

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

ACTA DE LA REUNIÓN No. 15

Fecha : Diciembre 5 de 1995

Lugar : ISA - . de Bogotá

Miembros del Consejo :

CHB	Carlos A. Luna
CHEC	Wilson Uribe
CORELCA	Andrés Yabrudy
EADE	Mario Joaquín Prada Q.
EEB	Olga Beatriz Callejas
EEPPM	Jaime Vélez
EMCALI	Luz Marina Gómez C.
EPSA	Jorge Arismendi
ESSA	Hernán Uribe N.
ISA	Omar Guerrero
ISAGEN	Guillermo Arango
PROELECTRICA	William Murra B.
UPME	Arcenio Torres
ISA (CND)	Pablo Hernán Corredor A.

Invitados :

CORELCA	Fernando Gutierrez
CREG	Carmenza Chahin A.
EEB	Víctor Quiasua
EEB	César Hidalgo
EEPPM	Rafael Pérez C
EEPPM	Sergio Montoya
EPSA	Albeiro Arias
IDEAM	Daniel Pabón.
ISAGEN	Alberto Olarte Aguirre
ISA (CND)	Hernando Díaz
ISA (CND)	César A. Ramírez.

TEMARIO :

1. Lectura y aprobación de acta No. 14
2. Análisis de Situación Energética
3. Intervención precios de oferta
4. Capacidad de respaldo
5. Generación de pruebas
6. Varios

Desarrollo de la reunión;

Se verificó el cumplimiento del quórum reglamentario con la asistencia de los 12 miembros con voto del CNO. Se designó al ingeniero Carlos A. Luna como presidente de la reunión ante la ausencia del ingeniero Jaime Antonio Osorio de la CHEC.

1. LECTURA DEL ACTA No. 14

Se acordó no leer el acta en la reunión, pero se distribuyeron copias y los miembros del consejo enviarían sus comentarios.

2. ANALIS DE LA SITUACION ENERGETICA

El IDEAM informó que las condiciones del Pacífico tropical indican anomalías negativas, es decir bajas temperaturas, lo cual significaría condiciones normales de lluvias, sin embargo, existen indicios sobre la influencia de algunos procesos en el Atlántico que pueden estar influenciando el régimen de lluvias en ciertas regiones del país, pero no se han hecho estudios sobre la existencia y naturaleza de esta influencia.

ISA presentó el análisis de la situación energética para el próximo verano y entregó los siguientes documentos:

- ISA CND 95- 383 "Análisis energético de mediano plazo, horizonte noviembre 27/95- mayo 27/96".
- ISA CND 95- 380 "Situación actual, semana del 20 al 26 de noviembre/96".

El próximo verano, bajo condiciones de hidrología muy seca (50% de la media histórica) y con una indisponibilidad en Corelca del 50 % de la capacidad efectiva, presentaría una situación energética caracterizada por la atención de la demanda de una manera ajustada, particularmente en el mes de febrero. En cuanto al comportamiento de los embalses, bajo este mismo escenario, se podrían presentar niveles muy bajos en Muña, Alto Anchicaya y Betania, lo cual causaría algunas dificultades en el cumplimiento de las generaciones de seguridad, por las plantas asociadas a estos embalses.

ISA resaltó además el aumento de los costos marginales durante la última semana de noviembre, llegando a valores hasta de 112000 \$/Mwh.

Las siguientes fueron las acciones recomendadas para el próximo verano:

Acciones de operación

- Posibilitar la operación de la interconexión Corozo-San Mateo (Se importarían 30 MW en punta y 50 MW fuera de punta)
- Reparación cable Centro-Oasis (Electranta), para conexión de Flores II
- Mantener altos niveles en los embalse Betania, Muña, Calima, Prado y Alto Anchicaya, para cubrir generaciones de seguridad
- Hacer uso racional del agua en Bogotá

Acciones de mantenimiento

- Asegurar la entrada de Guajira 1 (diciembre 5) y Tasajero (diciembre 8)
- Revisión del cronograma de mantenimientos de todas las empresas generadoras para una oportuna coordinación

Acciones varias

- Asegurar combustibles sustitutos en Las Barrancas, Guajira, Cartagena y Barranquilla para suplir déficit de gas.
- Analizar impacto de intervención de embalses por debajo del mínimo operativo para evitar inestabilidades en el mercado de energía

