

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION

ACTA DE LA REUNION No. 40

Fecha : Enero 16 de 1997

Lugar : ISA - Bogotá

ASISTENTES PRINCIPALES:

CORELCA	Andrés Yabrudy Lozano
CHEC	Edilberto Aguirre O.
CHB	Claudio Iglesias
CHIVOR S.A.	Raúl Etcheverry
EADE	Gustavo Sánchez Morales
EEB	Olga Beatriz Callejas
EEPPM	Rafael Pérez C
EMCALI	Luz Marina Gómez Cuellar
EPSA	Jorge Arizmendi Mendoza
ESSA	Luis Carlos Torres M.
ISAGEN	Angela María Prieto C.
UPME	Camilo Torres
ISA	Pablo H. Corredor A.
ISA	Germán Ortiz
PROELÉCTRICA	William Murra

INVITADOS :

CHB	Carlos Alberto Luna C.
CHEC	Ancízar Piedrahita
CHIVOR S.A.	Francisco Aedo M.
CHIVOR S.A.	Federico Sobarzo L.
EEB	Víctor G. Quíasúa Colmenares
EMCALI	Humberto Mafla
ECOPETROL	Alberto E. Lara
ECOPETROL	Federico Maya M.
ECOPETROL	Alba de Santamaría
ISA	Silvia Elena Cossio M.
ISA	Juan Diego Gómez
ISA	Jorge Enrique Arango
PROMIGAS	Carlos Moreno A.
TEXAS PETOLEUM CO.	Leonardo Latorre
UPME	Arcenio Torres

TEMARIO

1. Lectura del Acta Reunión Anterior
2. Situación Energética
3. Análisis Operación Gas-Electricidad (ECOPETROL)
4. Propuesta Esquema CNO
5. Informe de comités
6. Varios

DESARROLLO DE LA REUNION

Se verificó el cumplimiento del quórum reglamentario y se dió inicio a la reunión.

1. LECTURA DEL ACTA ANTERIOR

Se dió lectura al acta de la reunión 39 y se dieron 7 días de plazo para que las empresas enviaran comentarios para su posterior firma. EEPPM y Corelca entregaron comentarios por escrito.

2. SITUACION ENERGETICA

ISA presentó el análisis del comportamiento de algunas variables energéticas durante el año 1996. La demanda total en este período alcanzó un valor de 42418 GWh, correspondiente a un crecimiento del 1.1% respecto a 1995. Esta demanda fue atendida con una generación hidráulica de 35027 GWh (82%), una generación térmica de 7161 GWh (17%), intercambio con Venezuela de 129 GWh (0.3%) y 104 GWh (0.2%) de demanda no atendida. La hidrología durante el primer semestre estuvo por encima de la media histórica, con excepción del mes de enero y en el segundo semestre estuvo encima de la media histórica durante los meses de julio y octubre. El nivel del embalse llegó al 77.5% de su nivel, muy por encima de lo previsto, debido principalmente a la variación de la demanda y al aumento de los aportes hídricos durante este año. En consecuencia los costos marginales del sistema fueron más bajos de lo esperado, especialmente durante los meses de verano.

Fueron presentadas además, las desviaciones porcentuales de los valores reales de la generación térmica e hidráulica, la demanda, la evolución de embalse y los costos marginales, con relación a los valores pronosticados en diciembre de 1995. Debido a que estas desviaciones fueron considerables, se están realizando análisis para mejorar los resultados del planeamiento indicativo.

Los aportes hídricos en lo que va corrido de 1997, son de 913 GWh, presentando una diferencia de 199 GWh con relación a lo esperado y se han presentado vertimientos del orden de 23 GWh. El nivel del embalse al 13 de enero, llegó al 75.5%, 0.1% por encima del valor esperado. De otro lado la demanda alcanzó un valor de 1405 GWh siendo, 28 GWh menor que lo esperado.

