

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

ACTA DE LA REUNIÓN No. 12

Fecha : Octubre 3 de 1995

Lugar : ISA - . de Bogotá

Miembros del Consejo :

CHB
CHEC
CORELCA
EADE
EEB
EEPPM
EPSA
ESSA
ISA
ISAGEN
PROELECTRICA
UPME
ISA (CND)

Carlos Alberto Luna
Jaime Antonio Osorio
Andrés Yabrudy L.
Mario Joaquín Prada Q.
Olga Beatriz Callejas R.
Rafael Pérez C.
Bernardo Naranjo O.
Hernán Uribe N.
José Vicente Camargo .
Guillermo Arango R.
William Murra B.
Germán Corredor A.
Gustavo Adolfo Sánchez R.

Invitados :

CHIDRAL
EEB
EEPPM
EPSA
ESSA
ISA
ISAGEN
ISA (CND)

Agobardo Reyes
César Hidalgo
León Darío Osorio
Jorge Arizmendi M.
Wilson Uribe V.
Javier Genaro Gutiérrez P.
Alberto Olarte A.
Hernando Díaz

TEMARIO :

1. Lectura y aprobación del acta anterior
2. Análisis de temas de la regulación del Mercado Mayorista
3. Varios

Desarrollo de la reunión :

Se verificó el cumplimiento del quórum reglamentario con la asistencia inicial de 10 de los 12 miembros del CNO. Se dio lectura a la resolución 8-2189 del 21 de Septiembre de 1995 del Ministerio de Minas y Energía por medio de la cual se nombra al Doctor Germán Corredor de la UPME como representante de las plantas generadoras de la Nación y de ECOPETROL, y se le dio la bienvenida al Consejo.

ISAGEN solicitó revisar el alcance de la representación de las plantas de ECOPETROL pues es ISAGEN quién las está representando ante la Bolsa de energía y ante el CND.

1. LECTURA DEL ACTA ANTERIOR

Se distribuyeron copias del Acta de la reunión No. 10 y se acordó aplazar su lectura para la próxima reunión.

2. Análisis de temas de la regulación del Mercado Mayorista

Se analizaron los siguientes temas propuestos por las empresas :

2.1 - Mecanismos ágiles para asignar un recurso como Regulador. Se aclaró que en los primeros días de la aplicación del nuevo esquema de mercado se tuvieron algunos problemas con esta designación, pero ya en la actualidad el Centro Nacional de Despacho está aplicando procedimientos claros y ágiles en la designación de plantas como recursos reguladores de frecuencia.

2.2 - Definición de generaciones de seguridad a nivel horario. Se aclaró que ya fueron calculadas las generaciones de seguridad a nivel horario en lugar de períodos del día.

El Consejo considera que el manejo de la reconciliación por restricciones es en la actualidad el aspecto que más dificultades está generando en la implementación del nuevo esquema de mercado y conceptúa que en buena parte el éxito del mismo dependerá de una pronta y equitativa solución a este problema. Sobre este tema se analizaron tres aspectos : Magnitud de las restricciones, Distribución de los costos y Precio al cual se pagan las generaciones de seguridad requeridas por las restricciones.

- Con respecto a la magnitud, EEPMP sugiere revisar en forma dinámica las generaciones mínimas para asegurar que sean las estrictamente necesarias. UPME sugiere analizar la posibilidad de incluir en el despacho ideal aquellas restricciones que no son técnica ni económicamente eliminables deberían ser. Otras empresas consideran que esto distorsionaría el esquema de mercado.

- Con respecto a la distribución de los costos de las restricciones, el Consejo opina que aún durante el período de transición se debe dar una señal económica a los agentes generadores, transportadores y distribuidores que ocasionan cada una de las restricciones para incentivarlos a eliminarlas. De otro lado, las restricciones requeridas para mantener la confiabilidad y seguridad de todo el sistema deben ser distribuidas entre todos los agentes. UPME informó que la CREG está estudiando una resolución en la cual se asigna el 50 % de los costos a los generadores y el 50 % a los comercializadores incluyendo una mayor participación a los comercializadores causantes de alguna restricción. ISAGEN y CORELCA manifiestan que las empresas generadoras no incluyeron en sus presupuestos el pago de restricciones pues no existían en las reglas vigentes.
- Con respecto al precio de las generaciones de seguridad, algunas empresas consideran que el pago a precios de oferta se puede prestar para costos exagerados o prácticas anticompetitivas y por lo tanto se debería definir un límite superior, que permita a las empresas recuperar los costos reales de su generación. En el caso de las plantas térmicas el límite debería considerar, al menos, los costos de combustibles y los demás costos variables requeridos para poner en marcha y operar la planta. En el caso de las hidráulicas no es fácil definir el criterio para determinar el costo real de su generación y por lo tanto se plantearon diferentes opciones aunque ninguna de ellas obtuvo una aceptación completa : a) Precio de Bolsa más un peso; podría ocasionar pagos inferiores al costo de producción de la energía, b) 50 % mayor que el Costo Incremental de Largo Plazo obtenido del Plan de Expansión de Referencia; al convertirse el plan de expansión en un plan indicativo o de referencia esto es un concepto poco representativo, o c) Precio de oferta más alto pero excluyendo aquellos determinados por fenómenos diferentes a los costos variables de operación de las plantas tales como el caso de Venezuela o Termo Zipa.

