no realice la notificación al CENACE respecto a alguna Unidad de Central Eléctrica que represente en el Mercado Eléctrico Mayorista, referida en el numeral anterior, dicha unidad no será considerada como Recurso de Energía Limitada en el Mercado de Energía de Corto Plazo. Por lo tanto, en caso de que la Unidad de Central Eléctrica tenga una instrucción de despacho y no pueda cumplir con su compromiso de entrega de energía, el Generador será sujeto de las penalizaciones aplicables detalladas en la Ley de la Industria Eléctrica. Lo anterior sin perjuicio de que la indisponibilidad de la Unidad de Central Eléctrica sea considerada para efectos del Mercado para el Balance de Potencia. El Generador estará obligado a proporcionar cualquier información que la Unidad de Vigilancia del Mercado y el CENACE le soliciten a fin de poder sustentar la restricción, así como pruebas de los parámetros detallados que definen la restricción.
- 2.4.10** En caso de que un Generador no cuente con un Contrato en Base Firme, el CENACE utilizará la información provista por el Administrador de Gas Natural y el Generador respecto de las restricciones por sector de transporte y asignará el Gas Natural disponible entre las Centrales Eléctricas que formen parte del sector de transporte afectado, de conformidad con las secciones 3.2, 3.3 y 3.4 del presente Manual.

2.5 Información de los Administradores de Gas Natural al CENACE

- 2.5.1** Cuando un Administrador de Gas Natural identifique que existen o existirán restricciones para suministro de Gas Natural en una cierta zona del Sistema de Transporte de Gas Natural, deberá comunicarlo al CENACE a más tardar 30 minutos después de haber identificado dichas restricciones.

2.5.2 Los Administradores de Gas Natural deberán de proporcionar al CENACE, de conformidad con los términos que se establecen en el Protocolo de Comunicación mencionado en el numeral 2.3.1, la siguiente información:

- a) Para el horizonte de planeación anual la mejor información estimada con la que cuenten, para el siguiente año:
 - i. Restricciones mensuales en el transporte de Gas Natural, indicando las cantidades disponibles de Gas Natural por Central Eléctrica o grupos de Centrales Eléctricas;
 - ii. Actualización de la información de restricciones en el transporte de Gas Natural descrita en el inciso anterior; y,
 - iii. Planes de mantenimiento de la infraestructura de transporte de Gas Natural que afecten la disponibilidad de capacidad de transporte, indicando las cantidades disponibles por Central Eléctrica o grupos de Centrales Eléctricas afectados por la restricción.
 - iv. Dicha información deberá ser proporcionada a más tardar seis meses calendario antes del inicio del siguiente año calendario.
 - v. Cuando los Administradores de Gas no definan cantidades disponibles o restricciones de ningún tipo, entonces los algoritmos de CENACE utilizados para la planeación de la operación a mediano plazo, supondrán que existe plena disponibilidad de gas natural.
- b) Para el horizonte de planeación mensual:
 - i. Actualización a las restricciones en la disponibilidad de la capacidad de transporte de Gas Natural para el mes siguiente, indicando las cantidades disponibles por Punto de Entrega, o por grupos de Puntos de Entrega, afectado por la restricción.
 - ii. Planeación indicativa de nominación y programación y confirmación de pedidos mensuales para el mes siguiente.
 - iii. Esta información debe ser enviada el día 5 de cada mes.
- c) Para el horizonte de planeación de los siguientes 7 días:
 - i. Programa diario de entregas de Gas Natural en los Puntos de Recepción; y la relación de Puntos de Recepción y Puntos de Entrega entre los que deberá generarse el Balance Agregado Diario.
 - ii. Informe de planes de mantenimiento o restricciones en la disponibilidad de Gas Natural, indicando la disminución correspondiente de la capacidad de alguno o algunos Arcos de transporte de Gas Natural del Modelo de Gas Natural.

- iii. Planeación indicativa de nominación, programación y confirmación de pedidos del mercado secundario (cantidades, destinatario y punto de entrega), cuando dicho mercado exista.
 - iv. La información de los incisos (i)-(iii) deberá ser entregada todos los días a más tardar a las 9:30 horas del segundo día anterior al Día de Operación para que sea considerado en el modelo AU-CHT.
- d) Para el Mercado del Día en Adelanto:
- i. Programa de entrega de Gas Natural para el Día de Operación (confirmación de cantidad de Gas Natural para plantas). El Modelo AU-CHT, en la corrida del día anterior al MDA ejecutada por el CENACE, determina, entre otros resultados, el programa de entrega de Gas Natural para el Día de Operación (que ocurre un día después de la ejecución del MDA).
 - ii. Informe de planes de mantenimiento o restricciones en la disponibilidad de Gas Natural, indicando las cantidades disponibles para Centrales Eléctricas o grupos de Centrales Eléctricas afectadas.
 - iii. Volúmenes Totales transportados por Punto de Entrega un día antes del Día de Operación.
- e) Para ser considerada en el modelo para el Mercado del Día en Adelanto, la información de los incisos (a)-(d) deberá ser entregada todos los días a más tardar 30 min antes del cierre de recepción de ofertas para el MDA.

2.5.3 Los Protocolos de Comunicación que suscriba el CENACE con los Administradores de Gas Natural, deberán establecer:

- a) Acciones para notificar al CENACE sobre un Evento Relevante programado para una Unidad de Central Eléctrica o Punto de Entrega, incluyendo:
 - i. Identificación (ID) de la Unidad de Central Eléctrica que se verá afectada;
 - ii. Cantidades máximas permitido (en MMBtu) para el consumo de Gas Natural por hora y por día;
 - iii. Día y hora de inicio y fin de la restricción, incluyendo el tiempo estimado de recuperación del volumen de Gas Natural; e,
 - iv. Identificación de causas que dan origen a la disminución en el suministro.
- b) Acciones para notificar al CENACE, una vez normalizada la situación de suministro de Gas Natural, la terminación del Evento Relevante.
- c) Los tiempos y personal responsable para llevar a cabo las notificaciones.
- d) Consideraciones adicionales.

2.6 Información del CENACE a los Administradores de Gas Natural

2.6.1 La demanda de Gas Natural del sector eléctrico tiene gran relevancia en los escenarios de planeación que se desarrollan para la elaboración de los planes de expansión y optimización de la infraestructura de transporte y almacenamiento de Gas Natural. Por ello, el CENACE proporcionará a los Administradores de Gas Natural la información que se señala a continuación:

- a) Para el horizonte de planeación anual:
 - i. Consumo estimado mensual de Gas Natural para las Centrales Eléctricas conectadas al gasoducto o red de gasoductos de cada Administrador de Gas Natural en MMBtu;
 - ii. Actualización de la información de consumo estimado de Gas Natural descrito en el sub-inciso anterior; y,
 - iii. Aprobación de las solicitudes de salida para los tres años siguientes de Centrales Eléctricas y elementos de la Red Nacional de Transmisión que afecten el consumo de Gas Natural.
 - iv. Dicha información deberá ser proporcionada a más tardar seis meses calendario antes del inicio del siguiente año calendario.
- b) Para el horizonte de planeación mensual:
 - i. Volúmenes programados para consumo de Gas Natural por Punto de Entrega;
 - ii. Actualización del programa trimestral integrado de salidas, por solicitudes de modificación de salidas o por salidas adicionales, en relación a las Centrales Eléctricas que consumen Gas Natural; y,
 - iii. Actualización de la capacidad disponible de las Centrales Eléctricas que consumen Gas Natural.
 - iv. La información de los tres incisos precedentes deberá ser enviada el día 5 de cada mes.
- c) Para el horizonte de planeación de 1 a 7 días:
 - i. Valores estimados de consumo de Gas Natural por Central Eléctrica;
 - ii. Estimación de las variaciones “razonables” que se esperan de la programación; y,
 - iii. Restricciones que pudieran contribuir a un Estado Operativo de Alerta o un Estado Operativo de Emergencia en el Sistema Eléctrico Nacional; en cuanto se tenga conocimiento de las mismas.
 - iv. La información de los tres incisos anteriores deberá ser entregada a más tardar media hora antes del cierre de recepción de ofertas para el Día de Operación.

Comentario [GCK3]: Acotar el término de “razonable”

- d) Para el Mercado del Día en Adelanto:
 - i. Volúmenes programados para consumo de Gas Natural; y,
 - ii. Restricciones que pudieran contribuir a un Estado Operativo de Alerta o a un Estado Operativo de Emergencia en el Sistema Eléctrico Nacional; en cuanto se tenga conocimiento de las mismas.

2.6.2 La información de los tres incisos anteriores deberá ser entregada a más tardar media hora antes del cierre de recepción de ofertas del Mercado del Día en Adelanto.

2.7 Evaluación de interrupciones que puedan causar un Estado Operativo de Alerta o un Estado Operativo de Emergencia.

2.7.1 Cuando se presenten Eventos Relevantes, el CENACE buscará establecer el compromiso de los Administradores de Gas Natural, a través de los Protocolos de Comunicación correspondientes, para coordinar los planes de interrupción y las comunicaciones, de acuerdo con lo siguiente:

- a) El CENACE evaluará si las interrupciones notificadas por los Administradores de Gas Natural resultan en un Estado Operativo de Alerta o en un Estado Operativo de Emergencia, en términos de las Bases 6.3.2 (b) y 6.3.2 (c) y lo que al respecto se establezca en el Manual de Confiabilidad], y en su caso, tomará las medidas que correspondan a dicho estado operativo.
- b) El CENACE llevará a cabo un análisis de seguridad operativa para identificar a las Unidades de Centrales Eléctricas que deban tener estatus de “asignación y despacho fuera de mérito por Confiabilidad” y, sólo en este caso, que deban tener prioridad de suministro de Gas Natural y se lo comunicará al Administrador de Gas Natural, quien a su vez lo hará del conocimiento de los Shippers correspondientes.
- c) La asignación de la capacidad de transporte y almacenamiento durante el periodo de Alerta Crítica o Evento Relevante, se llevará a cabo en el orden de prelación establecido en los TCPS que proponga el Administrador de Gas Natural y apruebe la CRE para el servicio correspondiente, en términos no indebidamente discriminatorios.
- d) Con base en la asignación resultado del período de Alerta Crítica o Evento Relevante, entre las 07:00 y las 09:00 horas del día previo al Día de Operación, el CENACE realizará el análisis para establecer los costos de oportunidad para Unidades de Central Eléctrica con limitaciones de Gas Natural, en los términos de la sección 3.6 de este manual.

