

Consejo Nacional de Operación CNO

ACTA DE LA REUNION No. 129

Fecha: 15 de junio de 2000
Lugar: C.N.O. Santa Fe de Bogotá
Hora: 9:30 A.M.

ASISTENTES PRINCIPALES:

CHIVOR
CODENSA
EEC
EEPPM
EMGESA
EPSA
ISA
ISAGEN
MERILÉCTRICA
PROELECTRICA
TERMOCARTAGENA
C.N.D.

Olga B. Callejas
Omar Serrano
Hernán Troncoso
Beatriz Gómez
Fabio Quitián
Albeiro Arias
Javier Gutiérrez
Luis E. Aguilar
Tomás F. López
Reynaldo Foschini
Jaime Gerds
Pablo Corredor

INVITADOS:

CODENSA
EEPPM
TERMOCARTAGENA
ISA
ISA
ISA
UPME

Olga C. Pérez
Ana C. Rendón
Laura Calderón
Silvia E. Cossio
Luis Camargo
Jorge Valencia
Fabio Sánchez

SECRETARIO TÉCNICO:

Germán Corredor A.

Presidió la reunión la Dra. Olga Beatriz Callejas, representante de Chivor.

TEMARIO:

Consejo Nacional de Operación CNO

1. Informe Secretario Técnico
2. Informe sobre casos de limitación de suministro -SIC
3. Concepto sobre nueva versión de Resoluciones 072,073,074 y 075 del 99
4. Varios

DESARROLLO DE LA REUNIÓN:

Después de verificar el Quórum, el Secretario Técnico, anuncia que se puede dar inicio a la reunión. Se hace entrega del acta preliminar No. 127.

1. INFORME SECRETARIO TÉCNICO

El Secretario Técnico hace entrega del informe financiero del Consejo y solicita que se definan el destino de los rendimientos que por un valor de \$7.655.059,45 arrojó el encargo fiduciario que se venció el 8 de junio. El Consejo acuerda dejar esos recursos en la nueva fiducia y no repartir los rendimientos. El balance general de ingresos y pagos del encargo con FIDUVALLE es el siguiente:

INGRESOS	\$ 353.966.045,00
PAGOS	\$ 298.644.218,00
IMPUESTO 2x1000	\$ 720.514,75
RENDIMIENTOS	\$ 7.655.059,45
SALDO FINAL	\$ 62.256.371,70

El Secretario Técnico informa que está listo el nuevo contrato de fiducia y solicita la colaboración de las empresas para aligerar la firma.

La presidente del Consejo solicita autorizar la ampliación por un año del contrato de prestación de servicios del Secretario Técnico, teniendo en cuenta que el actual se vence este mes y se cambia la empresa fiduciaria. El Consejo autoriza

2. INFORME SOBRE CASOS DE LIMITACIÓN DE SUMINISTRO -SIC

El SIC presenta un detallado informe sobre los casos presentados en Caucasia y en Chocó y sobre las acciones jurídicas que ha tomado para afrontar la situación.

En el caso de Caucasia se interpuso recurso de reposición frente a la Superintendencia de Servicios Públicos sobre la Resolución de esta entidad que ordenó levantar la Limitación de Suministro. La SSPD tiene dos meses para responder.

Consejo Nacional de Operación CNO

En el caso de la Electrificadora del Chocó, se impugnó el fallo del Tribunal Administrativo del Chocó, en el cual se ordena el levantamiento de la Limitación de Suministro, como respuesta a una Acción de Cumplimiento interpuesta por la Electrificadora.

El Consejo acuerda enviar un pronunciamiento al señor Ministro con copia a la SSPD, a la CREG y al Ministerio de Desarrollo, manifestando la preocupación sobre estos hechos y pidiendo claridad sobre la posición del Gobierno al respecto. Igualmente se solicita al CAC que se pronuncie al respecto.

3. CONCEPTO SOBRE NUEVA VERSIÓN DE RESOLUCIONES 072,073,074, 075 Y 081 DEL 99

El Consejo analizó detenidamente los proyectos de Resoluciones que ajustan la anteriores 072, 073, 074,075 y 081 de 1999 con base en un documento borrados elaborado por el CND. Después de hacer los comentarios respectivos, el Consejo acuerda enviar el siguiente concepto:

COMENTARIOS GENERALES

- ⇒ En el tratamiento del AGC no es claro su relación con las reconciliaciones. Adicionalmente, se sigue ignorando que el AGC es un servicio complementario que debe ser remunerado en un contexto distinto al de las transacciones mismas de bolsa.
- ⇒ Dificultad de implementación por no tener toda la información, al no disponer de mínimo un año para calcular promedios móviles, y todas las estadísticas que requieren información histórica.
- ⇒ Pueden presentarse algunos problemas de coherencia económica ya que la distribución de probabilidad genera inconsistencias entre la magnitud de los eventos que generan indisponibilidad y las magnitudes de las compensaciones correspondientes y castiga la cantidad de los eventos y no la duración de los mismo, lo que probablemente no sea adecuado.
- ⇒ La intervención de ofertas fuera de méritos puede exponer a agentes que generan para cubrir restricciones a no recuperar los costos asociados a niveles de eficiencia de generación mínima y al surgimiento de inflexibilidades. Se sugiere buscar alternativas de mercado para el tratamiento de las restricciones.
- ⇒ Respecto al cálculo del precio de reconciliación para la generación forzada que resulte fuera de mérito, este no podría garantizar al generador la recuperación

Consejo Nacional de Operación

CNO

de la totalidad de sus costos variables de producción, lo cual se logra a través de la oferta de precio. Lo anterior originaría un desequilibrio económico para el generador que cumple con lo estipulado en la reglamentación actual para la determinación de su precio de oferta, y es requerido por el sistema para cubrir restricciones propias de él.

- ⇒ La intervención de los precios de oferta de los agentes que generen fuera de mérito limita la competencia en el mercado eléctrico colombiano. Este mecanismo podría incrementar el costo de las restricciones, ya que los generadores que las suplen podrían aumentar sus precios de oferta dada su percepción del riesgo y el aumento de la incertidumbre en el despacho que sigue siendo diario con un precio intervenido por una semana.
- ⇒ Sería conveniente que la entrada en vigencia de las resoluciones definitivas se haga simultáneamente a partir del primer día calendario de un mes, teniendo en cuenta que el cambio en la metodología implica modificación a los procesos de revisión de las liquidaciones realizadas por el ASIC. Preocupa el hecho de que a tan pocos días de entrar en vigencia estas resoluciones existan tantos comentarios de detalle, como se ve más adelante
- ⇒ Deben derogarse las Resoluciones que se están modificando con estos proyectos, antes de la fecha establecida en las mismas para su entrada en vigencia.
- ⇒ Es importante aclarar que los Índices de Disponibilidad para efectos de calcular las compensaciones (Res. CREG 072 de 1999) son diferentes de los Índices de Disponibilidad para el cálculo de las generaciones de seguridad (Res. CREG 073 de 1999).
- ⇒ Es muy importante que se definan las reglas para hacer operativa la obligación de efectuar la regulación primaria, así como las exigencias para efectuar la regulación secundaria y los parámetros de los generadores que pueden prestar este servicio.

PROYECTO DE RESOLUCIÓN 072

- ⇒ En el nuevo proyecto de Resolución, se reemplazó Activos de Conexión por Unidades Constructivas de Conexión. Debe tenerse en cuenta que las Unidades Constructivas corresponden a la desagregación para remunerar los Activos de Uso del STN y no desagregan los Activos de Conexión, los cuales se remuneran de acuerdo con los contratos de conexión. La Resolución CREG 026 de 1999 establece de manera genérica las Unidades Constructivas de Conexión para referirse a los equipos que permiten la unión eléctrica entre los equipos de uso del STN, tales como las bahías de línea, módulos comunes, etc. y no incluyen los activos de conexión, tales como transformadores, líneas, equipos de tensiones menores de 220 kV, ni equipos que no pertenecen al STN. El realizar tal sustitución hace inaplicable por parte del CND, toda vez que los activos de conexión no son desagregados en unidades constructivas.

