

# CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

## ACTA DE LA REUNION No. 34

Fecha : Octubre 03 de 1996

Lugar : ISA - Bogotá

### ASISTENTES-MIEMBROS PRINCIPALES

CORELCA  
CHB  
CHEC  
EADE  
EEB  
EEPPM  
EMCALI  
EPSA  
ESSA  
ISAGEN  
ISA  
PROELECTRICA  
UPME

José Rosales M  
Carlos Alberto Luna C.  
Albeiro Ríos C.  
David Aguilar B.  
Olga Beatriz Callejas R.  
Jaime Vélez Botero  
Luz Marina Gómez Cuellar  
Bernardo Naranjo Ossa  
Hernán Uribe N.  
Alberto Olarte Aguirre  
Javier G. Gutiérrez P.  
William Murra B.  
Angela Inés Cadena

### INVITADOS :

CHB  
CORELCA  
EEB  
ELECTRANTA  
EEPPM  
ESSA  
ISAGEN  
ISA  
ISA  
ISA  
ISA  
ISA  
ISA  
ISA

José Arturo López  
Angel Hernández  
Víctor Quíasúa Colmenares  
Diego Sandoval  
Rafael Pérez C.  
Wilson Uribe V.  
Angela María Prieto C  
César A. Ramírez R.  
Ana Mercedes Villegas  
Alvaro Murcia C.  
Juan Diego Gómez  
Armando Burgos B.  
Ricardo Llano

## TEMARIO

1. Lectura Acta No. 33
2. Situación Energética
3. Funciones CND y CRD's
4. Informe Comités
5. Informe SIC
6. Varios

## DESARROLLO DE LA REUNION

El CNO manifiesta sus condolencias a los representantes de EEB por la muerte del doctor Fabio Chaparro y acuerda enviar un mensaje de pésame a su familia.

Se da la bienvenida al nuevo presidente del CNO, doctor Bernardo Naranjo, quién manifestó su agradecimiento y se comprometió a poner todo su empeño en esta gestión.

Se verificó el cumplimiento del quórum reglamentario con la asistencia de todos los miembros.

### 1. LECTURA Y APROBACION DEL ACTA 33

Se dió lectura al acta de la reunión 33, la cual se modificará teniendo en cuenta las observaciones de todos los asistentes, para su posterior firma.

### 2. SITUACION ENERGETICA

ISA presentó el Panorama Energético, mencionando que la demanda atendida en septiembre hasta el día 25 fue de 2931 Gwh con una generación hidráulica de 2353 Gwh, una generación térmica de 561 Gwh, un intercambio con Venezuela de 17 Gwh y 2 Gwh de racionamiento. El embalse agregado del sistema llegó a un nivel del 82% y los aportes hídricos hasta el 25 de septiembre llegaron al 79 % de la media histórica. La disponibilidad térmica promedio en lo corrido del mes de septiembre es del 60 %.

El análisis de la Situación Energética para el horizonte septiembre 23/96 a marzo 2/97, considerando dos escenarios de hidrología, uno correspondiente al pronóstico del Subcomite Hidrológico (81% media histórica) y el otro para una

hidrología del 86% de la media histórica, muestran que a pesar de considerarse un atrapamiento de 100 MW de generación en TEBSA durante los meses de enero y febrero, no se presenta una situación crítica para el próximo verano. Sin embargo, se observa una condición crítica durante los meses de octubre y noviembre debido a los bajos valores de reserva de potencia a causa de la concentración de los mantenimientos. En los meses de verano se observan generaciones térmicas hasta de 41 Gwh/día (febrero) a partir de la entrada de Termo Dorada y Termo Centro, que presentan altos factores de planta. Bajo condiciones críticas de hidrología Salvajina tiene dificultades para cumplir con su generación de seguridad.

La evolución de la reserva de potencia del sistema para los próximos 6 meses, considerando los programas de mantenimiento reportados por los generadores, muestra que después de descontada la capacidad correspondiente al ICP se registran valores muy bajos e incluso negativos para los meses de octubre y noviembre. Se informó sobre la gestión que se había realizado en los últimos días tratando de mejorar la situación, llegando finalmente a la necesidad de una definición final sobre el movimiento de mantenimientos de algunas unidades, principalmente de las plantas Guavio, San Carlos y Betania.

Adicionalmente, se mencionó la necesidad de contar con un mecanismo efectivo para coordinar los mantenimientos, que permita al sistema garantizar una reserva de potencia para la operación del sistema.