2.7.2 El CENACE y los Administradores de Gas Natural establecerán procedimientos para la administración del Gas Natural disponible en caso de que las limitaciones en el suministro de Gas Natural deriven en un Estado Operativo de Alerta o en un Estado

Operativo de Emergencia, en los términos establecidos en este Manual, la normatividad vigente y los contratos correspondientes.

CAPÍTULO 3

Acciones en el Mercado Eléctrico Mayorista por restricciones de Gas Natural

3.1 Responsabilidades Generales de los Generadores

3.1.1 Los Generadores afectados por la falta de disponibilidad de Gas Natural realizarán las siguientes acciones, en un periodo máximo de 30 minutos a partir de que tengan conocimiento de dicha situación:

- a) Notificar al CENACE las instrucciones de disminución de consumo de Gas Natural que hayan recibido de los Administradores de Gas Natural o de los Shippers y, dependiendo del tipo de restricción, deberán notificar la disminución en su capacidad de generación para cumplir con la instrucción de disminución de consumo de Gas Natural.
- b) En caso de no contar con un Contrato en Base Firme, deberán sujetarse a los resultados de la asignación de Gas Natural disponible por Punto de Entrega que será llevada a cabo por el CENACE, según se describe en el numeral 3.4 del presente Manual. Los Generadores que se encuentren en este supuesto no serán eximidos de las penalizaciones aplicables, ni tampoco se les realizará el pago de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real, ni el pago de la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado.
- c) Ajustar sus ofertas de venta en el Mercado de Energía de Corto Plazo conforme a lo descrito en el numeral 3.6 del presente Manual.

3.1.2 Los Generadores deberán notificar al CENACE sobre la vigencia y las características de cualquier cambio en sus restricciones de Gas Natural con respecto a las operaciones en tiempo real en un lapso menor a 30 min después de haber recibido la información. Asimismo, deberán ajustar sus ofertas de inmediato para reflejar cualquier instrucción actualizada que modifique la vigencia de sus restricciones de Gas Natural.

3.1.3 Los Generadores estarán obligados a proporcionar cualquier información que la Unidad de Vigilancia del Mercado y el CENACE le soliciten a fin de poder sustentar la restricción, así como pruebas de los parámetros detallados que definen la restricción.

3.2 Responsabilidades Generales del CENACE

3.2.1 Con base en la información recibida de los Administradores de Gas Natural, el CENACE llevará a cabo acciones para:

- a) Evaluar los impactos de los Eventos Relevantes sobre la Confiabilidad de las operaciones del SEN, conforme los criterios que al respecto establece el Código de Red, y en particular, identificar y reportar a los Administradores

de Gas Natural las reducciones que causarían impactos inaceptables a esa Confiabilidad.

- b) Participar y coordinar la presentación de informes públicos y notificaciones de cualquier evento que pueda afectar la operación del Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real, así como la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.
- c) Realizar cotidianamente las acciones establecidas en los Manuales de Prácticas de Mercado que traten temas relacionados con a la programación de salidas de Unidades de Central Eléctrica y con la Confiabilidad del sistema, como por ejemplo el Manual de Mercado de Energía Corto Plazo, y el Manual de Costos de Oportunidad, el Manual de Confiabilidad, y el Manual de Programación de Salidas, según la periodicidad establecida en dichos Manuales de Prácticas de Mercado.
- d) Todos los días a las 12:30 horas del día anterior al Día de Operación, el CENACE proporcionará información en relación con los pronósticos de requerimientos de Gas Natural a los Administradores de Gas Natural, a través de los medios acordados en los Protocolos de Comunicación. Dicha información deberá incluir:
 - i. Unidades de Central Eléctrica que utilizan Gas Natural y estén programadas para entrar en operación;
 - ii. Programa del Día en Adelanto en MWh por hora, así como los consumos esperados en MMBtu por hora;
 - iii. Identificación de las Unidades de Central Eléctrica requeridas por Confiabilidad; y,
 - iv. Flexibilidad potencial de desviar el Gas Natural de ciertas Unidades de Central Eléctrica a otras, en caso de que la restricción de Gas Natural pudiera contribuir a un Estado Operativo de Alerta o un Estado Operativo de Emergencia en el Sistema Eléctrico Nacional.
- e) Documentar indisponibilidad de las Unidades de Central Eléctrica que sean consideradas Recursos de Energía Limitada para que su falta de disponibilidad sea considerada en los cálculos anuales del Mercado para el Balance de Potencia.

Comentario [GCK4]: Aclarar que se refieren al criterio definido en la sección 3.4 Asignación de Gas Natural

- 3.2.2** El CENACE tomará en cuenta la información relacionada con restricciones de Gas Natural proporcionada por los Generadores y Administradores de Gas Natural para correr los modelos de Mercado con dichas restricciones. De acuerdo con los resultados del modelo, llevará a cabo la asignación y el despacho de Unidades de Central Eléctrica, de conformidad con lo establecido en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.

3.3 Acciones en el Mercado de Energía a Corto Plazo durante Eventos Relevantes

- 3.3.1** Esta sección describe la forma en que se asignará el Gas Natural disponible durante un Evento Relevante.
- 3.3.2** Mientras no ocurran Eventos Relevantes, el CENACE no emitirá órdenes en relación con la administración de Gas Natural. Del mismo modo, el CENACE no modificará el orden de despacho de las Centrales Eléctricas a fin de administrar el Gas Natural existente.
- 3.3.3** Sin embargo, cuando se presenten Eventos Relevantes, el CENACE deberá asignar el Gas Natural disponible a las diferentes Centrales Eléctricas en coordinación con los Administradores de Gas Natural, para minimizar los efectos de los Eventos Relevantes correspondientes.
- 3.3.4** Cuando el Generador que representa al Recurso de Energía Limitada haya recibido instrucciones del Administrador de Gas Natural o del Shipper respecto a un cambio en su consumo, procederá en no más de 30 minutos después de la recepción de la instrucción a notificar al CENACE, a través del [Módulo del SIM para la Coordinación de Gas Natural, del SIM] los datos que describan las Restricciones de Gas Natural. En caso de no cumplir con el plazo establecido, la Central Eléctrica en cuestión no será considerada un Recurso de Energía Limitada en el Mercado de Energía de Corto Plazo.
- 3.3.5** Toda entrega de datos de un Recurso de Energía Limitada al CENACE debe incluir, por lo menos, los siguientes elementos:
- a) Identificador (ID) de la Unidad de Central Eléctrica o grupos de Central Eléctrica a la que se aplica la restricción;
 - b) Clasificación de la restricción;
 - c) Fecha y hora de registro de la restricción;
 - d) La Cantidad Máxima de Gas Natural bajo la restricción, expresada en MMBtu por día;
 - e) El período de tiempo durante el cual se aplica la restricción (incluyendo la fecha y hora del comienzo de la restricción y la fecha y hora del fin de la restricción, según sea aplicable al mercado de que se trate para el que se haya presentado la documentación); y,
 - f) La razón de la restricción de Gas Natural.
 - g) Si la restricción de Gas Natural implica una disminución en la capacidad de transporte de un arco de transporte que forma parte del Modelo de Gas Natural, **informar la nueva capacidad de transporte del mencionado arco, expresada en MMBtu por día.**
- 3.3.6** Después de recibir la notificación de Recurso de Energía Limitada establecida en el numeral 3.3.4, el CENACE deberá asignar a cada restricción al menos una de las

Comentario [GCK5]: Esta información no siempre se tiene. Acorde al Manual de Prácticas de Costo de Oportunidad, en el 2.7.3 a) sólo se solicita los detalles de la limitación, y no el detalle del arco.

siguientes clasificaciones, dependiendo de los Días de Operación en que se encuentren vigentes:

- a) Por horas en un Día: esta Restricción aplica a Recursos de Energía Limitada para los que la falta de disponibilidad es un límite o una serie de límites, en el volumen de Gas Natural que se puede consumir por un número de horas durante el Día de Operación.
- b) Por un Día: esta Restricción aplica a Recursos de Energía Limitada que tienen límites en el volumen de Gas Natural que pueden consumir durante el Día de Operación, donde la indisponibilidad de Gas Natural se pueda manejar eficientemente en el modelo AU-MDA usando un horizonte de tiempo de un día y en el modelo AU-CHT usando un horizonte de tiempo de 7 días, y donde esa falta de disponibilidad no se puede representar eficientemente como múltiples restricciones horarias usando la clasificación de Restricción Por horas en un Día, que se define en el inciso (a).
- c) Multi-Día: esta Restricción aplica a los Recursos de Energía Limitada para los cuales las indisponibilidades de Gas Natural son un límite en el volumen que se puede consumir a lo largo de un número de días, donde la Restricción será utilizada por el modelo AU-CHT, usando un horizonte de 7 días y donde la Restricción no se puede representar eficientemente como una serie de restricciones diarias usando Restricciones Por un Día, definida en el inciso (b) anterior.

3.3.7 Si un Recurso de Energía Limitada está sujeto a múltiples indisponibilidades se le podría asignar más de un tipo de Restricción, y hasta los tres tipos de Restricciones descritas en numeral anterior.

3.3.8 El CENACE revalorará y actualizará el tipo de Restricciones de Gas Natural asignado, si es necesario, de conformidad con el numeral 3.3.6 anterior, cada vez que sea informado sobre la vigencia de una indisponibilidad de Gas Natural. La información que será utilizada para asignar el tipo de Restricción de Gas Natural podrá provenir de los Administradores de Gas Natural o de los Generadores. En caso de que existiesen incongruencias entre ambos conjuntos de información, el CENACE utilizará aquella información que haya sido proporcionada por los Administradores de Gas Natural.