ISA también presentó el documento ISA CND - 95-389, "Operación comercial bolsa de energía , noviembre 1 al 25 de 1995", donde se resalta como precio máximo en la bolsa, hasta el 25 de noviembre, 44 \$/Kwh, originado por la oferta de Guavio. Las transacciones en bolsa fueron de 715 GWh, equivalentes al 25% de la demanda del período, con un costo total de

12969 millones de pesos y con un precio promedio de 18.15 \$/Kwh. Estas transacciones se realizaron principalmente entre generadores.

CORELCA se refirió a los problemas de baja presión que han estado teniendo en el suministro de gas para Termochinú, lo cual ha impedido contar con la generación en esa planta, máxime cuando ya se debían tener disponibles los 45 MPCD de producción del pozo de Guepaje. Adicionalmente, informó que se estaba gestionando un contrato por 150000 toneladas de carbón para Termo Guajira. En cuanto a la disponibilidad de sus plantas térmicas para el próximo verano, esperan que sea de valores muy superiores a los que se han venido registrando durante los últimos meses del invierno, ya que esperan contar con las plantas que han tenido en mantenimiento como preparación para el verano.

En lo referente al tema de la bolsa, CORELCA manifestó su desacuerdo respecto a la señal que ha estado dando ISA en el sentido de promover las transacciones en la bolsa como una forma de obtener tarifas de energía más bajas, lo que les ha empezado a crear algunos problemas en sus relaciones contractuales, especialmente con usuarios industriales. ISA aclaró que la información que se ha dado se refiere a los precios registrados desde el inicio del nuevo esquema, que por corresponder a meses de invierno han sido relativamente bajos, pero que siempre se ha dejado en claro que los precios en bolsa son volátiles y con una tendencia estacional de subir de forma importante en el verano.

ESSA solicita al CNO se envíe una comunicación a Ecopetrol solicitando la gestión para garantizar suministro de combustible a las plantas térmicas, particularmente Barrancas, Chinu y Gualanday.

II. INTERVENCION DE PRECIOS DE OFERTA

ISA presentó el documento ISA-CND 95-382, "Intervención de precios de oferta", donde se plantean algunas inquietudes sobre el esquema de intervención de precios de oferta de las plantas hidráulicas con embalses que violan el nivel mínimo operativo, proponiendo alternativas para la asignación del precio de intervención y de la valoración de la generación debido a las restricciones.

En el análisis de la propuesta y del esquema regulatorio vigente, los miembros del consejo plantearon entre otros los siguientes comentarios:

- ISAGEN considera que la afirmación de ganancias excesivas es inexacta, por no estar apropiadamente contextualizada en una relación de costo beneficio. Adicionalmente, en su caso particular las cifras resultantes de las transacciones por restricciones del presente mes les arroja un balance negativo. Solicitan que se estudie alguna alternativa para el manejo de los niveles mínimos operativos de aquellos embalses pequeños que fácilmente pueden estar dando señales de costos de energía altos cuando entran en la zona de mínimos operativos, a pesar de que su capacidad de almacenamiento desde el punto de vista energético puede ser insignificante. Plantean adicionalmente la posibilidad de tener en cuenta aspectos energéticos al distribuir las generaciones de seguridad o por restricciones. Finalmente, consideran que la propuesta del documento sobre el precio de intervención no es diferente a lo que muchos generadores están haciendo para valorar su costo de generación cuando su embalse entra por debajo del mínimo operativo superior. ISA aclara que el documento presenta algunos de los inconvenientes de la regulación vigente y en ningún momento se está afirmando que se hayan presentado ni se hace referencia a alguna empresa en particular.
- ESSA considera que los altos costos que se han estado registrando en la bolsa ponen en peligro la estabilidad del esquema de funcionamiento del mercado de energía.
- CHEC hace énfasis en la importancia de analizar el tema de los costos de referencia, tomando en cuenta la propuesta del documento de ISA.
- EPSA manifiesta que, de igual forma como se está tratando de plantear soluciones para la situación de los precios de intervención de los embalses, también debe hacerse alguna propuesta sobre la configuración de una señal económica que incentive a los agentes propietarios de éstos embalses a mantener las reservas como lo indican los mínimos operativos, debido a que ese almacenamiento frecuentemente se hace a costa de compras de energía a altos precios.
- EPSA estuvo de acuerdo con revisar la definición de los niveles mínimos operativos de los embalses pequeños para evitar inestabilidad en las señales de costos y en la operación.