Finalmente, se presentaron las siguientes recomendaciones:

- Realizar por parte del CND y el CNO, coordinación de mantenimientos para aumentar la reserva de octubre y noviembre/96
- Mantener las fechas de entrada de Termo Dorada y Termo Centro.
- Verificar por parte de la UPME, que proyectos diferentes a los de la Situación Energética, pueden definirse antes de julio de 1997, para suplir 150 MW adicionales en mayo/99.
- Garantizar, por parte de EPSA, la entrada de Termo Valle para el segundo semestre de 1997.
- Revisar, por parte de la UPME, las proyecciones de demanda.
- Definir, por parte de la CREG, el código de racionamiento y distribución.
- TEBSA debe continuar negociando con la comunidad del Divino Niño en colaboración con el M.M.A. y M.M.E., para obtener la licencia a más tardar el 15 de noviembre.

### **Comentarios**

**EEB:** Las razones de la baja reserva durante octubre son los mínimos operativos y el cargo por capacidad. Estarían de acuerdo que las unidades de Guavio

generen 230 MW en las puntas y mover algunos de sus mantenimientos, excepto el de la unidad Guavio 1 para el mes de diciembre. Mencionan el problema que les podría causar el aumentar la disponibilidad de Guavio en cuanto a la operación del embalse, en vista de que se aumentarían las descargas del mismo y no podrían cumplir con el mínimo operativo superior.

**ISAGEN:** Ya se le había mencionado antes a la CREG el efecto del cargo por capacidad en la concentración de los mantenimientos. Debe considerarse el aplazamiento de un mes en la aplicación de la Resolución, para hacer una transición que permita efectuar los mantenimientos acumulados. Recomiendan a EEB que, si la variación al programa de mantenimiento les afecta los niveles de embalse, hagan una clara constancia de la circunstancia que lo lleve a producir esta variación, para evitar dificultades con la SSPD.

**EEPPM:** Los niveles mínimos operativos y el cargo por capacidad llevan a la concentración de los mantenimientos. En cuanto al cargo por capacidad, el hecho que el cálculo de la capacidad teórica para el invierno se base en la disponibilidad real del verano, motiva la concentración de los mantenimientos en el invierno, resultado 7 meses un período muy corto de tiempo para hacerle mantenimiento a todas las plantas.

**EEB:** Se debe buscar con la CREG que se solucione lo correspondiente al cargo por capacidad y mínimos operativos para evitar los efectos de concentración de mantenimientos. Se debe buscar que el movimiento de los mantenimientos no afecte a las empresas que están favoreciendo al sistema. El aplazamiento del mantenimiento de Guavio 1 no tendría dificultades técnicas pero si implicaciones económicas negativas.

**EADE:** No es conveniente que se tenga un período insuficiente para la ejecución de los mantenimientos.

**CORELCA:** Se debe aplazar el cargo por capacidad y modificar completamente la metodología. La Resolución actual no da una señal de firmeza energética al sistema. No se debe modificar parcialmente la Resolución.

**ESSA:** Si el cargo por capacidad remunera mejor a las plantas hidráulicas que a las térmicas, la remuneración de los mínimos operativos aumentaría aún más las diferencias.

**EMCALI:** La solución no es aplazar la aplicación de la Resolución un mes. Se debe estudiar la viabilidad y seguridad del sistema, cuantificando el impacto económico de las recomendaciones operativas que se hagan y retribuirle a los agentes que acometan estas acciones mediante pagos adicionales. Es necesario contar con un período suficiente para efectuar los mantenimientos de tal forma que se garantice reserva para el sistema.

**CHB:** Debe analizarse cuidadosamente la incidencia económica del movimiento de los mantenimientos, particularmente el impacto en los contratos. Si se desplazan los mantenimientos, para el cálculo del cargo por capacidad no debe considerarse esta indisponibilidad. El caso de Betania 1, se hace complicado aplazar este mantenimiento debido a que tiene asociado el mantenimiento del transformador, que ya ha cumplido las horas de servicio. Dejan constancia que el aplazar este mantenimiento puede poner en riesgo el transformador de la unidad.

**EPSA:** Se deben diferenciar dos situaciones. La primera es coyuntural y se refiere a cómo se debe solucionar la situación de baja reserva del sistema por concentración de mantenimientos, para lo cual se puede pensar en el aplazamiento del cargo por capacidad o en la no intervención de los embalses. La segunda es buscar un mecanismo de coordinación de mantenimientos para garantizar una reserva de potencia, considerando criterios diferentes a los de la situación de emergencia.