2.3 - Separar el modelaje de Alto y Bajo Anchicayá. Se informó que ya se llegó a un acuerdo entre EPSA y CHIDRAL sobre la forma de la desagregación de la generación dentro de los procesos comerciales

2.4 - Remuneración, al menos a precio de oferta, de la generación inflexible de plantas requeridas en otras horas por restricciones eléctricas. ISAGEN y CORELCA sugieren que se debe cubrir al menos los costos de combustible. Otras empresas opinan que el precio de oferta debe incluir el costo de las inflexibilidades. EEPPM considera inoportuna esta propuesta de remuneración porque ocasionaría un incremento adicional de los costos por restricciones.

2.5 - Oferta de precios con tres segmentos. ISA informó que ya está en su fase de recepción y pruebas el paquete WESCOUGER de despacho económico que permitirá la oferta de tres segmentos por planta.

2.6 - Reglamento interno del Subcomité de Revisión y Vigilancia del SIC. ISA - CND distribuyó copias y dio lectura al documento ISA CND 95 - 301 "Reglamento

de funcionamiento del Subcomité de Revisión y Vigilancia del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC)". EPSA considera que las funciones de este Subcomité siguen siendo poco claras. ISA aclara que las funciones incluidas en el Reglamento son las definidas por las resoluciones de la CREG. EEPPM sugirió, y fué aceptado, incluir en estas funciones una estrecha relación con la Auditoría del SIC. ISA - CND informa que está preparando términos de referencia para la contratación del Auditor del SIC quién debe ser elegido por el CNO. CORELCA propuso que los representantes de generadores y comercializadores sean elegidos por el CNO, pero no se aceptó esta propuesta. Se aprobó el Reglamento con estas modificaciones y se acordó citar lo mas pronto posible las asambleas para elección de miembros del Subcomité.

2.7 - Nivel Mínimo Operativo del embalse Playas y otros embalses pequeños.

Se sugiere eliminar el actual nivel mínimo técnico del embalse de Playas ocasionado por razones eléctricas de San Carlos, pero se debe incluir este embalse en la distribución mensual de niveles mínimos operativos, en forma similar a la considerada para otros embalses pequeños como Muña, Punchiná, Alto Anchicayá y Troneras, según el procedimiento definido en el numeral 2.1.1.1. del Código de Operación. Todas las empresas estuvieron de acuerdo.

Se recomienda acotar los niveles mínimos operativos de estos embalses pequeños para evitar que a finales del período de invierno, al aproximarse estos al nivel máximo, se llegue a un comportamiento oscilatorio en la operación entre vertimientos e intervención de precios. El Comité de Planeamiento Operativo Energético analizará este tema para recomendar el valor de acotamiento.

2.8 - Redistribución de la generación de seguridad de San Carlos para incluir Guatapé, Playas y Jaguas.

ISA informa que los análisis eléctricos preliminares muestran que no es factible esta redistribución porque las unidades de San Carlos se requieren para sostener las tensiones de la red central. Un informe detallado sobre el tema será llevado al Subcomité de Estudios Eléctricos.

2.9 - Intervención de precios hidráulicos el mismo día de la identificación de la violación del nivel mínimo operativo.

Se sugiere modificar el procedimiento de intervención de precios hidráulicos por violación del nivel mínimo operativo, estipulado en el numeral 3.4 del Código de Operación, para efectuarlo mediante redespacho y despacho económico por un período de 24 horas a partir de las 9:00 A.M. del mismo día en que se presenta la violación y no al día siguiente. También se recomienda intervenir los embalses que tengan telemedición de sus niveles de embalse y que detecten violación dentro del día, siempre y cuando esto ocurra antes de las 9:00 P.M. para tener un período mínimo de intervención de 12 horas.