Consejo Nacional de Operación CNO

Proponemos mantener la redacción con el término "Activos de Conexión".

- ⇒ Unidades Constructivas de Uso del STN: Consideramos que debe conservarse la definición de Activos de Uso del STN, ya que las unidades constructivas son la clasificación de los Activos de Uso del STN.
- ⇒ Evento: Teniendo en cuenta la redacción de toda la Resolución, los mantenimientos son considerados eventos para el cálculo de los Índices de Disponibilidad. En este sentido, la definición de evento no debe limitarse a situaciones repentinas o aquellas que su programación sea inferior a un tiempo determinado. Adicionalmente, no queda claro a cuáles plazos se refiere la definición. Proponemos que se defina:

"Evento. Para efectos de aplicar lo establecido en la presente Resolución, evento es la situación que cause la indisponibilidad parcial o total de un Activo de Uso del STN o de un Activo de Conexión al STN que se ocasione de manera forzada o programada".

- ⇒ Indisponibilidad Total: se está incluyendo como indisponibilidad total a aquellos activos que no están en servicio; sin embargo, un activo que no está en servicio puede estar disponible.
- ⇒ Mantenimiento de Emergencia: Consideramos que la definición propuesta no es clara en cuanto a que cualquier mantenimiento no incluido en el programa anual sería considerado como mantenimiento de emergencia; así mismo, no vemos clara la interpretación de "requerimiento con urgencia".

Por tanto, proponemos que se mantenga la siguiente definición de Consignación de Emergencia, la cual es coherente con la que se propone en la resolución sobre la programación de mantenimientos y desconexiones de equipos del SIN (modificación a la Res. CREG 081/99):

Consignación de Emergencia: Es el procedimiento mediante el cual se autoriza, previa declaración del agente responsable, la realización del mantenimiento y/o desconexión de un equipo, de una instalación o de parte de ella, cuando el estado del mismo o de la misma ponga en peligro la seguridad de personas, de equipos o de instalaciones, no pudiéndose cumplir con el procedimiento de programación del mantenimiento respectivo.

Así mismo, se propone que se use el término "Consignaciones de Emergencia" en lugar de "Mantenimientos de Emergencia".

- ⇒ Trabajos de Expansión (del STN): Consideramos que no debería limitarse la definición a los proyectos del STN, ya que los trabajos requeridos para la

Consejo Nacional de Operación

CNO

conexión de Generadores, Consumidores y Distribuidores también pueden ocasionar desconexiones en activos del STN que deberían ser excluidas del cálculo de los índices. Se propone definir Trabajos de Expansión como aquellos proyectos aprobados por la UPME y los necesarios para la construcción del punto de conexión al STN de Consumidores, Generadores o Distribuidores.

- ⇒ Unidad Constructiva Provisional: Debe aclararse que la configuración provisional de circuitos se hace previo acuerdo del propietario y el CND. Así mismo, debe tenerse en cuenta que pueden existir configuraciones provisionales conformadas por activos diferentes a circuitos de líneas.
- ⇒ Consideramos que la CREG debe reglamentar las desconexiones por medio de una resolución, ya que el CND no tiene la competencia para definir la magnitud, la duración y la forma de aplicarlas, ya que ésto implica una limitación de suministro.
- ⇒
- ⇒ Debe tenerse en cuenta que el requerimiento principal de la red de transmisión es que permita el flujo de energía durante la mayor parte del tiempo posible. Desde ese punto de vista, las indisponibilidades parciales y totales no deben incluir los casos en que los interruptores de las bahías de línea o de transformación sean reemplazadas por otros interruptores de otras bahías (transferencia, acoples) y así no se interrumpa el flujo de energía por la línea o el transformador.
Para garantizar que haya la gestión debida, se propone lo siguiente:
No incluir en las definiciones de indisponibilidad la frase "independientemente de que su función esté siendo suplida por otro activo del SIN". Se podría determinar un tiempo máximo en el que la función de un activo pueda ser suplida por otro activo del SIN. Después de ese tiempo se afectaría el indicador de disponibilidad.
- ⇒ Con el fin de preservar la calidad, confiabilidad y seguridad del SIN, proponemos que se establezca un mecanismo para que pueda optimizarse la operación del SIN y no se vea afectada por la ejecución de mantenimientos, incluyendo el siguiente párrafo:

Parágrafo. Cuando por solicitud del CND se suspenda un mantenimiento de un Activo de Uso del STN o de Conexión al STN que esté en ejecución, el número de eventos a tener en cuenta para el cálculo de los Índices de Disponibilidad para tal activo se reducirá en una unidad. El tiempo de indisponibilidad asociado al mantenimiento se sumará proporcionalmente a la duración de los demás eventos que registre el activo. Si al aplicar el procedimiento anterior el número de eventos resultara ser cero y la duración del mantenimiento diferente de cero, el número de eventos será uno. En todo caso, el propietario del Activo de Uso del STN o de Conexión al STN deberá declarar por escrito al CND, al momento de la solicitud del mantenimiento, acerca de su disposición a suspenderlo por requerimiento de este último.

Consejo Nacional de Operación

CNO

- ⇒ Consideramos que debe tenerse en cuenta que cuando la indisponibilidad de un activo está excluida, no existe ningún incentivo para el Transportador para conformar Unidades Constructivas Provisionales que mejoren la calidad, confiabilidad y seguridad del SIN. Se propone incluir un incentivo, tal como disminuir el tiempo de indisponibilidad reconocido a los circuitos de líneas, cada vez que se realice una configuración provisional aprobada por el CNO.
- ⇒ Consideramos que debe aclararse la ventana de consignaciones y desconexiones a utilizar para la aplicación de la Resolución y ésta debe ser coherente con la que se propone en la resolución sobre la programación de mantenimientos y desconexiones de equipos del SIN (modificación a la Resolución CREG 081 de 1999). Es decir, que la ventana a utilizar sea semestral.
- ⇒ Dado que la Resolución CREG 072 de 1999 fue publicada en el Diario Oficial el día 13 de diciembre, no se dispone de información con el detalle requerido desde el 1° de diciembre de 1999. De acuerdo con los argumentos ya expuestos por el CNO ante la CREG, proponemos que, para efectos del cálculo de las compensaciones, se asuma que el 1° de julio de 2000 todos los Activos de Uso del STN y de Conexión al STN presentan una disponibilidad acumulada del último año del 100%.

PROYECTO DE RESOLUCIÓN 073

- ⇒ Dado que la Resolución CREG 073/99 fue publicada en el Diario Oficial el día 13 de diciembre, no se dispone de información con el detalle requerido desde el 1° de diciembre de 1999. Proponemos que para efectos del cálculo de las generaciones de seguridad, se considere la estadística de la tasa de salidas forzadas disponibles para el último año. Para este efecto, los Transportadores deberán enviar al CND dicha información.
- ⇒ Consideramos que en esta Resolución debería quedar explícito que el criterio de seguridad es probabilístico, ya que se podría entrar en contradicción con lo definido en el Código de Operación.
- ⇒ Consideramos que debe aclararse que el CND llevará el VERPC establecido para el STN ($VERPC_{STN}^0$ - VERPC obtenido en la primera iteración) en todas las áreas y sub-áreas hasta donde le sea posible, ya que puede haber casos en los cuales no sea factible lograrlo.

Consejo Nacional de Operación

CNO

- ⇒ Es muy importante conocer las consecuencias del nuevo método de cálculo de generaciones de seguridad.
- ⇒ Existen dificultades prácticas para que los estudios sean totalmente reproducibles, por tanto sería conveniente dejar claro que el C.N.O. fijará el procedimiento para lograr una aproximación a este tema.
- ⇒ Debe quedar claro el manejo que se da a las indisponibilidades causadas por terceros, para efectos del cálculo de las estadísticas para hallar las generaciones de seguridad; es decir, si éstas estarían excluidas o no de los mismos.