**ISA:** Coyunturalmente la acumulación de los mantenimientos está afectada por el cargo por capacidad, sin embargo, se ve la necesidad de que se haga un gerenciamiento a la programación de los mantenimientos, teniendo en cuenta que cada vez el sistema va adquiriendo mayor capacidad térmica. Aún si se resolviera el efecto del cargo por capacidad en la reserva, seguira existiendo el problema de la mala calidad de la información sobre los programas de mantenimiento, por lo que debe definirse un esquema de coordinación que permita mantener una reserva de potencia en el sistema. Se debe por lo tanto reforzar la coordinación de los mantenimientos y que los generadores envíen información de buena calidad.

**ISAGEN:** Se han venido aplazando mantenimientos y finalmente se ha llegado a una situación de baja reserva en octubre y noviembre. Se debe contar con una herramienta que permita la coordinación de los mantenimientos.

**EEPPM:** El mercado debe dar las señales para que hayan los mantenimientos en invierno o cuando el precio baje.

**EMCALI:** Han logrado promover gestión del lado de la demanda pero debido a las condiciones del mercado muchos generadores han incentivado a que los grandes consumidores reciban energía a tarifas menores en los períodos de demanda máxima. Debe recomendarse a la CREG la consideración de una señal tarifaria para que la demanda se reduzca en los periodos de punta.

**EPSA:** Se debe dar una señal económica que incentive el cumplimiento de los programas de mantenimiento, considerando incluso algún tipo de garantía. Debe conformarse un grupo que proponga una metodología al CNO.

**ISAGEN:** Si se aplaza la aplicación de la Resolución del cargo por capacidad o se acepta que la indisponibilidad de diciembre no afecte el cálculo de la capacidad remunerable, aplazarían el mantenimiento de la unidad de San Carlos después de una revisión de 3 días. Deben analizarse los programas de mantenimiento para el año próximo, con el fin de evaluar si la concentración de mantenimientos es un problema estructural, que resulta del cargo por capacidad y solicitar las modificaciones pertinentes a la CREG.

**CORELCA:** No se deben hacer excepciones sobre la aplicación del cargo por capacidad, ya que se crean malos antecedentes. El aplazamiento en la aplicación de la Resolución debe ser por un período mayor a un mes.

**EEB:** Para aplazar el mantenimiento de Guavio y aumentar la capacidad a 230 MW por unidad en las puntas se debe permitir la oferta por segmentos y reducir los niveles mínimos operativos con el fin de que el embalse tenga margen de operación, con la mayor capacidad prevista.

**El CNO acuerda enviar carta a la CREG sobre las condiciones requeridas para el aplazamiento de Guavio. Se adjunta copia de esta carta a la presente acta.**

### **3. INFORME DE COMITES**

#### **Comité de Planeamiento Energético Operativo (CPOE)**

**ISA** leyó el informe de las actividades desarrolladas por el Comité de Planeamiento Operativo Energético referentes al estudio de la aplicación de la Resolución del Cargo por Capacidad, durante las reuniones 14 y 15 de los días 19 de septiembre y 1 de octubre, además durante el taller del 24 de septiembre. Se mencionaron los siguientes, como algunos puntos de entendimiento acordados por los miembros:

- Sugerir ajustes a la Resolución
- El Cargo por Capacidad debe dar una señal de firmeza y en el cálculo de las capacidades remunerables de las plantas filo de agua debe ser revisado
- Se propusieron dos alternativas para el cálculo de la capacidad remunerable de las filo de agua:
  - Potencia resultante en la punta, modelo propuesto actualmente por la resolución
  - Potencia equivalente al aporte energético mensual afectado por el factor de carga

- Se propuso otra alternativa aplicable a todas las plantas tanto térmicas como hidráulicas, consistente en calcular la capacidad teórica remunerable de acuerdo a los resultados de generación mensual de la simulación para cada planta, calculando la potencia equivalente y dividiendo ese valor por el factor de carga de la demanda sin considerar los niveles mínimos operativos.
- Para el cálculo de la capacidad teórica se debe considerar como nivel inicial de los embalses el valor proyectado por el mediano plazo del 15 de octubre con hidrología pronóstico.
- La remuneración de los mínimos operativos no debe mezclarse con la remuneración por capacidad
- Debe haber definición por parte de la CREG sobre el derecho a cargo por capacidad de las interconexiones internacionales.
- La CREG debe analizar el tratamiento en el esquema de cargo por capacidad para las empresas con PPAs.
- La definición de los parámetros para la evaluación de las capacidades remunerables teóricas las haría ISA, y serían validados por los miembros del CPOE.