3.3.9 En caso de que ocurra un Evento Relevante, el CENACE hará lo siguiente:

- a) Aceptar la presentación de datos por parte de los Recursos de Energía Limitada sobre las indisponibilidades esperadas para considerarlas en el modelo AU-CHT;
- b) Realizar una corrida del modelo AU-CHT, tomando en cuenta los límites recibidos;

- c) Calcular los costos de oportunidad de acuerdo con los límites recibidos y enviarlos a los Generadores conforme a lo establecido en los incisos 3.5.2 y 3.5.3;
- d) Aceptar la presentación de datos de restricción de Gas Natural con respecto a los Recursos de Energía Limitada por un Día y Por horas en un Día para su uso en el AU-MDA;
- e) Correr el modelo AU-MDA, tomando en cuenta estas restricciones de Gas Natural y todas las otras limitaciones pertinentes;
- f) Aceptar la presentación de datos de restricción de Gas Natural con respecto a Recurso de Energía Limitada Por horas en un Día para su uso en el modelo AU-TR; y,
- g) Correr el modelo AU-TR, conforme a lo establecido en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.
- h) Hacer llegar las instrucciones de despacho a las diferentes Centrales Eléctricas.

3.4 Asignación del Gas Natural Disponible durante Eventos Relevantes

- 3.4.1** Los Administradores de Gas Natural harán llegar al CENACE la información descrita en el numeral 2.5.2 de este Manual, incisos c) y d).
- 3.4.2** Los Administradores de Gas Natural informarán al CENACE sobre las restricciones de disponibilidad de Gas Natural por zona de transporte. Esta información deberá ser entregada al CENACE en un plazo no mayor a 30 minutos a partir de que sea conocida por los Administradores de Gas Natural, a través del Sistema de Información de Mercado.
- 3.4.3** Con base en la información proporcionada por los Administradores de Gas Natural según los dos numerales anteriores, el CENACE realizará las siguientes acciones en función del momento en el que ocurra el Evento Relevante:
 - (i) Cuando el Evento Relevante ocurra a más tardar durante el día anterior al MDA, el CENACE llevará a cabo la corrida del Modelo AU-CHT durante el día anterior al MDA, y determinará la cantidad disponible de Gas Natural para cada una de las diferentes Centrales Eléctricas, información que será enviada a los Generadores afectados a más tardar a las 8:00 horas del día anterior al Día de Operación. El resultado del MDA será entonces una confirmación de las entregas de Gas Natural, para el Día de Operación.
 - (ii) Cuando el Evento Relevante ocurra durante el transcurso del MDA, el CENACE asignará el Gas Natural disponible con base en los principios descritos en el numeral 3.4.6, llevando a cabo el prorrateo descrito con las cantidades de Gas

Comentario [GCK6]: Se sugiere que sea a las 7 horas para poder dar aviso en el mercado de gas que se encuentre ligado el usuario

Natural asignadas a los diferentes Generadores después de correr el Modelo AU-CHT el día anterior al MDA.

- (iii) Cuando el Evento Relevante ocurra durante el Día de Operación, el CENACE asignará el Gas Natural disponible con base en los principios descritos en el numeral 3.4.6, llevando a cabo el prorrateo descrito con las cantidades de Gas Natural asignadas a los diferentes Generadores después de correr el Modelo AU-MDA el día anterior al Día de Operación.

3.4.4 El proceso descrito en el numeral anterior solamente será aplicable para los Generadores que no cuenten con Contratos en Base Firme. Los Generadores que sí cuenten con dicho tipo de contratos, deberán informar al CENACE la cantidad de Gas Natural disponible bajo su Contrato en Base Firme.

3.4.5 Para efectos de la asignación de cantidades de Gas Natural a las diferentes Centrales Eléctricas y el cálculo de los Costos de Oportunidad correspondientes, en caso de que dos o más Centrales Eléctricas reciban Gas Natural a través del mismo Contrato en Base Firme y haya ocurrido un Evento Relevante que impida entregar todo el Gas Natural nominado bajo dicho Contrato en Base Firme, el CENACE asignará el Gas Natural a cada Central Eléctrica multiplicando el Volumen Disponible para el servicio en base firme por la Fracción en Base Firme de cada Central Eléctrica.

3.4.6 La asignación de la capacidad de transporte y almacenamiento durante el periodo de Alerta Crítica o Evento Relevante, se llevará a cabo en el orden de prelación establecido en los TCPS que proponga el Administrador de Gas Natural y apruebe la CRE para el servicio correspondiente. Si por algún motivo el Administrador de Gas Natural correspondiente no estuviese en posición de realizar la correspondiente asignación de la capacidad de transporte, el CENACE realizará dicha asignación utilizando la información proporcionada según el numeral 2.4.4 y con base en los siguientes principios:

- a) En caso de que existan Generadores que cuenten con Contratos en Base Firme y Contratos en Base Interrumpible, el CENACE asignará el Gas Natural disponible entre las Centrales Eléctricas que hayan nominado entregas de Gas Natural en el Punto de Entrega afectado, asignando primero el gas disponible a aquellos Generadores que sí cuentan con Contrato en Base Firme y después el gas sobrante a los Generadores que no tengan Contratos en Base Firme en el punto de Entrega correspondiente.
- b) Cuando el Volumen Disponible sea menor al Volumen en Base Firme, el volumen asignado a cada Central Eléctrica será el resultado de multiplicar el Volumen Disponible por la Fracción en Base Firme de cada Central Eléctrica.
- c) Cuando el Volumen Disponible sea mayor al Volumen en Base Firme, pero menor al Volumen Total, se asignará primero el Volumen en Base Firme en su totalidad y posteriormente se asignará el Volumen Remanente a cada

Comentario [GCK7]: Favor de aclarar en qué momento se pudiera presentar la situación aquí referida

Central Eléctrica multiplicando dicho Volumen Remanente por la Fracción en Base Interrumpible de cada Central Eléctrica.

- 3.4.7** Los Generadores ajustarán sus ofertas de conformidad a lo establecido en el numeral 3.6 del presente Manual.
- 3.4.8** El Diagrama 1 resume esquemáticamente el funcionamiento del Mercado de Energía de Corto Plazo en relación a restricciones de Gas Natural:

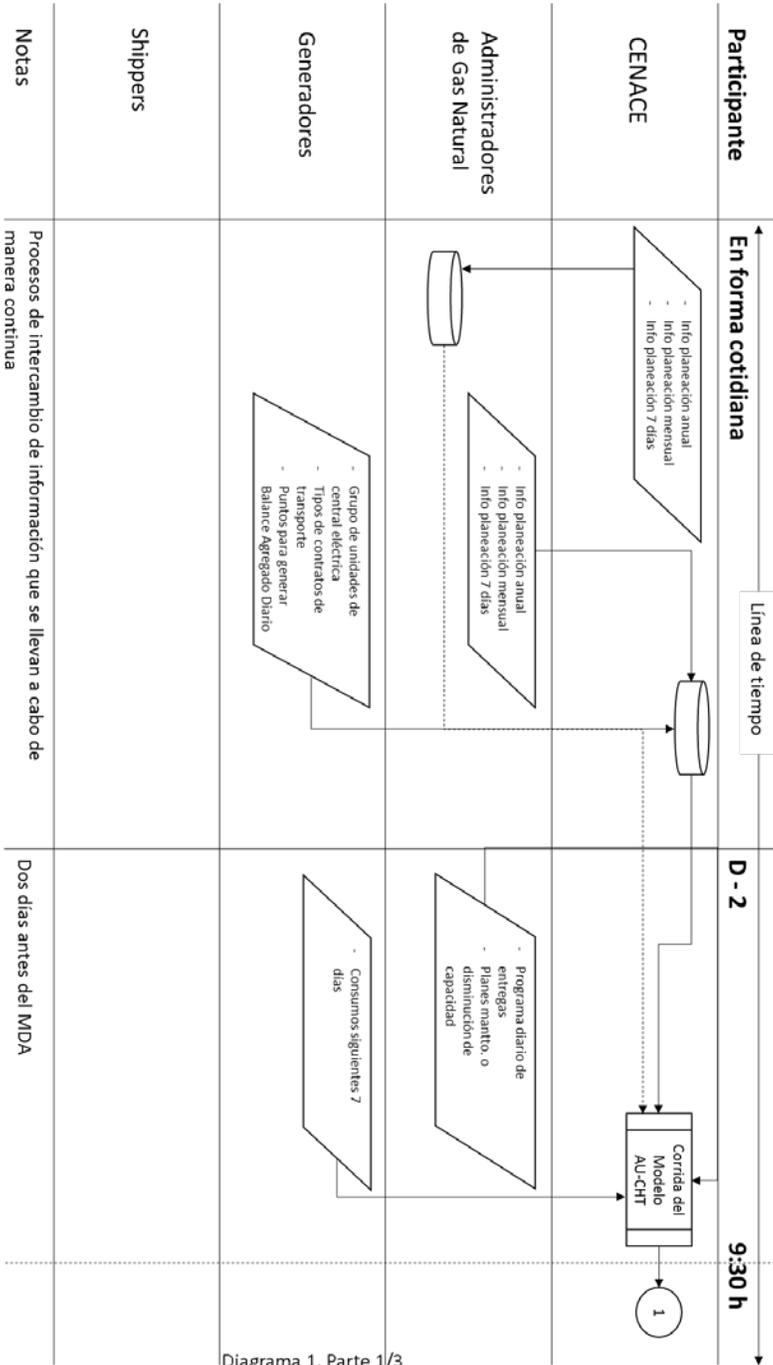
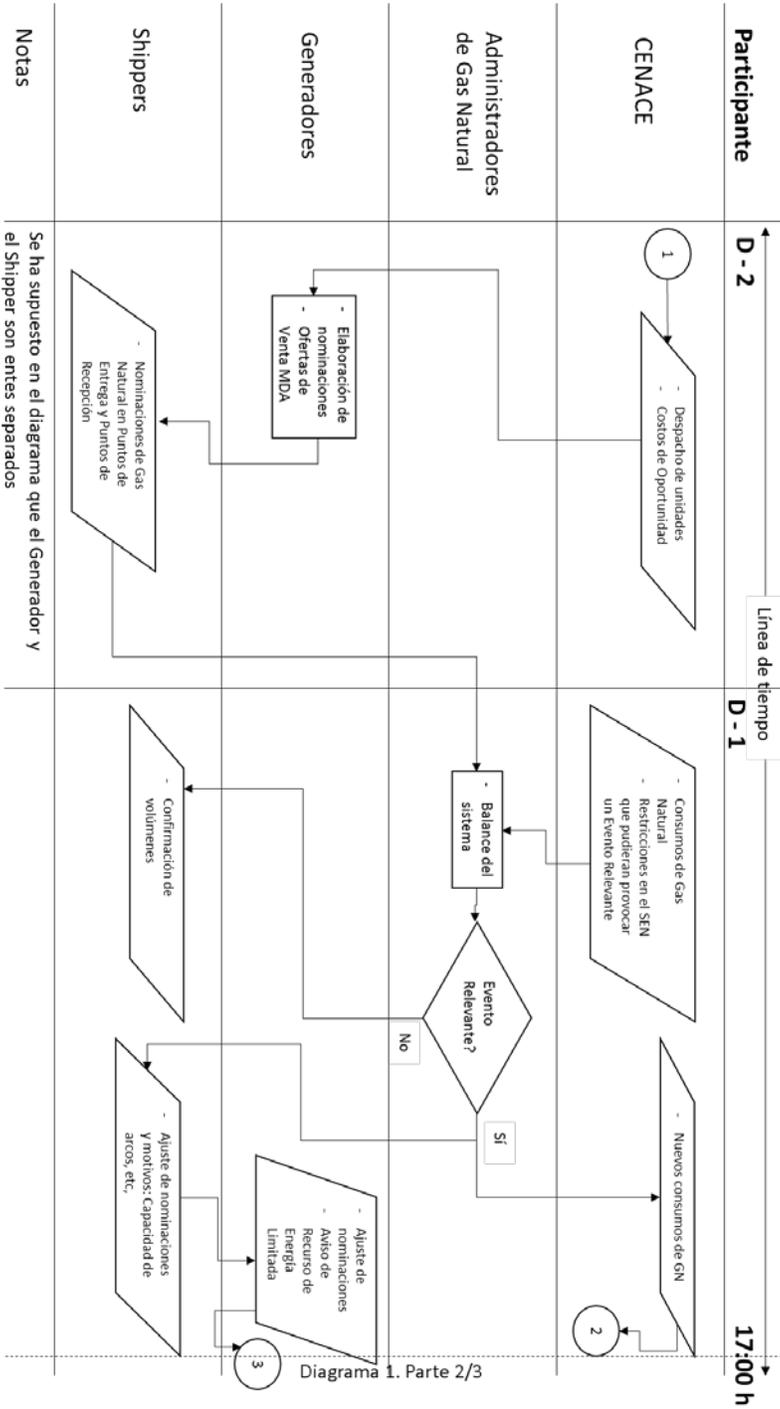