PROYECTO DE RESOLUCIÓN 074

- ⇒ Consideramos que debe definirse el mecanismo para que el ASIC pueda realizar facturaciones a agentes no activos del Mercado Mayorista, tales como los propietarios de proyectos de expansión y los Transportadores de Gas. Así mismo, consideramos necesario establecer la forma como tales agentes presentarán garantías al ASIC para cubrir sus obligaciones con el Mercado Mayorista.
- ⇒ Al respecto del mecanismo de intervención propuesto, el CNO insiste en que la intervención del mercado no es lo mejor para enfrentar el tema de restricciones, que no son responsabilidad de los generadores, sino que son inherentes al sistema. Si un agente hidráulico sale despachado fuera de mérito por 24 horas, en virtud de que ofertó un precio acorde con escasos aportes hídricos y bajo nivel de embalse, este tendría que mantener inalterable su precio de oferta por 7 días, independientemente de que en esos días se presenten altos aportes hidrológicos y si no sale despachado presentaría vertimientos. Lo anterior distorsiona la filosofía de que el agente hidráulico refleje en su precio de oferta el costo de oportunidad de generar
- ⇒ Cuando se aplica la intervención de los 7 días, al parecer la determinación de si el generador está por mérito o por restricción se hace en el despacho real y no en el ideal que es donde se ven los efectos comerciales. Adicionalmente no es claro si la intervención se realiza tomando en cuenta el despacho programado o el redespacho.
- ⇒ Consideramos que debe aclararse la condición para aplicar la intervención propuesta, ya que la redacción puede presentar varias interpretaciones. Así mismo, consideramos que debe modificarse la redacción en cuanto a que la intervención puede hacerse para el siguiente despacho, luego de verificar la condición; teniendo en cuenta que el CND debe conocer que generadores

Consejo Nacional de Operación CNO

cumplen la condición, antes de la hora de cierre de las ofertas para el siguiente despacho.

- ⇒ El Precio de Reconciliación (PR) propuesto es único para las 24 horas; sin embargo, no se garantiza que éste sea mayor al precio de bolsa de cada hora. Consideramos que debe haber una verificación adicional después de calculado el PR para que se garantice que en ningún momento se le remunera al generador un precio inferior al precio de bolsa.
- ⇒ Debe aclararse si la intervención establecida en la Resolución CREG 074 también se aplica para el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia; es decir cuando un generador es despachado durante todo el día por AGC a un precio fuera de mérito.
- ⇒ De acuerdo al párrafo 1° del artículo 6°, el precio de oferta permanece intervenido durante 7 días. Consideramos que debe aclararse si los recursos intervenidos deben seguir haciendo la oferta diaria de precio y la declaración de disponibilidad para prestar el servicio de AGC, cuando sean éstos elegibles para prestar tal servicio.
- ⇒ Consideramos que debería asignársele al CND la responsabilidad de informar diariamente a todos los agentes, los recursos que se encuentran intervenidos y el tiempo restante en que aplica esta intervención.

PROYECTO DE RESOLUCIÓN 075

- ⇒ Debe aclararse la forma de asignar en la operación el AGC, ya que se puede interpretar de dos formas: Una donde la asignación de TODO el AGC se hace de acuerdo con lo vigente hoy y después se liquida según los contratos de traspaso de responsabilidad de holgura y otra en la cual a cada agente que tenga disponibilidad de hacerlo se le asigna el AGC correspondiente a la holgura propia y a los contratos que tenga, independiente a los precios de oferta, y el procedimiento establecido en la Resolución CREG 198 de 1997 se aplica al faltante.
- ⇒ Si no se elimina el HOS, La remuneración de AGC debería ser solamente para el HOS, por que al remunerar el Ho el agente estaría recibiendo remuneración de la bolsa por la holgura propia y por la que ya vendió en contratos.
- ⇒ El CNO insiste en la eliminación de la causal de vertimientos para prestar el AGC (Res. CREG 198 de 1997), con el fin de darle mayor posibilidad de

Consejo Nacional de Operación CNO

implementación a lo expresado en esta resolución. Igualmente, se requiere dejar claro qué queda vigente y qué deroga de la Resolución CREG 198 de 1997.

- ⇒ No son claras las transacciones comerciales en cuanto al balance entre suministro real y contratos de traspaso. Consideramos que deberían aparecer explícitos en la resolución para evitar interpretaciones contradictorias entre los agentes, el CND y el MEM.
- ⇒ Debe revisarse la regla para el cálculo del Precio de Reconciliación (PR), ya que no garantiza que en ningún período se le pague al generador a un precio menor que el Precio de Bolsa.

PROYECTO DE RESOLUCIÓN 081

- ⇒ Proponemos que la aprobación o rechazo para la ejecución de las Consignaciones Nacionales de la semana que se está programando sea ingresada por el CND, hasta las 14:00 horas del día jueves, y consultada directamente por los agentes en el sistema de información. Por tanto, no consideramos necesario la confirmación establecida entre las 8:00 y las 16:00 horas.

COMENTARIOS DE DETALLE PARA IMPLEMENTACIÓN

PROYECTO DE RESOLUCIÓN 072

- **Artículo 1°.**

- ⇒ Consideramos que debe tenerse en cuenta que el decreto 1171 de 1999 establece la creación de una empresa conformada por el ASIC, el CND y el LAC y como tal deberían considerarse en la Resolución. La redacción propuesta da lugar a interpretar que cada una de ellas será una empresa independiente.

- **Artículo 3°.**

- ⇒ **Parágrafo.**

Consejo Nacional de Operación CNO

⇒ Consideramos que debe tenerse en cuenta que las deficiencias en la forma de onda no son la única causa de la deficiencia en la calidad de la potencia. Debe incluirse además, el desbalance en las tensiones de fase.

- **Artículo 5°.**

⇒ Tal como lo expresamos anteriormente, la modificación de Activos de Conexión por Unidades Constructivas de Conexión deja por fuera los activos a tensiones inferiores a 220 kV, así como a los transformadores de conexión. Se propone que permanezca el término Activos de Conexión.

⇒ **Parágrafo 1°.**

⇒ Proponemos modificar la fecha límite para la cual el CND debe diseñar y tener operativa la Base de Datos, así: Modificar "antes del 30 de junio del año 2000" por "antes de la entrada en vigencia de la presente Resolución".

⇒ **Parágrafo 3° transitorio.**

⇒ Consideramos que debe aclararse qué significa que un activo no tiene información suficiente.

- **Artículo 7°.**

⇒ Numeral 1. Indisponibilidades programadas debidas a la incorporación de nuevas unidades constructivas. No encontramos sustentable la definición de un tiempo máximo reconocido de 96 horas (sin penalización) para efectuar la incorporación de las nuevas unidades constructivas. Nuestra experiencia demuestra que este tiempo es variable dependiendo del tipo de activo, y en la mayoría de los casos excede el valor propuesto de 96 horas.

Fecha	Hora	Activo	Horas	Trabajo
06-May-99	22:18	Paipa-Sochagota 1	430	Reconfiguración circuito.
19-May-99	02:44	Paipa-Sochagota 2	335	Reconfiguración circuito.
04-Jun-99	17:00	Bucaramanga-Guatiguará 1	297	Reconfiguración circuito.
14-Sep-99	08:00	Urrá-Urabá	247	Puesta en servicio.
17-May-99	07:05	Urrá-Urabá	226	Puesta en servicio Cerro -Urrá.
25-Oct-99	07:43	La Virginia-San Marcos	204	Conexión S/E La Virginia.
17-May-99	07:00	Cerromatoso-Urrá 1	203	Puesta en servicio Cerro -Urrá.
31-Jul-99	07:21	Trafo San Carlos 3	173	Conexión reactores nuevos.
23-Nov-99	06:08	Trafo Cerromatoso 1	159	Puesta en servicio interruptor 5L240.
25-Oct-99	06:18	Trafo Cerromatoso 2	131	Preparar interfaz conexión ATR2 derivación BC 500 kV.
02-May-99	14:06	Chivor-Paipa 2	103	Reconfiguración Sochagota-Guatiguará.