- EADE esta de acuerdo con el planteamiento del documento y añade que no ve razonable que un generador que con toda seguridad sabe que va a ser despachado marque el precio de bolsa.
- EEPPM considera que la propuesta de ISA responde a la situación real que se ha presentado, coinciden conceptualmente con su contenido y pueden tener solamente algunas diferencias en aspectos de implantación. Esperan que el problema de las restricciones se resuelva definitivamente en febrero con la regulación correspondiente. De todas maneras consideran importante se opte por una solución de corto plazo, dado el nivel del costo marginal y que el precio de intervención debe dar una señal asociada al riesgo y por lo tanto, debe ser función del costo marginal. Consideran que la distribución de la generación entre los recursos intervenidos esta dando lugar a una des-optimización en el uso de los recursos y el tema de fondo es el uso del agua de una manera incorrecta, por hacerlo en función de la capacidad y no de las energías embalsadas. En consecuencia, es importante que no se quede por fuera de la propuesta el manejo de los recursos empatados en el despacho.
- EEB esta de acuerdo con el documento de ISA y con EPM en tomar el costo marginal más un delta como precio de intervención. Para la generación por restricciones definir el precio para los no intervenidos como la semisuma del costo marginal y el precio de oferta y para los intervenidos la semisuma entre el precio intervenido y el costo marginal.
- CORELCA propone que se tome como referencia para el precio de intervención un valor fijo. En cuanto al precio de generación por restricciones observa que se debe tener cuidado cuando una planta genera solamente por este motivo, entonces la intervención de la remuneración podría perjudicar los ingresos del generador cuando no tiene contratos y considera que el problema de fondo es la ausencia de una regulación definitiva que resuelva el problema de las restricciones. Debe tomarse en cuenta que por razones de expansión, ajenas a la voluntad del generador, la planta quedó ubicada en una zona donde generaría por restricciones, es decir que para una planta existente no sería válido el argumento que el mercado daría las señales de donde ubicarse o mejor donde no ubicarse por el problema de las restricciones.
- CHB aclaró que no ha obtenido ganancias excesivas y mencionó que el procedimiento presentado como propuesta es el que han venido aplicando para construir la oferta de precio de la generación de su planta, cuando el embalse ha entrado en la región de mínimos. Agregó además,

que anterior a esto aplicaron una política de tratar de no ser la planta más costosa y que al comparar los resultados de lo correspondiente a los ingresos por las restricciones de ese entonces con los que resultarían de aplicar el método actual, encontraron que hubieran recibido mayores ingresos. Además, consideran que es La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios la entidad encargada de calificar si una empresa esta haciendo ofertas más allá de lo razonable y si esa empresa esta abusando de una posición dominante. Están de acuerdo que el costo de referencia para definir el precio de intervención sea un valor fijo.

A continuación se presenta un resumen del análisis y conclusiones:

1. Hubo consenso sobre la necesidad de:
 - a. Regular los precios para la intervención de las plantas hidráulicas y para las generaciones obligatorias por restricciones, y
 - b. Cambiar la regla de distribución de generación entre embalses intervenidos, ya que la actual que es proporcional a la capacidad, no permite una utilización eficiente de los recursos almacenados, comprometiendo así la confiabilidad energética del Sistema.
2. Para la regulación de los precios de intervención y la distribución de las generaciones entre las plantas intervenidas, se acordó definir un valor de referencia para el nivel mínimo superior del embalse, a partir del cual se linealizaría el precio hasta el nivel mínimo inferior, asignándosele a este último el costo del primer segmento de racionamiento. Con la linealización se lograría una distribución de las generaciones en función de la capacidad energética almacenada en cada embalse, obteniendo así un uso mas eficiente del agua almacenada. En cuanto al valor de referencia para el nivel mínimo superior, se analizaron las siguientes alternativas:
 - a. El valor de la térmica más costosa auditada
 - b. El costo marginal del Sistema más un incremento por definir
 - c. Un costo en función de un parámetro que no fuera variable con la operación del Sistema.
 - d. Dos veces el costo de referencia de generación de largo plazo (CIPLP)
 - e. El máximo precio de oferta sin incluir las ofertas de los recursos intervenidos.