Diagrama 1. Parte 1/3



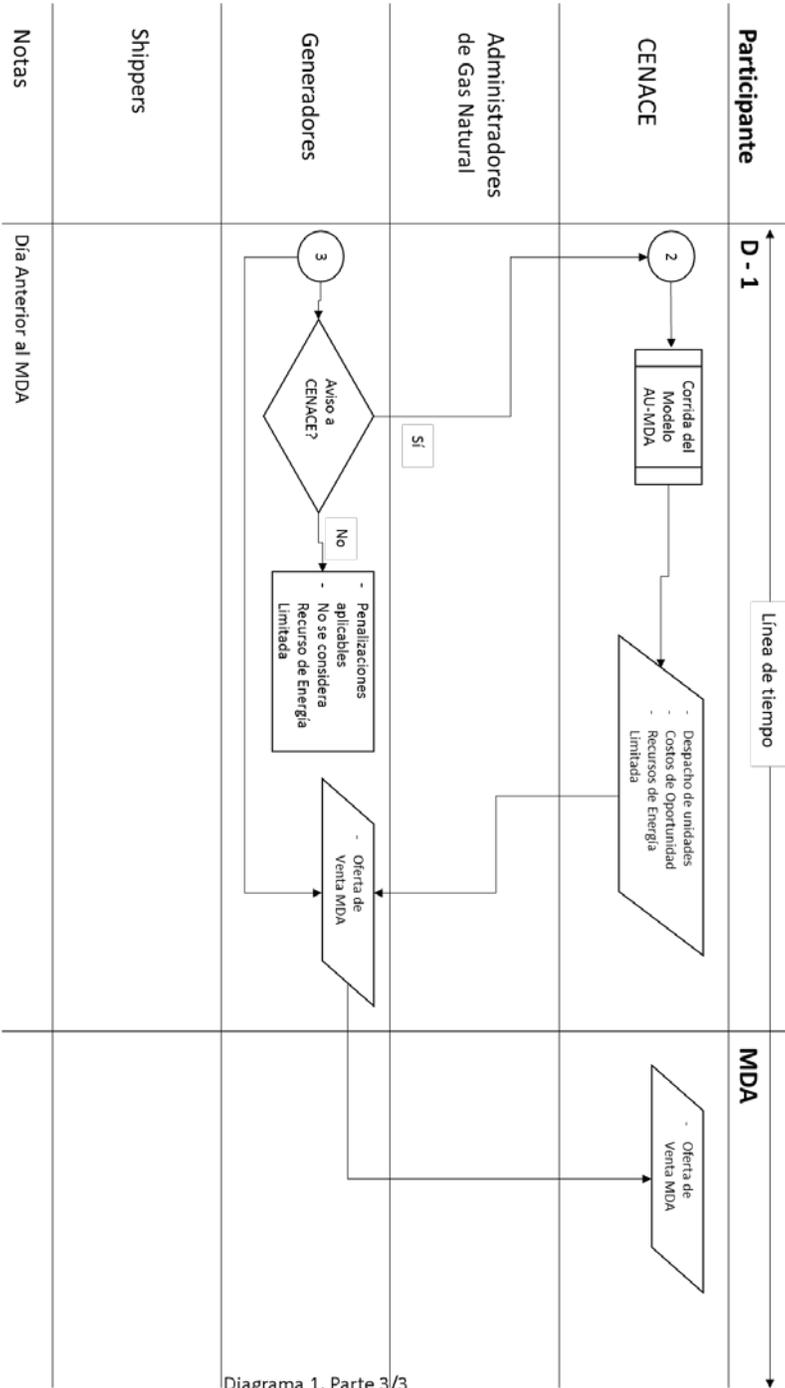


Diagrama 1. Parte 3/3

Ejemplo de Asignación de Gas Natural durante un Evento Relevante, de conformidad con las reglas de prelación existentes en el SISTRANGAS

Siete diferentes Centrales Eléctricas han nominado Gas Natural para el Punto de Entrega A, punto que se encuentra atendido por el SISTRANGAS. Las nominaciones, realizadas todas durante el primer ciclo de pedidos diarios, no implican cantidades adicionales y se resumen en la tabla siguiente:

Central Eléctrica	Tipo de Contrato	Cantidad nominada (MMBtu)	Punto de Recepción	Punto de Entrega
Energías del Oeste	Firme	100,000	Primario	Primario
GenerTech I	Firme	75,000	Primario	Secundario
GenerTech II	Interrumpible	75,000	Secundario	Secundario
Termo Huasteca	Firme	50,000	Primario	Primario
IndepenGen	Firme	50,000	Primario	Primario
SustentaGen	Interrumpible	100,000	Primario	Secundario
GenerPower	Interrumpible	100,000	Primario	Secundario

Adicionalmente, los Generadores TermoHuasteca e IndepenGen reciben Gas Natural bajo el mismo contrato de transporte, al igual que SustentaGen y GenerPower. De esta forma, el CENAGAS solamente visualiza dos nominaciones para estos cuatro Generadores, una por transporte en firme por 100,000 MMBtu, y una segunda por transporte en interrumpible por 200,000 MMBtu.

A las 07:00 horas del día anterior al Día de Operación, se presenta un Evento Relevante que impide al CENAGAS transportar la totalidad de los volúmenes nominados inicialmente. Determinar la cantidad de Gas Natural disponible para cada una de los Generadores involucrados bajo cada uno de los escenarios siguientes:

- i. Solamente existen 450,000 MMBtu de Gas Natural disponible en el Punto de Entrega A.
- ii. Solamente existen 250,000 MMBtu de Gas Natural disponible en el Punto de Entrega A.
- iii. Solamente existen 150,000 MMBtu de Gas Natural disponible en el Punto de

Entrega A.