⇒ Recomendamos que se defina un procedimiento similar al establecido para el restablecimiento del servicio luego de una indisponibilidad originada en

Consejo Nacional de Operación

CNO

eventos de fuerza mayor: El CND deberá establecer conjuntamente con el agente que incorpora el proyecto un plazo máximo razonable, e informará al CNO sobre el plazo acordado. Si transcurrido el plazo fijado no se ha efectuado el restablecimiento del servicio correspondiente, el tiempo de retraso afectará la Indisponibilidad de los activos, y la compensación que se origine por este concepto deberá ser reembolsada por el ejecutor del proyecto a cada uno de los agentes afectados.

- ⇒ Numeral 3. Consideramos necesario suprimir la palabra comercial, ya que la puesta en operación comercial de un activo sólo ocurre para activos nuevos y la puesta en servicio a la que se refiere el numeral está relacionada con la finalización de un mantenimiento, una consignación o una indisponibilidad.
- ⇒ Numeral 4. Consideramos que debe tenerse en cuenta que la declaratoria de Fuerza Mayor va asociada al Caso Fortuito (Art. 64 Código Civil). Proponemos que se modifique la causa de exclusión por "Eventos de Fuerza Mayor o Caso Fortuito".
- ⇒ Adicionalmente, proponemos que las indisponibilidades de activos que resulten de configuraciones provisionales de activos existentes (unidades constructivas provisionales) que hayan tenido su origen en eventos de fuerza mayor, se consideren excluidas durante el tiempo que haya sido acordado con el CND para reparar los activos originales
- ⇒ Numeral 5. Indisponibilidades causadas por terceros. Consideramos que las exclusiones no deben estar ligadas a la propiedad de los activos, ya que se torna subjetiva su aplicación. Adicionalmente, no consideramos apropiado extender la falla de un elemento de un subsistema a todos los elementos componentes del mismo, ya que se estarían considerando indisponibles elementos que efectivamente están disponibles, alterando para éstos las estadísticas de fallas.
- ⇒ Consideramos conveniente aclarar que las solicitudes de consignación de emergencia o las modificaciones al programa de consignaciones y/o desconexiones, debidas a un evento de fuerza mayor o por eventos en otros activos del SIN, no deben ser penalizadas, en concordancia con las exclusiones enunciadas en el Artículo 7° de la Resolución.

- **Artículo 8°.**

Consejo Nacional de Operación CNO

⇒ En el cuadro de metas del año 2001, debe corregirse los porcentajes para los circuitos de 220 o 230 kV: Longitud > 100 km, debe ser 99.59% y para Longitud ≤ 100 km, debe ser 99.73%.

- **Artículo 9°.**

⇒ Se hace referencia al Artículo 7°, cuando en realidad se remite al Artículo 8°. Igualmente sucede con la referencia al Artículo 10°, la cual es en realidad al artículo 13°.

⇒ En la definición de Eventos No Reportados, se establece que el reporte de finalización de maniobras debe realizarse inmediatamente; proponemos que se defina un tiempo máximo de 5 minutos.

- **Artículo 10°.**

⇒ **Parágrafo 3°.**

Consideramos que para efectos de calcular el ingreso regulado del Transportador debe incluirse (y no excluirse) el valor del mes a facturar, de tal forma que si este último provoca que la compensación exceda el 20% del ingreso anual (medido sobre los últimos doce meses) no se reduzca el ingreso mensual del transportador a menos del 80%. Adicionalmente, y mientras se completa la historia de 12 meses, debería calcularse el promedio sobre los meses de vigencia de la resolución.

- **Artículo 11°.**

⇒ Consideramos que si un Activo de Conexión que para la semana de cálculo ha incumplido la meta de disponibilidad y en algunos períodos de esa semana sufrió una indisponibilidad, la cual es objeto de exclusión para las estadísticas por alguna de las causales definidas en el Artículo 7°, no debe pagar las restricciones causadas por su indisponibilidad en tales períodos.

⇒ El pago de restricciones por parte del agente que presta el Servicio de Conexión, origina un desequilibrio económico en la prestación de dicho servicio, dado que no existe relación directa entre el sobre costo operativo y el ingreso de conexión reconocido, lo cual compromete la viabilidad del servicio.

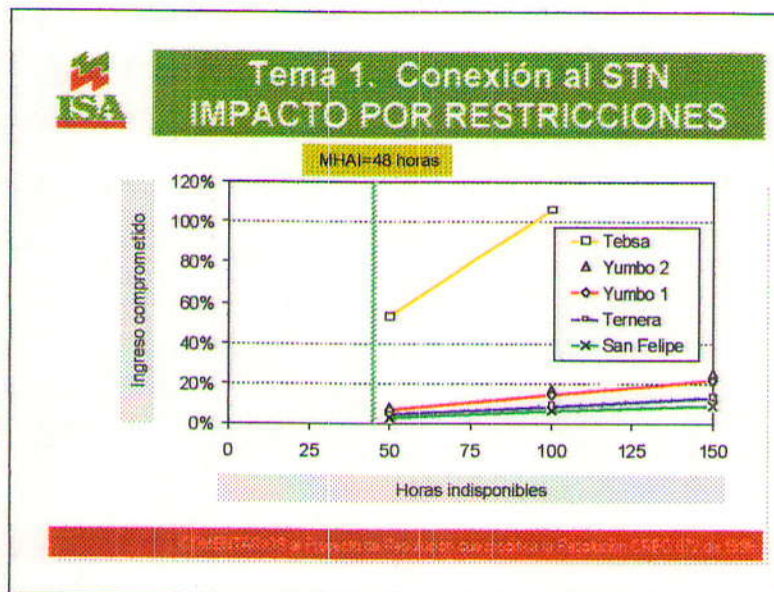
⇒ Las evaluaciones realizadas a partir de las estadísticas reales de eventos de activos de conexión, y con base en los criterios y procedimiento establecidos en la Resolución CREG 072 y en el Proyecto en discusión permiten concluir que el ingreso anual esperado por la prestación del servicio podría quedar

Consejo Nacional de Operación CNO

muy comprometido ante el pago de restricciones asociado con la indisponibilidad de dichos activos. Los resultados encontrados fueron:

- ATR-1 San Felipe: Restricción = 68% Ingreso
- ATR-1 Yumbo: Restricción = 25% Ingreso
- ATR-2 Yumbo: Restricción = 26% Ingreso

⇒ Adicionalmente, en los casos en que se requiera la reposición del activo de conexión (por ejemplo, falla interna de un transformador), aún si se dispone de equipos de reserva, el tiempo requerido para restaurar el servicio puede ser muy alto (del orden de 10 a 15 días), lo cual causaría un alto impacto sobre los ingresos por el servicio de conexión.



⇒ En el gráfico adjunto puede observarse que si la reposición del transformador de conexión tarda cerca de 6 días (un tiempo más bajo de lo normal para este tipo de obras), se estaría comprometiendo el 25% de su ingreso anual. Más aún, para el caso de la reposición del transformador de conexión de la subestación Tebsa, sólo 4 días de indisponibilidad bastarían para comprometer la totalidad de su ingreso anual. Aquí puede verse claramente el desequilibrio económico que se estaría causando en la prestación del servicio de conexión (bajo las condiciones establecidas en los contratos actuales) ante el pago del costo de las restricciones asociadas con la indisponibilidad de los activos.

⇒ En los casos en que no se tienen equipos de reserva, el tiempo de reposición del transformador podría ser incluso del orden de meses (12 a 15), lo cual generaría una restricción que pondría en peligro la remuneración del activo

Consejo Nacional de Operación

CNO

de conexión en la totalidad de su vida útil; es decir, el costo de la restricción sobrepasaría el valor de reposición a nuevo del activo, conllevando la pérdida de viabilidad total del Servicio de Conexión.