Después de analizar las ventajas y desventajas de las anteriores alternativas, no se llegó a un consenso, por tanto se procedió a someter a votación, obteniéndose como resultado, 6 a favor de la alternativa e (EADE,

EEPPM, CORELCA, EPSA, ISAGEN y CHB) y 6 a favor de la alternativa a (EEB, ESSA, CHEC, UPME, PROELECTRICA y EMCALI).

3. Sobre la definición del precio de la generación por restricciones en el proceso de reconciliación, se presentaron las siguientes dos alternativas que fueron sometidas a votación:

a. Precio igual a la semisuma entre el precio de oferta del recurso generador por razones de la restricción y el costo marginal del Sistema, aplicable tanto a las unidades térmicas como a las plantas hidráulicas. El precio de oferta del recurso intervenido es el resultante de la interpolación lineal.

b. Precio igual a la semisuma entre el precio de oferta del recurso intervenido (resultado de la interpolación lineal) y el costo marginal.

Para los hidráulicos que no están intervenidos, sería el precio marginal del Sistema, más un margen predefinido. Para las plantas térmicas sería el costo del combustible, más un margen del 15%.

Por unanimidad fue acogida la alternativa a.

Se enviarán a la CREG las propuestas y conclusiones sobre el tema del precio de intervención de los embalses y el precio de la generación por restricciones, para su consideración.

III. CAPACIDAD DE RESPALDO

Corelca planteó la propuesta de que la oferta de capacidad de respaldo pudiera hacerse a nivel mensual de acuerdo a la elegibilidad de las plantas y tomando en cuenta las condiciones técnicas de las unidades y de mercado para cada uno de los diferentes meses. La propuesta la sustenta en la posibilidad de que el recurso térmico pueda ser remunerado por el esquema de contratos bilaterales en los meses de verano, más no así en los meses de invierno; por lo tanto, argumentan, que no tiene sentido la rigidez de tener que aceptar o rechazar la capacidad de respaldo a nivel anual cuando se podría lograr el objetivo flexibilizándose a una aceptación mensual. Manifestó adicionalmente que este tema debe definirse antes del comienzo del próximo año.

La CREG informó que la nueva regulación del cargo por capacidad resolverá problema planteado por CORELCA. En la próxima reunión del 11 de diciembre se expedirá la resolución correspondiente.

EMCALI pidió a la CREG aclaración sobre el efecto del incremento de pagos sobre usuarios finales. Solicitó asegurar la consistencia del esquema total de cargas.

IV. PENALIZACION DE LA GENERACION DE PRUEBAS

Debido a que una unidad en pruebas difícilmente puede mantenerse en el rango de desviaciones del $\pm 5\%$, se aprobó la propuesta de no penalizar dichas unidades declarándolas como reguladoras, pero solicitando al Comité de Planeamiento Operativo que defina las condiciones de equipo de generación en pruebas. Entretanto, queda al criterio del CND la calificación de dicho estado de pruebas para proceder a no penalizar las desviaciones.

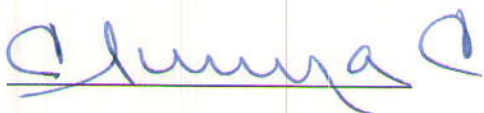
V. VARIOS

El CNO estuvo de acuerdo en que el vocero oficial ante los medios de comunicaciones en lo referente al estado del sistema eléctrico es el Ministerio de Minas y Energía.

Se acordó que el CND enviaría una comunicación a Ecopetrol solicitando la gestión para el suministro de gas a Termochinu y a las Barrancas.

Se dió lectura a la comunicación del viceministro de Minas y Energía del 4 de diciembre de 1995, en la cual se recomienda analizar la conveniencia de efectuar reuniones semanales del CNO.

El CNO recomendó invitar formalmente al señor Viceministro a las reuniones del CNO.



CARLOS ALBERTO LUNA

PRESIDENTE