Como se explica en la sección 7.3 de los TCPS del SISTRANGAS, las cantidades nominadas en firme tienen prioridad en comparación a las programadas en interrumpible. Dentro del mismo tipo de servicio, firme o interrumpible, se da prioridad a aquellas cantidades que involucran Puntos de Entrega y Puntos de Recepción Primarios. Posteriormente, el gas se asigna cuando se involucran Puntos de Entrega y Puntos de Recepción Secundarios, en el siguiente orden: i) Puntos de Recepción Primarios, Puntos de Entrega Secundarios; ii) Puntos de Recepción Secundarios, Puntos de Entrega Primarios; iii) Puntos de Recepción Secundarios, Puntos de Entrega Secundarios. Por último, en la misma sección se establece que cuando la capacidad con que cuente el CENAGAS para prestar el servicio de transporte no sea suficiente para atender los pedidos de determinada clasificación, la capacidad asignada se prorrateará de acuerdo con la cantidad asociada a cada pedido y según su prioridad. Es importante enfatizar que, en el caso de otro sistema de transporte, el orden de prelación pudiera llegar a ser distinto. El presente ejemplo se modificaría entonces

Así pues, en el caso que nos ocupa es necesario primero ordenar las nominaciones de los Generadores en el orden de prioridad que serán atendidas por el CENAGAS:

Central Eléctrica	Tipo de Contrato	Volumen nominado (MMBtu)	Punto de Recepción	Punto de Entrega	Orden de Praelación
Energías del Oeste	Firme	100,000	Primario	Primario	1
Termo Huasteca	Firme	50,000	Primario	Primario	1
IndepenGen	Firme	50,000	Primario	Primario	1
GenerTech I	Firme	75,000	Primario	Secundario	2
SustentaGen	Int.	100,000	Primario	Secundario	3
GenerPower	Int.	100,000	Primario	Secundario	3
GenerTech II	Int.	75,000	Secundario	Secundario	4

Para el caso i), se asigna el 100% del Gas Natural a los Generadores con Contrato en Base Firme. Es importante notar que todos los Generadores dentro de este grupo tienen la misma prioridad dentro del orden de prelación establecido por el CENAGAS. GenerTech II no recibe nada de combustible puesto que de los Generadores que han nominado Gas Natural en Base Interrumpible, es el que tiene la prioridad más baja dentro del orden de prelación. Finalmente, existen 175,000 MMBtu disponibles para asignar entre SustentaGen y GenerPower, que tienen una prioridad ligeramente más alta que

GenerTech II dentro del gas en Base Interrumpible. Como la Fracción en Base Interrumpible de cada uno de ellos es igual a $0.5 = 100,000 / (100,000 + 100,000)$, el CENACE o el Optimizador, según sea el caso, les asigna 87,500 MMBtu a cada uno de ellos.

En el caso ii), con base en el orden de prelación del SISTRANGAS, se asigna el 100% del Gas Natural a los tres primeros Generadores que, como se mencionó en el inciso i) de este ejemplo, tienen la misma prioridad dentro del orden de prelación establecido por el CENAGAS. GenerTech I, a pesar de ser una nominación en Base Firme, recibe el Gas Natural restante que no es suficiente para generar a plena capacidad. Este Generador, para esta Central Eléctrica específica, solamente recibe 50,000 MMBtu de los 75,000 MMBtu nominados. Es importante entender que el Gas Natural disponible no se prorratea entre el primer grupo de Generadores y GenerTech I, ya que el orden de prelación establecido por el CENAGAS sí diferencia entre ambos grupos de Shippers, asignándole una menor prioridad a GenerTech I, por el hecho de que su Punto de Entrega es Secundario. Por último, como el recorte de gas es mayor a la nominación de los Generadores con Contratos en Base Interrumpible, este grupo no recibe nada de combustible.

Finalmente, en el caso iii), el Gas Natural Disponible solamente es suficiente para satisfacer parcialmente la nominación del primer grupo de Generadores, que tienen todos la más alta prioridad dentro del orden de prelación. El CENAGAS solamente ve dos diferentes nominaciones, de forma que asigna el gas a cada Shipper con base en los volúmenes nominados. Por ende, le corresponden 75,000 MMBtu a Energías del Oeste y 75,000 al otro Contrato en Firme, que agrupa a Termo Huasteca e IndepenGen. A estos dos últimos Generadores, el CENACE o el Optimizador, según sea el caso, deberá asignarles 37,500 MMBtu a cada uno, puesto que la Fracción en Base Firme de ambos es $0.5 = 50,000 / (50,000 + 50,000)$. Es interesante notar que, en este último caso, si los tres Generadores con la más alta prioridad dentro del orden de prelación hubiesen tenido contratos individuales de transporte en firme, el CENAGAS habría asignado los mismos volúmenes de gas a cada uno de ellos.

Los volúmenes asignados en cada uno de los casos discutidos se resumen en la siguiente tabla:

Central Eléctrica	Tipo de Contrato	Cantidad nominada (MMBtu)	Caso i) Confirmación en MMBtu	Caso ii) Confirmación en MMBtu	Caso iii) Confirmación en MMBtu
Energías del Oeste	Firme	100,000	100,000	100,000	75,000
Termo	Firme	50,000	50,000	50,000	37,500

Huasteca					
IndepenGen	Firme	50,000	50,000	50,000	37,500
GenerTech I	Firme	75,000	75,000	50,000	0
SustentaGen	Int.	100,000	87,500	0	0
GenerPower	Int.	100,000	87,500	0	0
GenerTech II	Int.	75,000	0	0	0

En cada uno de estos casos, los Generadores afectados que representan Recursos de Energía Limitada deben de informar al CENACE o al Optimizador a más tardar 30 minutos después de conocer estas restricciones. El CENACE o el Optimizador calculan entonces los Costos de Oportunidad y se los informan a los Generadores afectados, para que estos puedan modificar sus Ofertas de Venta en el MDA o MTR.

Ejemplo de cambios en la nominaciones y en las Ofertas de Venta durante un Evento Relevante

IxtlaGenco es un Generador que adquiere su Gas Natural de varios comercializadores, recibiendo la molécula en tres Puntos de Recepción, y que transporta el combustible hacia cuatro Centrales Eléctricas, cada una un Punto de Entrega diferente. Para tales fines, IxtlaGenco ha adquirido capacidad de transporte en firme en el SISTRANGAS, y todos los Puntos de Entrega y Puntos de Recepción son considerados como primarios según el contrato de transporte de Gas Natural.

Para poder transportar el Gas Natural desde los Puntos de Recepción, que se encuentran en la zona norte del SISTRANGAS, hacia los Puntos de Entrega, que están localizados en la zona centro del país, es necesario utilizar el arco de transporte Cempoala-Santa Ana, que tiene una capacidad de transporte de 1,200 MMBtu por día. Es necesario incluir un 0.5% de gas combustible para transportar el Gas Natural en la zona.

I. Dos días antes del Día de Operación.

A las 8:00 am, IxtlaGenco envía al CENAGAS las siguientes nominaciones de Gas Natural:

Punto de Recepción	MMBtu	Punto de Entrega - (Capacidad de Generación en MW)	MMBtu
A	100,000	I – (375 MW)	60,000
B	120,000	II – (375 MW)	60,000

C	80,000	III – (250 MW)	40,000
		IV – (1000 MW)	160,000
Total	300,000	Total	320,000

A las 10:00 am, el CENAGAS rechaza la nominación de IxtlaGenco explicando que el total de Gas Natural que se planea recibir en los Puntos de Recepción es menor a la cantidad de Gas Natural que se propone extraer en los Puntos de Entrega, y que adicionalmente no se incluye en dicha nominación el gas combustible.

Con esta retroalimentación, IxtlaGenco envía a las 11:00 am las siguientes nominaciones modificadas:

Punto de Recepción	MMBtu	Punto de Entrega - (Capacidad de Generación en MW)	MMBtu
A	100,500	I – (375 MW)	60,000
B	120,600	II – (375 MW)	60,000
C	100,500	III – (250 MW)	40,000
		IV – (1000 MW)	160,000
Total	321,600	Total	320,000

Esta nominación es aceptada por el CENAGAS. Desafortunadamente, a las 10:00 pm, el CENAGAS informa a los usuarios del SISTRANGAS que por motivos de fuerza mayor (un trascabo golpeó accidentalmente el ducto) es necesario llevar a cabo un mantenimiento correctivo en el arco de transporte Cempoala – Santa Ana. La capacidad de este arco de transporte disminuye entonces a 600 MMBtu por día, durante un periodo de 4 días. Así las cosas, el CENAGAS confirma a IxtlaGenco (ver ejemplo anterior sobre reglas de prelación en el SISTRANGAS) que las cantidades de Gas Natural que pueden ser entregadas en los Puntos de Entrega disminuyen como se indica:

Punto de Recepción	MMBtu	Punto de Entrega - (Capacidad de Generación en MW)	MMBtu
A	50,250	I – (250 MW)	40,000
B	113,901	II – (250 MW)	40,000
C	50,250	III – (167 MW)	26,667
		IV – (667 MW)	106,667

Total	214,401	Total	213,334
-------	---------	-------	---------

La tabla anterior indica además cómo IxtlaGenco ha indicado al CENAGAS, una vez recibida la información sobre la reducción de cantidades en los Puntos de Entrega, la forma en que se inyectará el Gas Natural al SISTRANGAS en los diferentes Puntos de Recepción.

II. Un día antes del Día de Operación.

A primera hora, a las 7:00 am, IxtlaGenco se declara ante el CENACE como un Recurso de Energía Limitada, con una restricción de tipo Multi-día. IxtlaGenco informa además al CENACE que en las Centrales Eléctricas que extraen Gas Natural en los Puntos de Entrega I, II, III, IV sus capacidades de generación están limitadas a 250 MW, 250 MW, 167 MW y 667 MW, respectivamente. Por su lado, el CENAGAS confirma al CENACE la nueva capacidad en el arco de transporte Cempoala – Santa Ana.

Con la información recibida en el párrafo anterior, el CENAGAS corre el modelo AU-CHT y, dado que la capacidad de transporte en el arco Cempoala – Santa se ha convertido en una desigualdad activa en la solución óptima del Modelo AU-CHT, se determina un Precio Sombra para las Centrales Eléctricas de IxtlaGenco de \$117 USD por MMBtu. Considerando que el precio del Gas Natural para el periodo que se espera dure este Evento Relevante es de \$2.35 USD/MMBtu, el Costo de Oportunidad queda establecido como \$119.35 USD/MMBtu. El CENAGAS procede de inmediato a informar a IxtlaGenco este Costo de Oportunidad.

Finalmente, antes de las 10:00 am, hora de cierre del MDA, IxtlaGenco hace llegar a sus Ofertas de Venta para el MDA al CENACE: capacidades de generación limitadas a 250 MW, 250 MW, 167 MW y 667 MW en las Centrales Eléctricas I, II, III, y IV, respectivamente, a un precio de \$119.35 USD/MMBtu.

Comentario [GCK8]: Revisar si está ligado al "Manual de Costos de Oportunidad"

3.5 Estimación de costos de oportunidad

3.5.1 Derivado de las restricciones de Gas Natural, el CENACE estimará los costos de oportunidad que deberán ser utilizados en las ofertas de los Generadores en el Mercado de Energía de Corto Plazo. Para tal efecto se aplicarán las siguientes consideraciones, resumidas en el Cuadro 1:

- Para los casos en que aplique la Restricción por horas en un Día, no se determinará un Costo de Oportunidad.
- Para los casos en que aplique la Restricción Por un Día, se determinará un Costo de Oportunidad por separado para cada una de las Unidades de Centrales Eléctricas que sean sujetas a la restricción de Gas Natural. En este caso, el costo de oportunidad se aplicará únicamente a las ofertas correspondientes al Mercado de Tiempo Real.