⇒ En resumen, el pago de compensaciones por restricciones debe estar limitado, de tal forma que no se rompa el equilibrio económico de la prestación del servicio. Como alternativas se podría:

- limitar el pago del transportador (por disponibilidad y restricciones) al 20% del ingreso recibido por el activo
- definir un tiempo de exclusión de 10 días en caso de que se requiera reponer el equipo
- fijar una fecha tope para renegociar todos los contratos y adecuarlos a la nueva regulación.

• Artículo 12°.

⇒ El párrafo:

Los recursos provenientes de las compensaciones efectuadas por los agentes que prestan el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en el STN, serán asignados mensualmente, para reducir el monto total que deba ser recaudado por concepto de Cargos por Uso del STN aplicable a los Comercializadores del SIN para cubrir el costo de la Generación de Seguridad Fuera de Mérito asignada a los Comercializadores del SIN.

Debe quedar así:

Los recursos provenientes de las compensaciones efectuadas por los agentes que prestan el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en el STN, serán asignados mensualmente, para reducir el monto total que deba ser recaudado por concepto de Cargos por Uso del STN aplicable a los Comercializadores del SIN.

• Artículo 13°.

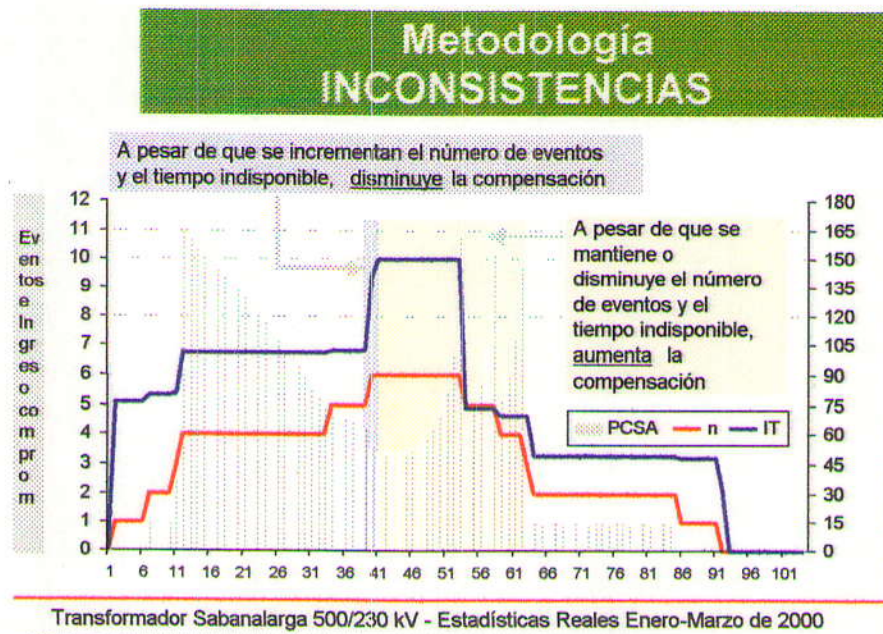
⇒ Consideramos que debe incluirse el reporte de la finalización de ejecución de maniobras en un tiempo máximo de 5 minutos, para ser coherente con lo expresado en el artículo 9°.

• Anexo

⇒ Como resultado de la utilización de la función de distribución Weibull en el cálculo del PCSA, aparecen señales inadecuadas para los agentes con respecto al pago de compensaciones. En particular, y para el caso que se presenta en la figura adjunta (estadísticas reales del Autotransformador ATR-3 500/230 kV de Sabanalarga) se encuentra que existen eventos que en lugar de

Consejo Nacional de Operación CNO

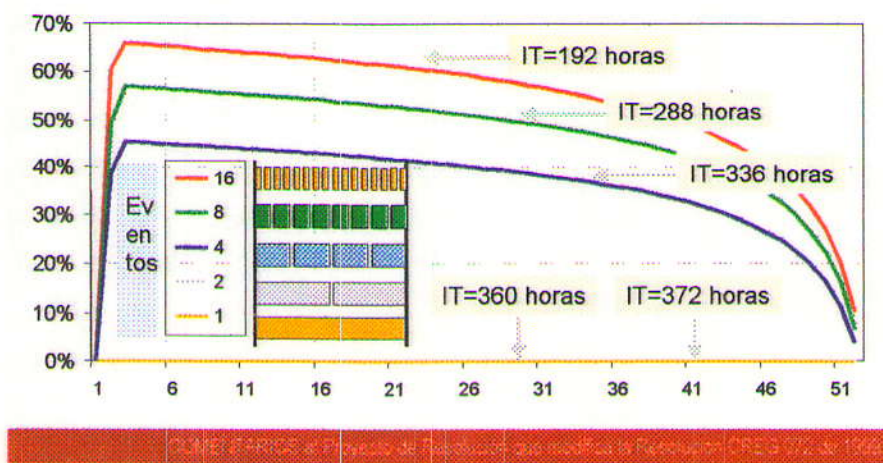
incrementar el pago de la compensación lo disminuyen y semanas en las cuales la compensación se incrementa exponencialmente a pesar de que no se presentan eventos adicionales en la ventana de cálculo. De esta forma, las señales son distorsionadas para los agentes.



⇒ Igualmente, en la siguiente figura se observa que el PCSA depende ampliamente del número de eventos más que de la indisponibilidad del activo, lo que estaría dando la señal de que es preferible tener activos indisponibles por mantenimiento durante largo tiempo (con el consecuente impacto sobre la operación del sistema), que ejecutar el mantenimiento en forma intermitente.

Consejo Nacional de Operación CNO

Metodología EFECTO DEL NÚMERO DE EVENTOS



⇒ Consideramos necesario definir la forma como se determina el tiempo de duración de los mantenimientos de los equipos para efectos de cálculo de las compensaciones, ya que no es claro y adicionalmente, este procedimiento configura señales de eficiencia en la programación de mantenimientos.

Numeral 1o.

⇒ Proponemos suprimir el párrafo que establece que las unidades constructivas se asumen como indisponibles si no se dispone de la información por acción u omisión del propietario, dado que no es posible para el CND controlar hasta ese detalle la información y determinar en que casos hubo omisión u acciones tendientes a ocultarla..

⇒ Numeral 5. En la formulación de t_i debe modificarse F_{E_i} por F_i .

⇒ Si la fecha en la que ocurrió el último evento es inferior a la fecha de finalización del período y el evento no ha terminado se hace $s = F_{E_n} - F_F$; esta expresión resulta negativa. Puede hacerse $\Delta = 1$ y $F_F = F_{E_n}$ y se logra el objetivo de no adicionar tiempo entre fallas.

⇒ Debe definirse claramente, dentro de la Resolución, la forma de efectuar la prueba de bondad de ajuste, los parámetros del estadístico a utilizar para rechazar o aceptar la prueba y los intervalos de confianza.

Consejo Nacional de Operación CNO

- ⇒ La expresión $DC > (F_F - F_I)$ está definida para el caso en el cual la duración de un evento supera la ventana de cálculo; sin embargo, quedaría por fuera el caso en el cual el evento tiene una duración igual a la ventana de cálculo. Por tanto, proponemos que la fórmula se modifique por la siguiente:
- $$D_C \geq (F_F - F_I).$$

Numeral 2°.

- ⇒ Debe suprimirse la referencia a la variable k, la cual no está siendo utilizada en ninguna fórmula.

PROYECTO DE RESOLUCIÓN 073

• Artículo 1°.