### Comentarios

Se definió como marco para los comentarios las siguientes tres preguntas:

- i. Se está de acuerdo con la existencia del cargo por capacidad?
- ii. No se esta de acuerdo en nada con la Resolución actual
- iii. Se prefiere ajustar la Resolución actual.

**CHB:** No ven mayores problemas en la Resolución de Cargo por Capacidad y consideran que da señales correctas a los agentes, aunque puede no abarcar todos los elementos que las empresas esperan.

**ESSA:** Se le debe informar a la CREG la situación que se le presentará a los generadores térmicos e hidráulicos con la aplicación del cargo por capacidad. No están de acuerdo con que se eliminen los mínimos operativos para la evaluación de la capacidad remunerable, como tampoco que se consideren como niveles iniciales los valores reales de los embalses.

**PROELECTRICA:** No hay claridad sobre el beneficio real de la propuesta de cargo por capacidad. Este pretendía incentivar al inversionista térmico, pero un generador térmico no puede comercializar mas del 65 % de su capacidad. Concluye que la CREG no sabe que tiene entre manos con lo del cargo por capacidad y les solicita que contraten a un experto que pueda venir a dialogar con los miembros del CNO sobre este cargo. No es conveniente que CREG imponga un Cargo por Capacidad para diciembre, cuando no se sabe si sirve o si cumple con el objetivo previsto.

**EMCALI:** Los generadores venden a través de la bolsa y venden mediante contratos. Las transacciones en Bolsa llegan al 36 % de la demanda pero la mayoría es entre generadores. No se vio señal de aumento de precios en los contratos, quedando como única alternativa de aumento de precios la bolsa. Sin embargo, los intercambios en Bolsa son en su gran mayoría resultado de la optimización de recursos entre generadores, por lo que no aparecen mayores ingresos sino una redistribución de los mismos. En estas condiciones el cargo por capacidad se asemeja a el cargo por potencia actual. No están de acuerdo con la resolución debido a que esta dando señales completamente distintas a las que se pretendían obtener.

**EEPPM:** Considera que el cargo por capacidad será implantado de todas formas y no es el momento de discutir sobre si debe regir o no. El CPOE realizó un buen trabajo a solicitud del CNO, y los resultados han sido presentados en el informe. Hay confusión en si se debe remunerar por energía o por potencia. Esta de acuerdo con los planteamientos del CPOE. Es difícil llegar a un acuerdo ya que todos tienen sus propios intereses comerciales.

**EPSA:** Esta de acuerdo con EEPPM en que es un hecho que el cargo por capacidad será implantado. Además que es muy difícil llegar a un acuerdo entre agentes que tienen diferentes intereses y que no ha aparecido una mejor propuesta que sea coherente.

**ISA:** La CREG con la Resolución pretende dar señales para tener capacidad suficiente para poder atender la demanda. No busca por lo tanto remunerar toda la capacidad existente, remunerando principalmente a las plantas más eficientes. Únicamente con las señales del mercado este sistema puede llegar fácilmente a condiciones de racionamiento, ya que no se puede garantizar el flujo financiero suficiente que permita el desarrollo del mercado.

**CHB:** El cargo por capacidad es una necesidad el Sector Eléctrico, y en general están de acuerdo con la Resolución, requiriéndose solo pequeños ajustes. Además, se han hecho contratos considerándolo.

**CORELCA:** Están de acuerdo en que debe existir un cargo por capacidad pero no están de acuerdo con la Resolución

**PROELECTRICA:** El cargo por capacidad pretendía ser un mecanismo mediante el cual se les retribuía en el invierno a aquellas plantas eficientes que tuvieron disponibilidad durante el verano. No se puede aceptar que se quiebren algunos agentes con generación térmica por favorecer 100 MW de la tercera unidad de Flores. Están de acuerdo con la existencia de un cargo por capacidad.

**ESSA:** Se deben efectuar simulaciones para un año para observar los resultados para los diferentes agentes, para ser mostradas a la CREG con el fin que sean consideradas en sus decisiones.