- c) Para el caso de Restricciones Multi-Día, el Recurso de Energía Limitada deberá aplicar el Costo de Oportunidad para las ofertas correspondientes al Mercado del Día en Adelanto y al Mercado de Tiempo Real.

Tipo de Restricción	Costo de Oportunidad	
	MTR	MDA
Multi-Día	✓	✓
Por un Día	✓	✗
Por horas en un Día	✗	✗

Cuadro 1: Uso de costo de oportunidad

3.5.2 Los costos de oportunidad asociados a las Restricciones Multi-Día, se determinarán con base en los resultados del modelo AU-CHT de conformidad con lo establecido en el Manual de Costos de Oportunidad. Para tales efectos, el Precio Sombra que corresponda a la restricción que limita la disponibilidad de Gas Natural para el Recurso de Energía Limitada Multi-Día, expresado en \$/MMBtu, se sumará al costo del Gas Natural del Generador en el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real también expresados en \$/MMBtu, según corresponda.

- a) En caso de que la restricción sea conocida después de que el CENACE corra el modelo AU-CHT y antes del cierre de recepción de ofertas para el MDA, el Generador deberá realizar la notificación correspondiente al CENACE en términos de lo establecido en los numerales 3.3.4 y 3.3.5. Posteriormente, el CENACE correrá el modelo AU-CHT de horizonte de un día y proporcionará el Costo de Oportunidad, expresado en \$/MMBtu, que el Generador deberá considerar en sus ofertas para el MDA y el MTR.
- b) En caso de que el CENACE no proporcione el Precio Sombra mencionado en el inciso anterior, el Generador procederá a calcular el Costo de Oportunidad para cada Unidad de Central Eléctrica que deberá ser incluido en sus ofertas para el MDA y el MTR conforme a la siguiente metodología:
 - i. Con base en el régimen térmico de la Central Eléctrica y la restricción de Gas Natural, el Generador calculará cuántas horas puede operar a su capacidad máxima la Central Eléctrica.
 - ii. Usando los Precios Marginales Locales reportados para el Mercado del Día en Adelanto para el nodo donde se encuentra la Central

- Eléctrica, el Generador construirá una distribución de precios para el Día de Operación correspondiente.
- iii. Usando la curva de precios elaborada en el inciso (ii), el Generador encontrará el precio correspondiente al número total de horas que la planta puede operar dada la restricción de gas.
 - iv. El precio encontrado en el inciso anterior será el precio que el Generador utilizará, que incluye el Costo de Oportunidad, en su Oferta de Venta en el Mercado de Tiempo Real
- c) En caso de que la restricción sea conocida después del cierre de recepción de ofertas para el MDA, el Generador procederá a calcular el Costo de Oportunidad para cada Unidad de Central Eléctrica, que deberá ser incluido en sus ofertas para el Mercado de Tiempo Real conforme a la metodología establecida en el numeral anterior.

3.5.3 El Costo de Oportunidad para el Recurso de Energía Limitada con Restricción Por un Día se determinará de la siguiente manera:

- a) El Costo de Oportunidad se deriva de los resultados del Mercado del Día en Adelanto para el que se aplican las restricciones de Gas Natural, y se utilizará para las ofertas al Mercado de Tiempo Real para dicho día.
- b) Si la restricción es conocida a tiempo para incluirla en el Mercado del Día en Adelanto, el Costo de Oportunidad para el Mercado de Tiempo Real será la suma algebraica del Precio Sombra producido por el modelo AU-MDA para cada restricción diaria de Gas Natural, reflejada como un límite en la energía total diaria, y del costo del Gas Natural del Generador en el Mercado de Tiempo Real, ambos expresados en \$/MMBtu. Este Costo de Oportunidad podrá variar entre diferentes Centrales Eléctricas o grupos de Centrales Eléctricas.
- c) Si la restricción es conocida después del cierre del Mercado del Día en Adelanto, el Generador afectado deberá calcular el Costo de Oportunidad a usarse en el Mercado de Tiempo Real utilizando la metodología descrita en el inciso 3.5.2 c).

3.6 Ajuste de ofertas por Restricciones de Gas Natural

3.6.1 El Generador que representa en el Mercado de Energía de Corto Plazo a Recursos de Energía Limitada Multi-Día deberá utilizar el Costo de Oportunidad, calculado por el CENACE, en sus Ofertas de Venta para el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real de la siguiente manera:

- a) Los datos proporcionados al CENACE sobre la restricción de Gas Natural descritos en el numerales 3.3 a 3.5 serán utilizados en el Mercado del Día en Adelanto correspondiente al primer día del modelo AU-CHT.

- b) El Generador deberá incluir el Costo de Oportunidad, reportado por el CENACE, en las ofertas de venta del Recurso de Energía Limitada.
- c) El proceso se repetirá durante los días en que exista una restricción de Gas Natural.
- d) El Generador afectado no podrá modificar la información sobre la restricción de Gas Natural proporcionada al CENACE para el Día de Operación correspondiente.

Ejemplo de Restricción Multi-Día

Ejemplo A. Notificación antes de correr el modelo AU-CHT

Un Generador es notificado a las 02:00 horas que una Unidad de Central Eléctrica tiene una restricción de Gas Natural de 200,000 MMBtu para los siguientes cinco días, por lo cual dicha Unidad de Central Eléctrica se considera un Recurso de Energía Limitada con Restricción Multi-Día. Es decir, durante esos días, puede consumir en total 200,000 MMBtu.

- a) El Generador que representa el Recurso de Energía Limitada envía al CENACE la información sobre la máxima disponibilidad de Gas Natural a más tardar a las 02:30 horas.
- b) El CENACE incluye dicha restricción en el modelo AU-CHT.
- c) El CENACE reporta al Generador que el Recurso de Energía Limitada tiene un costo de oportunidad de \$50/MMBtu correspondiente a la restricción de Gas Natural de 200,000 MMBtu en los siguientes cinco días. El Generador deberá de incluir en las ofertas de venta del Recurso de Energía Limitada el costo de oportunidad expresado en \$/MMBtu tanto para el Mercado en Día en Adelanto como para el Mercado de Tiempo Real.
- d) En caso de salir asignado en el despacho económico, el CENACE envía las instrucciones correspondientes al Recurso de Energía Limitada en el Mercado del Día en Adelanto. Para este ejemplo, se supone que el uso es de 50,000 MMBtu en el primer día.
- e) Al día siguiente, el Generador que representa el Recurso de Energía Limitada envía al CENACE la restricción actualizada de Gas Natural correspondiente a 150,000 MMBtu (200,000-50,000 MMBtu) para los siguientes cuatro días.
- f) El modelo AU-CHT incluye la restricción de Gas Natural de 150,000 MMBtu.
- g) El CENACE reporta al Generador que el Recurso de Energía Limitada tiene un costo de oportunidad de \$600/MMBtu correspondiente a la restricción de Gas Natural de 150,000 MMBtus. El Generador deberá de incluir en las ofertas de venta del Recurso de Energía Limitada el costo de oportunidad expresado en \$/MMBtu tanto

para el Mercado en Día en Adelanto como para el Mercado de Tiempo Real.

- h) En caso de salir asignado en el despacho económico, el CENACE envía las instrucciones correspondientes al Recurso de Energía Limitada en el Mercado del Día en Adelanto

El proceso se repite durante los siguientes días hasta que se termine la restricción de Gas Natural.

Ejemplo B. Notificación después de correr el modelo AU-CHT y antes de correr el modelo AU-MDA

Considerando las mismas cifras y restricciones detalladas en el Ejemplo A con la excepción de que la notificación al Generador ocurre a las 9:00 horas (después de que el CENACE corre el modelo AU-CHT), para llevar a cabo el ajuste de ofertas, el Generador procederá de la siguiente manera:

- a) El Generador que representa el Recurso de Energía Limitada envía al CENACE la información sobre la máxima disponibilidad de Gas Natural a más tardar a las 09:30 horas.
- b) El CENACE incluye dicha restricción en el modelo AU-CHT de horizonte de 1 día.
- c) El CENACE reporta al Generador que el Recurso de Energía Limitada tiene un costo de oportunidad de \$50/MMBtu correspondiente a la restricción de Gas Natural de durante ese día. El Generador tendrá la opción de incluir en las ofertas de venta del Recurso de Energía Limitada el costo de oportunidad expresado en \$/MMBtu tanto para el Mercado en Día en Adelanto como para el Mercado de Tiempo Real.
- d) Una vez que el Generador recibe el costo de oportunidad, se sigue el mismo proceso detallado en el Ejemplo A incisos (d)-(h)

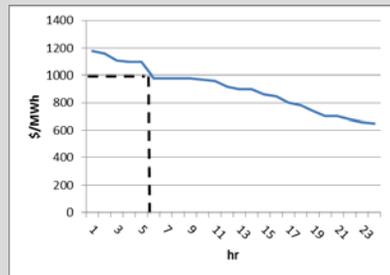
Ejemplo C. Notificación después de correr el modelo AU-CHT y el modelo AU-MDA

Considerando las mismas cifras y restricciones detalladas en el Ejemplo A con la excepción de que la notificación al Generador ocurre a las 13:00 horas (después del cierre de recepción de ofertas del MDA) y suponiendo que la Central Eléctrica tiene una capacidad máxima de 1,000 MW y un régimen térmico de 10,000 MMBtu/kWh, el Generador calculará el costo de oportunidad de la siguiente manera:

- i. Basado en los precios marginales locales del AU-MDA y la restricción de Gas Natural, el Generador procede a calcular los precios para sus Ofertas de Venta para el Mercado Tiempo Real.
- ii. Usando el régimen térmico de la central a máxima capacidad, el Generador calcula el número de horas que puede operar dada la restricción de Gas Natural:

$$Horas_{max} = \frac{GasDisponible}{RegimenTermico * CAP_{max}} = \frac{50,000,000,000 BTU}{1,000MW * 10,000,000 BTU/MWh} = 5hrs$$

- iii. Usando los precios marginales locales provenientes del AU-MDA, el Generador construye una distribución de precios ordenada de mayor a menor, para el nodo en donde se encuentra interconectada la Central.
- iv. Se encuentra el precio en la distribución equivalente al número de horas que puede operar la Central dada la restricción de combustible:



El Generador oferta 1,000 MW de capacidad durante 5 hrs a un precio de \$1000/MWh en el Mercado de Tiempo Real.