- ⇒ De acuerdo con lo expuesto en nuestros comentarios al proyecto de modificación a la Resolución CREG 072, proponemos mantener en la redacción el término "Activos de Conexión", en lugar de "Unidades Constructivas de Conexión".
- ⇒ Consideramos que en la definición de Sub-Área Operativa, debe tenerse en cuenta que ésta puede incluir además Activos de Conexión. Por tanto, proponemos cambiar: "Conjunto de Unidades Constructivas de Transporte..." por "Conjunto de Unidades Constructivas de Transporte y Activos de Conexión...".
- ⇒ Consideramos conveniente definir en este artículo el término "Sistema Eléctrico".

• Artículo 3°.

- ⇒ Consideramos que debe tenerse en cuenta que la definición y adopción de Sub - Áreas Operativas debe ser dinámica, ya que se presentan en la operación modificaciones a la topología del SIN. Por esto, proponemos la siguiente redacción para el numeral c):

"c) Adoptar las Sub-Áreas y Áreas Operativas, de acuerdo con los criterios recomendados al Consejo Nacional de Operación por el CND y aprobados por la CREG"

• Anexo No. 1.

Consejo Nacional de Operación

CNO

- ⇒ Consideramos que no es posible para el CND, mantener el control sobre las omisiones en el reporte de información, así como de las acciones encaminadas a tergiversar la misma. Por tanto, proponemos suprimir tal procedimiento de la Resolución.
 - ⇒ Numeral 4. No es claro el tratamiento para los activos nuevos que entran a formar parte de un subsistema existente.
 - ⇒ Numeral 5. En la formulación de t_i debe modificarse F_{Ei} por F_i .
 - ⇒ Si la fecha en la que ocurrió el último evento es inferior a la fecha de finalización del período y el evento no ha terminado se hace $s = F_{En} - F_F$; esta expresión resulta negativa. Puede hacerse $\Delta = 1$ y hacer $F_F = F_{En}$ se logra el objetivo de no adicionar tiempo entre fallas.
 - ⇒ Debe definirse claramente, dentro de la Resolución, la forma de efectuar la prueba de bondad de ajuste, los parámetros del estadístico a utilizar para rechazar o aceptar la prueba y los intervalos de confianza.
 - ⇒ La expresión $DC > (F_F - F_I)$ está definida para el caso en el cual la duración de un evento supera la ventana de cálculo; sin embargo, quedaría por fuera el caso en el cual el evento tiene una duración igual a la ventana de cálculo. Por tanto, proponemos que la fórmula se modifique por la siguiente:
$$D_C \geq (F_F - F_I).$$
 - ⇒ Sobre el término $D_c = 0$ cuando $n \geq 3$ y la hipótesis de Distribución Weibull no pueda ser rechazada, ya que los parámetros α y β son estimados por el método de máxima verosimilitud.
 - ⇒ En las estadísticas, consideramos conveniente excluir las indisponibilidades causadas por terceros, debido a que típicamente estas indisponibilidades son ocasionadas por ajustes de protecciones que pueden ser corregidas por el Transportador, para lo cual cuenta con incentivos (Res. CREG 072) sin necesidad de generación de seguridad adicional.
- **Anexo 2°.**
 - ⇒ Numeral 2 a) Se hace referencia a un párrafo inexistente.
 - ⇒ Numeral 2 b) Se debe revisar la redacción.

Adicionalmente, consideramos que debería modificarse la redacción en el sentido de precisar el tipo de restricciones en sistemas con tensiones

Consejo Nacional de Operación

CNO

inferiores al nivel IV. Proponemos modificar "La Generación de Seguridad requerida por Restricciones en la Infraestructura..." por "La Generación de Seguridad requerida por Restricciones Eléctricas en la Infraestructura..."

⇒ Consideramos que no es necesaria la numeración del párrafo del Anexo 2.

PROYECTO DE RESOLUCIÓN 074

• Artículo 1°.

⇒ En la definición de Costos de Reconciliación Positiva por razones no asociadas a Generaciones de Seguridad, consideramos que debe tenerse en cuenta que las reconciliaciones positivas pueden ser ocasionadas por otras causas diferentes a desviaciones de generación, tales como la diferencia entre la demanda pronosticada y la demanda real, etc.

⇒ Igualmente, en la definición de Costos de Reconciliación Negativa, estimamos conveniente tener en cuenta que existen otras causas que ocasionan reconciliaciones negativas, diferentes de la generación de seguridad fuera de mérito o desviaciones al programa. Un ejemplo de ellas son las características técnicas de una unidad que hace que genere en una hora a pesar de que su precio de oferta puede ser muy alto, también lo es la diferencia entre la demanda pronosticada y la real, etc.

⇒ La definición de Operación en Línea no es adecuada ni compatible con la reglamentación actual. Proponemos que no se defina el término "Operación en línea" y se utilice simplemente el término "Operación".

• Artículo 2°.

⇒ Cuando por preservar el margen de regulación se despachan recursos adicionales para cubrir la demanda pronosticada, éstos pueden aparecer con reconciliación positiva en el balance de reconciliaciones; podría interpretarse que estas reconciliaciones no están asociadas a ninguna de las causas establecidas en la resolución, debido a que se excluye de la asignación a "las generaciones de seguridad asociadas con la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia". Ejemplo:

Planta	Precio Oferta	Disp.	Gen. Prog.	Gen. Ideal	Gen. real	Rec.	Descripción
--------	---------------	-------	------------	------------	-----------	------	-------------

Consejo Nacional de Operación CNO

A	\$10	100	100	100	100	0	-
B	\$20	100	100	100	100	0	-
C	\$30	100	80	100	80	-20	Planta con margen de AGC
D	\$40	200	120	100	120	20	Rec. Positiva asociada al AGC – No asignable.
Dda.	--	400 MWh	400 MWh	400 MWh	400 MWh		

Así mismo, los sobrecostos operativos ocasionados en la operación, que están asociados al Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, tampoco estarían siendo asignados. Adicionalmente, el Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia no participa de la repartición de las reconciliaciones negativas.

Se propone retirar del artículo 2° la excepción para las "Generaciones de Seguridad asociadas con la prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia".

- ⇒ Consideramos que debe definirse explícitamente el orden de asignación de los costos de reconciliación positiva por restricciones.
- ⇒ Literal c): Por eficiencia asignativa, se debe dar la señal económica no a todos los comercializadores sino a los comercializadores de cada área operativa, tal como lo proponen los consultores que realizaron el estudio de restricciones para la CREG.
- ⇒ Literal e): Debe aclararse la forma de aplicar la regla de asignación de los costos de reconciliación, cuando se presentan varios activos de conexión responsables por una misma generación de seguridad, puesto que se hace difícil realizar la proporción a prorrata de su remuneración, ya que ésta es de carácter privado, por medio del contrato de conexión. Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que en algunos casos, el propietario del activo de conexión es el usuario que hace uso de ellos; en éstos el precio del contrato es cero (\$0).
- ⇒ Literal f): Consideramos que la asignación de esta restricción no es la adecuada, ya que no se realiza con base en la indisponibilidad del activo sino con base en la inversión misma.
- ⇒ No se debe asignar al dueño de la interconexión el sobrecosto operativo del sistema por no tener una interconexión más robusta, si de hecho el sistema no le está pagando por la disponibilidad de tenerla.