**ISAGEN:** Están de acuerdo con el cargo por capacidad, pero consideran que la metodología propuesta en la Resolución tiene problemas que deben ser solucionados antes de la aplicación.

**EPSA:** Esta de acuerdo que exista un cargo por capacidad y debido a que no se tiene una propuesta alternativa completa, se deben realizar ajustes a la existente.

**EEB:** Se debe solicitar a la CREG el aplazamiento de la aplicación de la Resolución y la modificación de la metodología.

**PROELECTRICA:** Parece que hay claridad sobre los aspectos positivos y negativos del cargo por capacidad. Se debe comunicar a la CREG que se está trabajando en una propuesta sobre cambios en la metodología.

**UPME:** No queda claro si el CNO está o no de acuerdo con el cargo por capacidad. Es un instrumento financiero que permite disminuir la volatilidad del flujo de caja, permitiendo una estabilidad en el largo plazo, siendo beneficioso para todos los agentes. No ven claro que se presenten problemas en una Resolución que pretendía mejorar las condiciones de los agentes. Se deben plantear soluciones a la mayor remuneración relativa de las filo de agua y el efecto negativo del cargo de capacidad en las plantas que tengan despachos altos.

**El CNO aprobó que se efectúen las simulaciones considerando la energía para la evaluación de la capacidad remunerable teórica. Se debe reunir el CPOE para estudiar los resultados y se presentarlos a la próxima reunión del CNO.**

### **Subcomite Estudios Electricos**

**ISA** entregó un resumen de la reunión número 10 del Subcomite de Estudios Eléctricos, donde se puntualiza el análisis del esquema de eyección de carga por baja frecuencia en áreas operativas y el de la Resolución CREG-061. También, la evaluación de los esquemas de eyección de carga por baja frecuencia e implementación de medidas suplementarias en las áreas de Electribol, Electranta, Guajira, Cesar y Magdalena. Además, se mencionaron otros temas analizados como son las restricciones establecidas por el aislamiento de las áreas y la consideraciones de si deben ser globales o locales.

**ISA** entregó el documento ISA-CND-96-292, "Análisis de la actuación del esquema de eyección automática de carga en el SIN", donde se muestra la actuación del esquema en los eventos del 16 de agosto, 1 de septiembre y 26 de septiembre. Se concluye que en las áreas de EEB y CORELCA la eyección de carga se ha presentado superior a la esperada. En EEPPM y EPSA el esquema ha operado de acuerdo a lo esperado. En las demás áreas la eyección se viene presentando por debajo de lo esperado, mientras que en Tolima, Huila y Meta no ha actuado el esquema.

En el Subcomite de Estudios Eléctricos se presentaron dos posiciones referentes a la generaciones atribuibles a medidas suplementarias para evitar colapso originadas, de tal forma que de un lado consideran que debe clasificarse como restricción local y de otro lado como restricción global. Se acordó solicitarle al CNO que pidiera a la CREG aclarar la definición de restricción local de la Resolución 49.

### **Comentarios**

**ISA:** Ya se había acordado con CORELCA 620 MW como valor del intercambio por la línea de 500 kV, pero debido tanto a la interpretación de la Resolución 61, en lo referente a que las empresas deben adoptar medidas para que no colapsen cuando queden aisladas, como contar solamente con un transformador en Soledad, se debe reevaluar nuevamente el límite, tomando en cuenta que con un solo transformador en Sabana se observan muchos problemas en la zona. En EEPPM hay un banco de transformadores de 180 MVA disponible que se puede usar en Barranquilla, para lo cual CORELCA debe agilizar la gestión. Se inició una gestión con Termoflores para tratar de que se coloque el transformador en Soledad para mejorar la situación.

Cada área es responsable de las medidas suplementarias para que no se presente colapso cuando se aisle. Falta que el área de Cartagena defina las correspondientes medidas para que no se apague.

La Resolución 61 establece que para garantizar que un área conserve parte de su carga y generación al quedar aislada, las empresas deben instalar esquemas suplementarios. Las medidas suplementarias se refieren en general a eyección de carga. En el caso de requerirse generación adicional se debe aclarar si se clasificaría como restricción global o local.

**ELECTRANTA:** Se debe analizar si la restricción que resulta en la generación de Flores es Global o Local. Consideran que esa generación de Flores es para estabilidad del sistema y debe ser global.