- v. Al día siguiente, el Generador que representa el Recurso de Energía Limitada envía al CENACE la restricción actualizada de Gas Natural correspondiente a 150,000 MMBtu (200,000-50,000 MMBtu) para los siguientes cuatro días.
- vi. El modelo AU-CHT incluye la restricción de Gas Natural de 150,000 MMBtu.
- vii. Una vez incluida la nueva restricción en el modelo AU-CHT, se sigue el mismo proceso detallado en el Ejemplo A, incisos (c)-(h)

3.6.2 En el caso de un Recurso de Energía Limitada Por un Día, el Generador deberá incluir en sus ofertas de venta un límite total de energía diaria de la Unidad de Central Eléctrica equivalente a la cantidad de Gas Natural disponible, para restringir la cantidad diaria de Gas Natural utilizada en el Mercado del Día en Adelanto. El Generador deberá posteriormente incorporar el Costo de Oportunidad en su oferta de venta en el Mercado de Tiempo Real. Esta regla es aplicable incluso cuando una restricción en el consumo de Gas Natural de cada día siga vigente por más de un día. En este caso, se deberá aplicar el Costo de Oportunidad correspondiente a cada uno de los días. El intercambio de información se llevará a cabo de la siguiente manera:

- a) El Generador que represente en el Mercado de Energía de Corto Plazo un Recurso de Energía Limitada sujeto a un Restricción Por un Día deberá presentar al CENACE los datos más actualizados sobre la restricción de Gas Natural, de conformidad a lo establecido en los numerales 3.3 a 3.5, para que el CENACE incorpore la información en el Modelo AU-MDA.

- b) La oferta de venta en el Mercado del Día en Adelanto se realiza con una restricción de energía diaria;
- c) El CENACE calculará un Costo de Oportunidad para el Mercado de Tiempo Real, con base en los resultados del Mercado del Día en Adelanto, conforme a lo establecido en el Manual de Costos de Oportunidad y en la sección 3.4.3 de este Manual;
- d) El Generador deberá incluir el Costo de Oportunidad y el límite de energía en su oferta de venta en el Mercado de Tiempo Real.

Ejemplo de Restricción Por un Día

Ejemplo A. Notificación antes de correr el modelo AU-MDA

Un Generador es notificado por el Administrador de Gas Natural a las 2:00 horas que la Unidad de Central Eléctrica que representa tiene una restricción de Gas Natural para el siguiente día y sólo contará con 10,000 MMBtu disponibles, por lo cual dicha Unidad de Central Eléctrica se considera un Recurso de Energía Limitada sujeto a una Restricción Por un Día.

Conforme a su curva de régimen térmico, dicha Unidad de Central Eléctrica tiene un consumo de 7,500 BTU/kWh cuando ésta opera a su capacidad máxima.

Tomando en cuenta la restricción de Gas Natural, el Generador calcula el límite de energía total diaria de la siguiente manera:

$$E_T = \frac{GasDisponible}{RegimenTermico} = \frac{10,000,000,000 BTU}{7,500 BTU/kWh} = 1,333 MWh$$

- a) El Generador con Restricción Por un Día incluye en su oferta de venta un límite de energía total diaria de 1,333 MWh. Esta oferta se deberá recibir antes del cierre de recepción de ofertas del MDA.
- b) Asimismo, el Generador notifica al CENACE a más tardar a las 02:30 horas, sobre la restricción diaria de Gas Natural (10,000 MMBtu).
- c) El CENACE incluye dicha restricción de Gas Natural en el modelo AU-CHT y procede a calcular el costo de oportunidad correspondiente.

El Generador deberá incluir el costo de oportunidad en su oferta de venta para el Mercado de Tiempo Real.

Ejemplo B. Notificación después de correr el modelo AU-MDA

Considerando las mismas cifras que en el ejemplo anterior con la excepción de que la notificación es enviada al Generador a las 13:00 horas (después del cierre de recepción de ofertas para el MDA), para llevar a cabo el ajuste de ofertas el Generador procederá

de la siguiente manera:

- a) El Generador calcula el nuevo precio de oferta y el número de horas disponibles que reflejan la restricción de Gas Natural con base en la metodología descrita en el numeral 3.5.2b).
- b) Una vez que se tiene este valor, el cual incluye el costo de oportunidad, el Generador procede a hacer su oferta de venta para el Mercado de Tiempo Real.

3.6.3 En el caso de los Recursos de Energía Limitada sujetos a una restricción Por horas en un Día, el Generador deberá reportar la restricción de Gas Natural mediante reducciones directas al Límite de Despacho Económico Máximo de la Unidad de Central Eléctrica, equivalentes a la cantidad disponible de Gas Natural, utilizado en el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real. Esta regla aplica aun cuando la restricción en el consumo de Gas Natural en cada hora esté en vigor durante más de una hora. En este caso, no se aplicará un Costo de Oportunidad. El intercambio de información se llevará a cabo de la siguiente manera:

- a) El Generador representante del Recurso de Energía Limitada sujeto a una Restricción Por horas en un Día deberá entregar al CENACE datos actualizados sobre la restricción de Gas Natural a más tardar al cierre de recepción de ofertas en el Mercado de Tiempo Real conforme a lo establecido en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo para la(s) hora(s) en las que aplica la restricción de que se trate. Además:
 - i. Si un Recurso de Energía Limitada sujeto a una Restricción Por horas en un Día se clasifica como tal antes del cierre de la recepción de ofertas en el Mercado del Día en Adelanto, el Generador afectado deberá entregar datos sobre la restricción de Gas Natural para dicho Mercado del Día en Adelanto para la hora en cuestión.
 - ii. El Generador representante del Recurso de Energía Limitada sujeto a una Restricción por horas en un Día deberá realizar el ajuste a su oferta de venta como una reducción a la cantidad ofertada (MW) como resultado de la reducción en el suministro de Gas Natural.

Ejemplo de restricción de Gas Natural:

Recurso de Energía Limitada Por horas en un Día

Energías del Oeste es un Generador que representa una Unidad de Central Eléctrica con un Límite de Despacho Económico Máximo de despacho de 100 MW.

En condiciones de diseño de verano, el consumo de Gas Natural de esta Unidad de Central Eléctrica se puede calcular utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Consumo}_{GN} = 7.5 \frac{\text{MMBtu}}{\text{MWh}} * \text{CAP} + 250 \frac{\text{MMBtu}}{\text{h}}$$

Donde *CAP* representa la capacidad neta de la Central. De esta forma, en condiciones de diseño de verano, la Central consume 1,000 MMBtu/h (100*7.5+250) de Gas Natural cuando opera en su límite máximo de despacho.

Energías del Oeste es notificado por el Administrador de Gas Natural antes del cierre de recepción de ofertas en el Mercado de Día en Adelanto que su suministro de Gas Natural se reducirá en 200 MMBtu/h durante un periodo de 1 hora, de las 14:00 a las 15:00, por lo cual dicha Unidad de Central Eléctrica se considera un Recurso de Energía Limitada Por horas en un Día.

Inmediatamente después de recibir la información, Energías del Oeste informa al CENACE sobre la restricción de Gas.

El Generador procede a ajustar su oferta, reduciendo el límite máximo de despacho a 73.3 MW $(((1,000-200)-250)/7.5)$ durante la hora en cuestión para reflejar la restricción de gas.

El Generador manda al CENACE las ofertas ajustadas para su consideración en el Mercado de Tiempo Real.

- 3.6.4** Los siguientes datos de un Recurso de Energía Limitada también se deben presentar al CENACE, si no se han proporcionado como parte de la oferta del Recurso de Energía Limitada.
- a) Los datos equivalentes de los numerales 3.3 a 3.5 con respecto a cualquier alternativa o combustible (s) de respaldo que la Unidad de Central Eléctrica (s) puede utilizar, en caso de que ese combustible también tuviera un límite en la cantidad.
- 3.6.5** Los ajustes en las ofertas derivados de una restricción de Gas Natural deberán representar genuinamente las consecuencias directas de acatar una instrucción válidamente emitida por un Administrador de Gas Natural. Estos ajustes no se podrán presentar por los Generadores por razones distintas a las anteriores.

CAPÍTULO 4 Excepciones

4.1 Compensación a los Generadores afectados por la falta de disponibilidad de Gas Natural

- 4.1.1** Se considera que un Generador ha sido afectado por la falta de disponibilidad de Gas Natural cuando el CENACE haya instruido que el Recurso de Energía Limitada modifique su programa de asignación y despacho en el Mercado del Día en Adelanto, debido a restricciones no previsible en el suministro de Gas Natural a las Unidades de Central Eléctrica que representa.
- 4.1.2** El CENACE eximirá de las penalizaciones aplicables a los Generadores afectados, cuando la falta de disponibilidad de Gas Natural sea resultado de un Evento Relevante y motive el incumplimiento del programa de asignación y despacho en el Mercado del Día en Adelanto, siempre y cuando hayan seguido las instrucciones emitidas por el CENACE.
- 4.1.3** El CENACE pagará a los Generadores afectados la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real o la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado, según corresponda, de conformidad con lo que se establece en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:
- a) Que la reducción en la disponibilidad de la Unidad de Central Eléctrica haya sido consecuencia directa de acatar una instrucción válidamente emitida por el Administrador de Gas Natural, de conformidad con los TCPS correspondientes, lo cual impide exigir el pago de daños y perjuicios al mismo.
 - b) Que la instrucción haya sido emitida y notificada después de la hora límite para la recepción de ofertas para el Mercado del Día en Adelanto, y esté directamente relacionada con una Alerta Crítica declarada en el Sistema Integrado de Gas Natural correspondiente.
 - c) Que el Generador haya ajustado su oferta de conformidad con el numeral 3.6.
 - d) Que la Central Eléctrica cuente con un Contrato en Firme para cumplir con su programa del Mercado de Día en Adelanto.
 - e) Que la Central Eléctrica haya iniciado su operación o construcción antes de la fecha en que hayan entrado en vigor las Bases del Mercado Eléctrico.
 - f) Que la falta de disponibilidad de Gas Natural ocurra antes del 1º de Enero del 2018 o la fecha que establezca la Autoridad de Vigilancia del Mercado.