Consejo Nacional de Operación CNO

- ⇒ Adicionalmente, la recuperación de la inversión de una interconexión es incierta y está asociada sólo a su utilización real. Con este artículo se está extendiendo la responsabilidad del transportador al impacto que la interconexión tiene sobre el sistema, sin que reciba remuneración alguna por este concepto.
 - ⇒ Literal g): Puesto que la demanda comercial incluye las pérdidas del STN y la reglamentación establece penalizaciones consistentes en modificar los valores de pérdidas a asumir por los Comercializadores y Generadores, en algunos casos se hace inequitativa la asignación del costo de las restricciones en proporción a la Demanda Comercial. Por tanto, se propone reemplazar el término "Demanda Comercial" por "Demanda real".
 - ⇒ Consideramos que debe definirse la regla de asignación cuando exista más de un responsable por una generación de seguridad (Propietarios de Activos de Conexión, de Interconexiones Internacionales, de Proyectos de Expansión y Transportadores de Gas, Operadores de STR's y/o SDL's por salidas forzadas de activos).
 - ⇒ Consideramos que se debe compatibilizar la Res. CREG 075 con la Res. CREG 074 en cuanto a la asignación de los costos de reconciliación positiva por el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, así como la asignación de las reconciliaciones negativas a los prestadores de tal servicio, debido a que fueron excluidos de la asignación.
- **Artículo 3°.**
- ⇒ Proponemos modificar el término "Operación en línea" por el de "Operación", por las razones descritas anteriormente. Así mismo, el término "requerimientos en línea" por "requerida en la operación" y "modificación en línea" por "modificación al programa de generación".
 - ⇒ No es clara la asignación de las reconciliaciones negativas después de aplicar las excepciones para asignar reconciliaciones positivas por causas como redespachos, solicitudes de transportadores de gas o atrasos en proyectos del plan de expansión. Es conveniente aclarar que las reconciliaciones negativas se distribuyen en proporción a todas las positivas, una vez asignados dichos costos, teniendo en cuenta lo establecido en la Resolución para los diferentes casos.
 - ⇒ Consideramos conveniente definir la asignación de los sobrecostos ocasionados en virtud de la solicitud de un Transportador de Gas en el Redespacho o en la operación, por una emergencia en su sistema.

Consejo Nacional de Operación CNO

- **Artículo 6°.**

⇒ Consideramos que debe especificarse que las reglas de Reconciliación se aplican a los recursos despachados centralmente que no están prestando el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.

⇒ Consideramos necesario definir cuál precio de bolsa utilizar para calcular PR.

Consejo Nacional de Operación CNO

PROYECTO DE RESOLUCIÓN 075

- **Artículo 2º**

⇒ Cuando dice "podrá ser suplida con sus propias plantas y/o ..." no es claro sí, cuando el recurso esté despachado tiene la opción (podrá) de regular en la operación real su propia holgura y la de sus contratos si así lo desea.

⇒ **Literales a) y d).**

No consideramos adecuado hacer referencia a una "bolsa de energía" en donde se transen responsabilidades comerciales en relación con las Holguras. Simplemente cada agente generador es responsable comercialmente por su Holgura, proporcional a la generación programada, la cual puede ser traspasada mediante un contrato de traspaso de Holgura. Por tanto, consideramos que la mención a dicha bolsa se presta para confusiones innecesarias.

⇒ **Literal c).**

Consideramos conveniente precisar que el ASIC verificará al momento del registro de los contratos que el resultado de las Holguras propias más las Holguras asumidas de terceros menos los traspasos de Holguras que haya efectuado, sea inferior o igual a la capacidad efectiva de regular de las plantas y/o unidades de generación correspondientes.

⇒ **Parágrafo.**

Consideramos inadecuado seguir mencionando el plazo dado al CNO en relación con la aplicación de la Resolución CREG 198 de 1997.

- **Artículo 3o.**

⇒ En concordancia con el comentario efectuado a los Literales a) y d) del Artículo 2º, no consideramos conveniente hacer referencia al término HOS, ni a la ecuación de balance en la cual aparece. En su lugar recomendamos la siguiente ecuación de balance:

RESPONSABILIDAD COMERCIAL = HOLGURA PROPIA + CONTRATOS DE HOLGURA RECIBIDOS EN TRASPASO – CONTRATOS DE HOLGURA ENTREGADOS EN TRASPASO.

Consejo Nacional de Operación CNO

- ⇒ Por considerarla más adecuada proponemos modificar la definición del término " *ΔGp : Modificaciones a la generación programada por el CND durante la operación en línea, para cualquier planta despachada centralmente.*", por:

ΔGp : Modificaciones a la generación programada solicitadas por el CND con posterioridad al redespacho, para cualquier planta y/o unidad despachada centralmente.

- ⇒ La ecuación de HOT no permite traspasos de Holgura parciales, consideramos que dicha ecuación no es necesaria ya que deben ser los contratos de traspaso de Holgura los que deben definir la proporción de la responsabilidad comercial que se traspasa. Si ésta se mantiene en la Resolución definitiva, también deben incluirse en ella los deltas al programa de generación que se incluyen en la fórmula de HOP.

- ⇒ Consideramos necesario aclarar la definición del término " *ΔHO Modificación al HO asignado por el CND, como resultado de la modificación de la generación programada ΔGp* ", ya que las modificaciones al HO no solo se originan en los cambios de la generación programada. Al respecto proponemos la siguiente redacción:

ΔHO Modificaciones a la asignación HO solicitadas por el CND con posterioridad al redespacho.

- ⇒ Debido a que los generadores con asignación de AGC no serán objeto de desviaciones, proponemos la siguiente redacción al último párrafo previo al literal a):

Las plantas y/o unidades de generación con Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia asignado, son objeto de Reconciliaciones y Remuneración del Servicio de AGC. Para la aplicación de los conceptos anteriores se tienen en cuenta los siguientes criterios y expresiones:

- ⇒ **Líteral c).**

Consideramos conveniente aclarar si la nueva generación real (G_r) es la base de recaudo del CERE del Cargo por Capacidad y si es la que debe utilizarse para identificar el término PR.

- ⇒ Debe aclararse en la definición del término PR si el precio de Bolsa es el Nacional o el Internacional.

Consejo Nacional de Operación CNO

⇒ **Parágrafo 1.**

- ⇒ Consideramos necesario extender el ajuste a la generación programada para todas las plantas despachadas centralmente y no solamente para aquellas con asignación de AGC. Esto debido a que toda planta y/o unidad despachada centralmente tiene una responsabilidad comercial proporcional a su generación programada, con independencia de que participe o no en el AGC. Adicionalmente, y sobre la base de liquidaciones comerciales horarias de energía, se requiere aclarar la forma en que se calculará la modificación (ΔG_p), ya que dichas modificaciones pueden presentarse en cualquier momento sin que coincidan con el inicio de una hora.
- ⇒ Consideramos necesario aclarar la forma en que se estimará el término ΔH_O , ya que las modificaciones pueden presentarse en cualquier momento sin que coincidan con el inicio de una hora. Adicionalmente, es necesario aclarar que no ajustará a posteriori la Holgura total H previamente definida por el CND para el despacho y/o redespacho.
- ⇒ Es necesario aclarar la forma en que se ajustarán a enteros los términos ΔG_p y ΔH_O , ya que tanto H_O como G_p son reportados por el CND en valores enteros.
- ⇒ Consideramos necesario aclarar el tema de las reconciliaciones, ya que las mismas se liquidan para las plantas pero el servicio de AGC se efectúa a nivel de unidad y, por tanto, las H_O serán asignadas por el CND a nivel de unidad.

• **Artículo 4° (3°)**

- ⇒ Debe corregirse el Artículo sobre **“Asignación de costos del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.”**, ya que corresponde al 4°. y no al 3°.

⇒ **literal b).**

En concordancia con el comentario efectuado a los Literales a) y d) del Artículo 2°, consideramos que la asignación del servicio del AGC debe ser modificada, de lo contrario no cerrarían las liquidaciones comerciales del SIC. Para esto proponemos la siguiente redacción:

b) *Servicio de AGC*

Consejo Nacional de Operación

CNO

La asignación de los Costos Horarios por concepto de AGC se realiza entre los siguientes generadores despachados centralmente:

- Generadores despachados sin asignación de Servicio de Regulación de Frecuencia en la hora respectiva, y que no tengan vigentes contratos de traspaso de responsabilidad de Holgura.
 - Generadores no despachados en la hora respectiva, que hayan asumido mediante contratos de traspaso de responsabilidad de Holgura, la obligación de capacidad regulante de terceros, que hayan sido despachados en la hora correspondiente.
 - Generadores despachados con asignación de Servicio de Regulación de Frecuencia en la hora respectiva, y que no tengan vigentes contratos de traspaso de responsabilidad de Holgura.
- ⇒ Consideramos necesario aclarar si los sobrecostos de AGC asignados a los generadores serán previamente reducidos proporcionalmente por el monto de las reconciliaciones negativas.
- Anexo.