Los resultados del Mediano Plazo Enero 97-Abril 97 con la hidrología del pronóstico (88% media histórica) lleva el embalse del sistema al 55% al final del horizonte, requiriéndose una generación térmica promedio de 31 GWh/día. Considerando una hidrología del 52% de la media histórica para el mismo período, el embalse alcanza un nivel del 45% con una generación térmica promedio de 38 GWh/día. En ambos escenarios los índices de atención de la demanda del sistema se ubican dentro de los límites establecidos y el nivel agregado del embalse termina por encima de los valores mínimos operativos.

ISA informó que se evaluó el impacto de no contar con Termocentro y Termodorada hasta abril 13 de 1997 y no se encontraron problemas en la atención de la demanda.

La situación energética para los próximos 5 años con el escenario alto de demanda suministrado por la UPME el 30 de noviembre de 1996, una hidrología superior a la correspondiente a tendencias decrecientes, el Plan de Expansión considerado por la UPME para análisis energéticos y el parque térmico existente con disponibilidad mayor a 65%, se atiende la demanda con los índices de confiabilidad y vulnerabilidad definidos. Con niño en los años 97-98 y con las fechas actuales de expansión, el sistema no tendría inconvenientes desde el punto de vista energético. Con niño en los años 99-00 y atrasos en el plan de expansión se presenta una baja confiabilidad de Octubre/00 a Diciembre/00.

Fueron presentados los resultados de estos mismos análisis utilizando el modelo de simulación MPODE, que muestran en general un panorama de la Situación Energética más optimista y unos costos marginales más bajos. Actualmente se están haciendo análisis para encontrar la explicación a las diferencias entre ambos modelos.

Se hicieron las siguientes recomendaciones:

- Termocentro debe mantener su fecha actual de entrada en operación.
- Identificar posibles proyectos que pudieran representar capacidad adicional de 260 MW para mayo del 2000.
- Garantizar por parte de Urrá S. A., la entrada en operación de la planta Urrá para el segundo semestre de 1999.
- Hidromiel S.A. debe asegurar la entrada de la Miel para el primer semestre de 2001.

Comentarios

ISA: Aclara que la utilización del MPODE en el planeamiento indicativo es importante para dar señales adicionales a los agentes para la toma de decisiones. Es importante la unificación de criterios y no necesariamente de modelos. Menciona además que desde el punto de vista energético no se vislumbran problemas, pero si existe alarma con relación a los problemas locales que afectan la calidad del servicio y es necesario tomar acciones para mejorar en este sentido. Aclaró además que los 260 MW adicionales que requiere el Sistema para mayo/00, pueden ser los equivalentes al proyecto Termocesar o a cualquiera que no esté incluido en este momento dentro de los análisis energéticos entregados por la UPME.

EPM: Plantea que si bien cada empresa es libre de utilizar para el planeamiento operativo los supuestos y herramientas que considere convenientes, el CNO debe tener una Situación Energética unificada. Con relación a la entrada de nuevos proyectos para los análisis, es importante tomar como base la información publicada por la UPME y construir escenarios probables con atrasos de proyectos. Informa además que Termosierra y Porce 2 siguen su curso normal, y que por ahora no se prevén atrasos con respecto a las fechas del Plan de Expansión de la UPME.

EMCALI : Plantea inquietud con relación a la información que ISA utiliza para hacer los estudios, ya que la información oficial de la UPME no ha incluido muchas plantas térmicas en proceso con probabilidad de ingreso, entre ellas TermoEmcali y Termopacífico y los análisis presentados en el CNO deberían considerar una situación más realista, buscando ser independiente para sus análisis. Manifiesta preocupación con relación al bajo crecimiento de la demanda, y a las medidas de la CREG que reducen los ingresos de las empresas comercializadoras. En este punto es necesario definir las funciones del CNO y tomar acciones al respecto.

UPME: Aclara que hasta tanto no se verifique el cierre financiero de un proyecto, este no es considerado para los análisis energéticos del plan de expansión, disminuyendo así la incertidumbre de fracaso de los proyectos, logrando de esta manera dar señales más realistas con los estudios energéticos.

CORELCA: Plantea que dada la perspectiva de abundancia energética en la situación presentada por ISA, se debería hacer una campaña promocional para incentivar la instalación de demanda en el sector productivo del país.