- 4.1.4** Las condiciones establecidas en el numeral anterior, serán verificadas entre el Generador afectado por la falta de disponibilidad de Gas Natural y el CENACE de acuerdo con el siguiente procedimiento:
- (a) Durante los 5 días hábiles posteriores al Evento Relevante que causó el incumplimiento, el Generador afectado deberá remitir al CENACE [a través del módulo del SIM destinado para ello] la documentación con la que acredite el cumplimiento de las condiciones referidas.
 - (b) El CENACE revisará la documentación remitida por el Generador afectado y en un plazo no mayor a 5 días hábiles después de haber recibido dichos documentos, le notificará por escrito [a través del módulo del SIM destinado para ello] si se verifica el cumplimiento de todas las condiciones para eximirlo de las penalizaciones y poderle pagar la Garantía de Suficiencia de Ingresos que corresponda.
 - (c) En caso de que el CENACE determine que no se verifican todas las condiciones de referencia, deberá incluir en su respuesta las razones y la fundamentación correspondiente. A partir de la respuesta del CENACE, el Generador afectado tendrá 5 días hábiles para enviar al CENACE la documentación faltante con la que verifique el cumplimiento de dichas condiciones.
 - (d) El CENACE enviará su respuesta final al Generador afectado [a través del módulo del SIM destinado para ello] en no más de 5 días hábiles después de haber recibido la documentación adicional.
- 4.1.5** En caso de que existan diferencias entre el Generador afectado y el CENACE que pudieran generar una controversia para la verificación de las condiciones que se establecen en la Base 10.6.3, éstas se resolverán de acuerdo a los procedimientos descritos en el Manual de Solución de Controversias. No obstante lo anterior, en caso de que existiesen inconsistencias entre la información proporcionada por el Generador y el Administrador de Gas Natural con respecto al Evento Relevante que generó la falta de disponibilidad de Gas Natural, el CENACE considerará única y exclusivamente la información suministrada por el Administrador de Gas Natural.

CAPÍTULO 5

Consideraciones contractuales adicionales del suministro de Gas Natural

5.1 Exenciones a la obligación de ofrecer la totalidad de la capacidad disponible

- 5.1.1** Los Generadores podrán celebrar los contratos que requieran para asegurar el suministro y transporte de Gas Natural a sus Unidades de Centrales Eléctricas, en los que determinarán las modalidades de servicios para su entrega y transporte. Dentro de estas modalidades se encuentran el servicio de reprogramación de suministro de Gas Natural en el mismo día y el Servicio de Programación Flexible.
- 5.1.2** Los Generadores estarán exentos de ofrecer el rango completo de despacho en el Mercado de Tiempo Real de sus Unidades de Central Eléctrica que utilicen Gas Natural, en caso de no contar con disponibilidad de reprogramación de suministro de Gas Natural en el mismo día ni Servicio de Programación Flexible. Si la Unidad de Vigilancia del Mercado lo solicita, los Generadores que se encuentren en este supuesto, le deberán proporcionar copia de sus contratos de transporte y suministro de Gas Natural aplicables, en el plazo que les señale para ello la Unidad de Vigilancia del Mercado, de conformidad con lo establecido en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

Ejemplo de exención a la obligación de ofrecer la totalidad de la capacidad disponible:

Generador sin reprogramación de suministro de Gas Natural ni Servicio de Programación Flexible

Energías del Oeste es un Generador que opera una Central de Ciclo Combinado con un límite mínimo de despacho de 30 MW y un límite máximo de 100 MW. Previo al cierre de recepción de ofertas para el Mercado de Tiempo Real, el Generador ajusta su oferta reflejando un límite máximo de despacho de 80 MW a causa de una falla en una de sus Unidades.

Al no contar con reprogramación de suministro de Gas Natural en el mismo día, ni Servicio de Programación Flexible, el Generador está exento del requisito de ofrecer en tiempo real el rango completo de despacho de la Unidad de Central Eléctrica (30-100 MW).

No obstante, en caso de que la Unidad de Vigilancia lo solicite, Energías del Oeste estará obligado a proporcionar la información necesaria para comprobar que se encuentra bajo el supuesto antes mencionado respecto a sus contratos de transporte y suministro de Gas Natural.

- 5.1.3** Los Generadores estarán obligados a ofrecer, en el Mercado de Tiempo Real, la totalidad del rango de despacho disponible de sus Unidades de Central Eléctrica que utilicen Gas Natural, cuando tengan disponible el Servicio de Programación Flexible. Lo anterior, a fin de evitar comportamientos que pudieran afectar el funcionamiento eficiente y confiable del Mercado Eléctrico Mayorista.

Ejemplo de obligación a ofrecer en tiempo real totalidad del rango disponible de despacho:

Generador con Servicio de Programación Flexible

Energías del Este es un Generador que opera una Central Eléctrica de ciclo combinado que tiene un límite mínimo de despacho de 50 MW y un límite máximo de 100 MW. La Central cuenta con el Servicio de Programación Flexible. Durante el día, uno de los enfriadores de la Central queda fuera de servicio y ésta sufre un derrateo del 20%.

La Central ejerce su opción de Programación Flexible y cambia su nominación de Gas Natural durante el día para reflejar el derrateo que sufrió a causa de la falla técnica. Dado que la Central cuenta con Servicio de Programación Flexible, está obligada a ofertar en tiempo real la totalidad de su rango disponible de despacho. De esta manera, en el Mercado Tiempo Real, la Central oferta un despacho mínimo de 50 MW y un máximo de 80 MW.

5.2 Regiones con disponibilidad de reprogramación de Gas Natural en el mismo día y de Servicio de Programación Flexible

- 5.2.1** La Unidad de Vigilancia del Mercado acreditará las regiones que cuentan con disponibilidad de reprogramación de suministro de Gas Natural en el mismo día y de Servicio de Programación Flexible. Tomando en cuenta lo siguiente:
- a) La información pública respecto a la capacidad disponible en los Sistemas de Transporte y Almacenamiento de Gas Natural;
 - b) Información que los Generadores le podrán proporcionar en relación a los compromisos adquiridos para asegurar el suministro y transporte de Gas Natural a sus Unidades de Centrales Eléctricas; e,
 - c) Información que los Administradores de Gas Natural le proporcionen para definir las regiones referidas.
- 5.2.2** Los Generadores estarán obligados a ofrecer el rango completo de despacho en el Mercado de Tiempo Real de sus Unidades de Central Eléctrica que utilicen Gas Natural, cuando la Unidad de Vigilancia haya verificado que está disponible la reprogramación del suministro de Gas Natural en el mismo día y el Servicio de Programación Flexible.

CAPÍTULO 6

Disposiciones Transitorias

Primero. Hasta que se encuentre disponible el módulo del SIM designado para la administración de interrupciones del SIM o el módulo del SIM para la Coordinación de Gas Natural, los Generadores que representan Recursos de Energía Limitada en el Mercado Eléctrico Mayorista llevarán a cabo la(s) notificación(es) que correspondan al CENACE sobre cualquier restricción al consumo de Gas Natural en las Unidades de Centrales Eléctricas que representan y sus actualizaciones, a través de correo electrónico utilizando el formato establecido para ello. La (s) restricción (es) de Gas Natural y las actualizaciones que correspondan se notificarán al CENACE, en los tiempos establecidos en los numerales 3.3, 3.4 y 3.5 de este Manual.

Segundo. Durante un plazo máximo de 180 días a partir de la publicación del presente Manual, periodo al final del cual el CENACE deberá de estar en condiciones de calcular los costos de oportunidad según se describe en el numeral 3.6 de este Manual y habrá implementado el Modelo de Gas Natural dentro del Modelo AU-CHT y el Sistema de Información de Mercado, los Administradores de Gas Natural y los Generadores harán llegar al CENACE la información que se menciona en las diferentes secciones de este Manual a través de correo electrónico. Durante este periodo, todos los Generadores calcularán el Costo de Oportunidad para las Centrales Eléctricas que representan conforme a lo establecido en el numeral 3.5.2 (b) de este Manual y posteriormente procederán según lo establecido en el numeral 3.6 de este Manual.

Tercero. En cumplimiento a lo establecido en el artículo Quinto del “Acuerdo que fija los lineamientos que deberán ser observados por las dependencias y organismos descentralizados de la Administración Pública Federal, en cuanto a la emisión de los actos administrativos de carácter general a los que les resulta aplicable el artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo”, y a efectos de dar cumplimiento al mismo se señala lo siguiente:

- (a) Se realizarán las acciones necesarias para simplificar el trámite “Garantías Financieras de centrales eléctricas nuevas al amparo de la LIE, no pertenecientes a Contratos de Interconexión Legados ni de servicio público”, incluido en los “Criterios mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga”, emitidos por el CENACE, a efecto de que las Centrales Eléctricas que no forman parte de Contratos de Interconexión Legados ni son de servicio público, que migren al nuevo régimen, no se consideren Centrales Eléctricas nuevas para la presentación de Garantías Financieras.
- (b) Se realizarán las acciones necesarias para simplificar el trámite “Solicitud de devolución de documentos para un licitante que no resulte ganador en la Subasta de Mediano Plazo”, incluido en el Manual de Subastas de Mediano Plazo, a efecto de que se presente de manera electrónica y no física.