2.10 - Redespacho de plantas hidráulicas por vertimientos.

Se deben incluir en el Código de Operación los vertimientos como causa de redespacho de plantas hidráulicas para permitir la utilización de excedentes hídricos de muy corto plazo que de lo contrario serían vertidos.

2.11 - Redespacho de plantas filo de agua por cambio de caudales y no penalización por desviaciones. El Consejo considera aceptable el redespacho por incremento de caudales en las plantas filo de agua. Sin embargo, algunas empresas sugieren permitir adicionalmente el redespacho por reducción de caudales para evitar penalizaciones, pero otras empresas no están de acuerdo pues consideran que no todos los riesgos deben ser eliminados a las plantas filo de agua.

2.12 - Redespacho obligatorio a costo cero de toda una planta por aumento de disponibilidad de una de sus unidades. Según el numeral 4.1 del Código de Operación el aumento de disponibilidad de una unidad o planta generadora ocasiona una reducción del precio de oferta de la planta completa hasta un valor de cero pesos, lo cual constituye causa de redespacho de la planta y podría incrementar su generación a su máxima capacidad disponible. El Consejo considera que este procedimiento puede ocasionar una operación no económica de los recursos generadores y recomienda que en estos casos no se modifique el precio de oferta y se mantenga vigente el ofertado por la empresa propietaria de la planta el día anterior.

2.13 - Diferenciación de disponibilidad para ofertas y para índices de indisponibilidad. ISA CND aclaró que si una planta no tiene combustible disponible, debe ser considerada indisponible para efectos del despacho económico y para el SIC. Se acordó solicitar al Comité de Planeamiento Operativo Energético una propuesta de metodología para la evaluación de los índices históricos de indisponibilidad.

2.14 - Definición de remuneración por Regulación de Frecuencia. El Consejo solicitará a la CREG la pronta definición de los esquemas comerciales relacionados con los servicios complementarios tales como regulación de frecuencia y voltajes.

2.15 - Distribución de sobrecostos por restricciones. Fue analizado dentro del tema "2.2 - Definición de generaciones de seguridad a nivel horario".

2.16 - Control de ofertas de precios de térmicas e hidráulicas. El Consejo considera que este es un tema que corresponde a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y no es un aspecto que requiera modificación de Regulación.

2.17 - Valor del precio intervenido de plantas hidráulicas. Fue analizado dentro del tema "2.2 - Definición de generaciones de seguridad a nivel horario".

2.18 - Límite al precio de restricciones. Fue analizado dentro del tema "2.2 - Definición de generaciones de seguridad a nivel horario".

2.19 - Capacidad de respaldo mensual. CORELCA propone que la participación de plantas en el esquema de capacidad de respaldo se efectúe a nivel mensual y

no anual, puesto que el mercado las remunera en los meses en los cuales se requieren. Esta propuesta no fué analizada por falta de tiempo.

2.20 - Precios de oferta de Venezuela. ISAGEN solicita se analice la definición de los precios de oferta cuando sean mayores al Costo de Racionamiento. Se planteó la inquietud de no incluir dentro de los precios de oferta el costo de transporte o cargos de transmisión.

2.21 - Autogeneradores y Cogeneradores. El Consejo considera necesaria la pronta definición de reglamentación para los Autogeneradores y Cogeneradores.

EADE propuso analizar el tratamiento de los consumos de ECOPETROL y las pérdidas en circuitos compartidos por dos o más empresas.

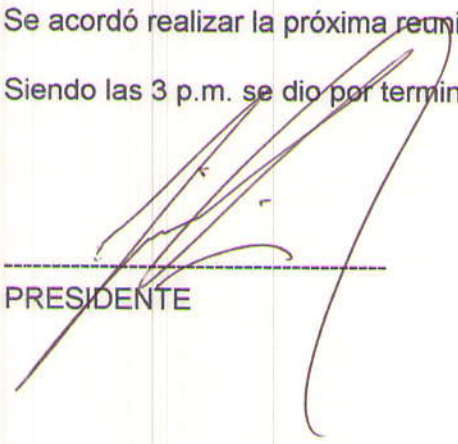
Conclusiones

Se acordó enviar comunicación a la CREG antes de finalizar la presente semana con las recomendaciones del Consejo.

3. Varios

Se acordó realizar la próxima reunión del CNO el 9 de Noviembre.

Siendo las 3 p.m. se dio por terminada la reunión.



PRESIDENTE