**CORELCA:** Esta bien que aquellas zonas que son ineficientes se les de señales para que sean eficientes, pero debe consultarse el estado real de los activos de transmisión y generación de las empresas. La Resolución 61 da señales ineficientes al establecer que se debe proteger contra aislamiento, entonces el transportador no tendría estímulo por que tendría que estar protegido para la salida de cada línea. La señal no debe ser de aislamiento sinó el criterio de confiabilidad y calidad del servicio.

**EEPPM:** El problema es local y el transportador de la zona debe recibir la señal. El código de red y distribución ya ha establecido la calidad. La Resolución 61 se refiere a los esquemas de eyección. Se le debe enviar una comunicación a la CREG mostrando las cifras exactas de lo que cuestan las restricciones para que se le cobren a quienes son los responsables. Incluyendo además las resultantes de aplicar la Resolución 61.

**EEB:** Las restricciones deben ser de tres clases: globales, locales y puramente locales. Además, las restricciones locales deben pagarlas totalmente las regiones.

**ELECTRANTA:** El transformador estaría para marzo/97. Esta como posible solución el transformador de Flores o el de EEPPM. Se hará el próximo lunes reunión en Barranquilla.

**EPSA:** Se debe traer al CNO un informe del cronograma sobre la solución del problema del transformador para Soledad.

**CORELCA:** Ya se había definido un límite de intercambio, pero debido al problema del transformador se está revaluando de nuevo.

**ESSA:** Se debe solicitar la aprobación de la conexión en T para la línea Palos-Ocaña, y de no ser posible solicitar al menos se conecte Ocaña - Bucaramanga.

### **Comite de Informacion**

Se mencionó la Resolución 741 expedida por ISA el 9 de septiembre, delegando funciones de supervisión, coordinación y orden de ejecución de maniobras a los CRD's.. Habrá una reunión con los CRD's el 9 de octubre para informar el estado del modelo intercambio y enlace de información del SIN para traer luego al CNO un informe. También se envió una carta a la CREG con los comentarios de los CRDs y el CND sobre la Resolución 54 y sobre el proyecto de Resolución de funciones de los CRDs y el CND.

**EEPPM:** Se debe tener cuidado de no sobrecargar de trabajo el CND al asumir la supervisión directa de nuevos generadores y cargas.

### Subcomite Revision y Vigilancia SIC

Deuda del Sector asciende 126555 millones de pesos, la cual se ha reducido respecto a los anteriores meses, debido a los pagos de EADE a EEPPM y la pignoración de los subsidios de Cedelca.

#### **4. VARIOS**

**ISA:** Informó que entre el 20 y 28 de septiembre se presentaron atentados en el departamento de Antioquia en las líneas Ancón-San Antonio, Belén- Occidente y San Carlos Cerromatoso. En el Valle en los circuitos Aguablanca- Meléndez, Aguablanca- Pance y Bajo Anchicaya- Chipichape. En Bolívar los circuitos Proeléctrica- Mamonal, Proeléctrica -Planta de Soda y Proeléctrica- Cartagena1-2.

**EPSA:** Se debe restaurar el Comité de Emergencia. El CNO acuerda que se reactive y que sea ISA la que cite y coordine. No solo se debe vigilar la seguridad física sino un plan de disponibilidad de recursos.

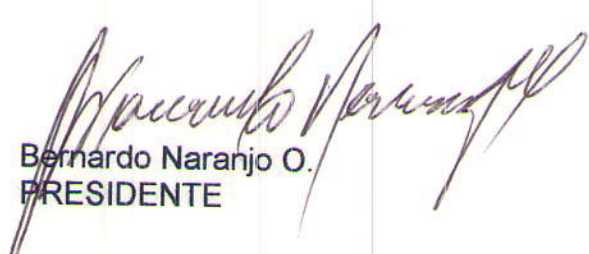
**ISA:** Se está planeando la realización de un taller seminario para los operadores y jefes de planta sobre la Regulación. Se envió carta a CREG informando los requerimientos técnicos para los enlaces son muy altos para el estado actual de los equipos..

**ISAGEN:** Se había solicitado a Calderas se considerara como filo de agua a la CREG. pero aún no han dado respuesta. Se debe reiterar la solicitud.

El CNO acordó invitar al CNO. a Ecocarbón, Fenalcarbón y Electroboyaca.

**EL CNO realizó un minuto de silencio por la memoria del doctor Fabio Chaparro.**

Siendo las 3:30 p.m. se terminó la reunión.



Bernardo Naranjo O.  
PRESIDENTE