⇒ Por claridad proponemos incluir en los *"Contratos de traspaso de holgura"* la responsabilidades comerciales que el agente ha traspasado. En consecuencia, en la redacción se adiciona el siguiente texto en negrilla:

Contratos de traspaso de holgura

El ASIC determinará los compromisos adquiridos y traspasados en los contratos previamente registrados por el agente, teniendo en cuenta la última información de holgura esperada entregada por el CND, y la capacidad efectiva registrada en el SIC para las plantas en el momento de solicitud de registro de los contratos.

- ⇒ Consideramos necesario aclarar en el aparte "Estudio del contrato y solicitud de aclaraciones", lo relacionado con: "Cumplimiento de los requisitos establecidos en el presente anexo para tipos de contrato de traspaso de Holgura.", ya que no resulta claro cuáles son los mencionados requisitos.
- ⇒ Es necesario aclarar lo que significa que los contratos de traspaso de Holgura sean *"Contratos estandarizados y uniformes de un (1) MW"*.
- ⇒ Debe aclararse que los días a los que se hace referencia en los plazos para que el CND entregue la información correspondiente a la Holgura Total

Consejo Nacional de Operación CNO

Esperada son calendario. Así mismo, debe aclararse que esta información se utilizará a partir del primer día calendario del mes siguiente.

PROYECTO DE RESOLUCIÓN 081

- ⇒ De acuerdo con lo establecido en la Resolución 072 de 1999, consideramos necesario establecer el procedimiento y criterios mediante los cuales se penalizará a los transportadores por el no cumplimiento del programa de mantenimientos semestral. Así mismo, debe definirse la fecha de inicio de este procedimiento; es decir, el comienzo del primer período de seis meses.
- ⇒ En la redacción de la Resolución debe aclararse que el programa de mantenimientos incluye el programa de desconexiones de equipos del SIN, así éstas no impliquen mantenimiento o intervención a dichos equipos.
- ⇒ Por consistencia consideramos debe modificarse también el aparte "*Declaración de Mantenimientos de Red*" del Numeral 3.1. del Código de Operación, para lo cual proponemos la siguiente redacción:

Declaración de Mantenimientos y Desconexiones de Red:

Se deben considerar los mantenimientos y/o desconexiones de los equipos del STN, las Interconexiones Internacionales de nivel IV o superior, los Activos de Conexión al STN y los equipos de los STR's y/o SDL's que sean considerados de Consignación Nacional. El programa de mantenimientos y/o desconexiones será aquel que se encuentre consignado y aprobado por el CND en el sistema de información descrito en los Numerales 2.1.1.3. y 2.1.1.4, incluidas las Consignaciones de Emergencia.

• Artículo 1º.

- ⇒ Por claridad proponemos incluir en la definición de "*Consignación de Emergencia*", que el responsable por la declaración de la misma es el agente respectivo. Para esto proponemos la siguiente redacción:

Consignación de Emergencia:

*Es el procedimiento mediante el cual se autoriza, **previa declaración del agente responsable**, la realización del mantenimiento y/o desconexión de un equipo, de una instalación o de parte de ella, cuando el estado del mismo o de la misma ponga en peligro la seguridad de personas, de equipos o de instalaciones, no pudiéndose cumplir con el procedimiento de programación del mantenimiento respectivo.*

Consejo Nacional de Operación CNO

- **Artículo 2º.**

⇒ No resulta compatible mencionar que los mantenimientos para los equipos de transporte del SIN son informados mensualmente, ya que el Artículo 6º. establece que los transportadores en cualquier momento pueden ingresar la información correspondiente a dichos mantenimientos y para ello se dispondrá del sistema de información.

- **Artículo 4º.**

⇒ Consideramos conveniente que para los generadores también se establezca el plazo de los 5 días que tienen los transportadores (Artículo 6º.). Dicho plazo se requiere para coordinar los mantenimientos con el CND cuando la ejecución de los mantenimientos originalmente registrados ponga en peligro la seguridad y/o confiabilidad del SIN.

- **Artículo 6º.**

⇒ Debe quedar claro que dentro de los equipos de transporte se incluyen los activos de conexión.

⇒ Debe aclararse que el plazo de 5 días dado a los transportadores no aplica para la coordinación semanal de mantenimientos establecida en el Artículo 8º. Para la semana en ejecución y la siguiente el plazo debe ser el que defina el CND.

- **Artículo 7º.**

⇒ Debe quedar claro que dentro de los equipos de transporte se incluyen los activos de conexión.

- **Artículo 8º.**

⇒ En general, consideramos que debe compatibilizarse lo establecido en este artículo con el hecho de que se dispondrá de un sistema de información para todo lo relacionado con la programación de mantenimientos y/o desconexiones de equipos del SIN. No debe darse a entender que puedan existir otros planes de mantenimiento y/o desconexiones fuera de este sistema de información.

⇒ Proponemos adicionar la siguiente redacción a la coordinación semanal de mantenimientos:

Si el CND determina que por las condiciones de seguridad y confiabilidad del SIN es necesario suspender o aplazar algunos de las consignaciones

Consejo Nacional de Operación CNO

aprobadas, incluidas las de la semana en ejecución, informará sobre la ocurrencia de tal circunstancia a los agentes con el fin de que éstos programen nuevamente dichos mantenimientos y/o desconexiones, los cuales podrán ser programados, de ser posible, en la misma semana de ejecución o en la siguiente. En este caso, los agentes deberán informar al CND sobre la nueva programación antes de que venza el plazo definido por el CND en la respectiva solicitud. Si pese a esto, no se logran restablecer los márgenes de seguridad y confiabilidad del SIN, el CND suspenderá y/o aplazará los mantenimientos y/o desconexiones que considere necesarios. En la programación de mantenimientos, el CND dará prioridad a los mantenimientos y/o desconexiones que ha ordenado aplazar, siguiendo, en la medida de lo posible, el orden cronológico, primero los más antiguos, en que fueron registrados en el sistema de información.

Se decide solicitarle a la CREG una reunión para exponer en detalle el concepto y conocer las razones por las cuales la CREG no ha acogido los comentarios del Consejo.

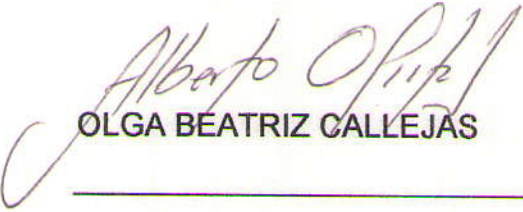
Respecto a las pruebas de Regulación Primaria, se acordó seguir en pruebas con las autorizaciones para desviaciones acordadas por el Consejo mientras el Comité de Operación define en forma más objetiva el esquema de autorizaciones al respecto.

4. VARIOS

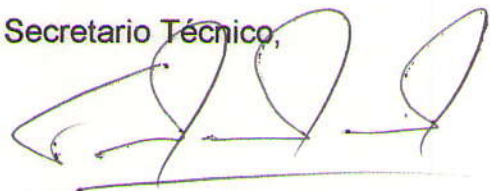
- El Comité de Operación presenta una solicitud al Consejo para que en el caso de plantas físicamente divididas, pero que comercialmente son una sola, se trate cada subplanta en forma separada para efectos de las desviaciones. El Consejo está de acuerdo con el tema pero solicita que el Comité de Operación profundice al respecto.
- Se hace entrega del Documento ISA UEN CND 00 - 135 Panorma Eléctrico y Energético del 15 de junio de 2000.

Siendo las 2:30 P: M. se da por terminada la reunión.

La Presidente,


OLGA BEATRIZ CALLEJAS

El Secretario Técnico,


GERMAN CORREDOR A.