ISAGEN : Complementa a EPM en cuanto a la unificación de criterios para el planeamiento indicativo, ya que estos no son solo referencia para el CNO sino también para la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Se espera la entrada en operación de Termocentro para el 22 de febrero, para lo cual se iniciarán pruebas a principio de febrero.

CHEC: Plantea que muchas de las condiciones del mercado sobre las cuales se decidieron adelantar algunos de los proyectos de generación han cambiado, esto conlleva a dificultades financieras de estos proyectos. No está de acuerdo con CORELCA con relación a no hacer uso racional de la energía, dado el compromiso energético con el medio ambiente.

EADE: Plantea que al CNO le falta hacer análisis del Mercado Mayorista : demandas, costos marginales, etc. Muestra preocupación con relación a los ingresos de las empresas. El manejo de las fórmulas tarifarias es equivocado porque son basadas en tarifas históricas.

EPSA: Con relación a la utilización de MPODE, dice que lo importante es utilizar modelos que se ajusten más a la realidad y que los resultados deben compararse con los obtenidos con el modelo actual. Se deben hacer simulaciones con demandas más bajas e incluir plantas diferentes a las del Plan de Expansión de la UPME.

ISA: Está de acuerdo que el CNO actúe independiente, pero se necesita ser proactivos con el fin de proponer análisis diferentes con otros escenarios de disponibilidad, demanda, costos, etc.

PROELECTRICA : Considera que el CNO debe pronunciarse con relación a la demanda y profundizar en el tema financiero, ya que se corre el peligro de disminuir la calidad del servicio y no contar con los recursos suficientes para mantenimiento y expansión, lo que haría el sector poco atractivo para los inversionistas.

EMCALI: Propone que las cuatro empresas (EPM, EEB, EPSA, EMCALI) que tienen estudios del impacto financiero de la Resolución 112 de la CREG (Fórmulas tarifarias) lo presenten en un CNO para tener un panorama general y tomar acciones.

EPM y EEB se acogen a la propuesta de EMCALI.

Se acuerda la realización de un CNO extraordinario antes de finalizar el mes, para tratar únicamente este tema.

CORELCA : Propone hacer una descripción macro y no particular del problema. Se propone invitar alguna persona de la CREG para plantear la esencia de la Resolución ya que las cifras no permiten hacer un análisis. Esta propuesta es aceptada por todos los miembros del CNO.

3. ANALISIS OPERACION GAS-ELECTRICIDAD (ECOPETROL)

El Secretario Técnico saludó en nombre del CNO a los representantes de TEXAS PETROLEUM COMPANY, PROMIGÁS E.S.P. y ECOPETROL y recalcó sobre la importancia de dinamizar los Sectores Gas - Electricidad en Colombia.

ECOPETROL manifestó gran preocupación, debido a que las enormes inversiones que ha venido realizando el Sector Gas Natural en materia de transporte y capacidad de producción, no corresponden a la demanda de Gas Natural por parte del Sector Eléctrico, la cual disminuyó su valor absoluto, durante 1996.

Informó que gracias a la perforación de tres nuevos pozos, entró en octubre de 1996, la plataforma B de Chuchupa, aumentando la producción de este Campo de 360 a 570 MPCED, con un costo de 99 millones de dólares. En el Campo Güepajé se lograron superar problemas de condensación de líquidos aumentando la capacidad de este campo a 45 MPCED y representan una inversión de 5.8 millones de dólares. Adicionalmente, en el Magdalena Medio, el consorcio AMOCO-ECOPETROL viene trabajando en el campo de producción Opón, los gasoductos asociados (Opón-El Centro-Barrancabermeja) y la planta de tratamiento del Centro, que adicionarán al sistema 100 MPCED, con un costo de 30 millones de dólares. Por lo tanto, la inversión total de Sector Gas Natural en capacidad de producción, asciende a 134.8 millones de dólares.

Debido a que se preveía un aumento sustancial en la demanda de Gas Natural por parte del Sector Eléctrico, PROMIGAS construyó un loop, que aumentó la capacidad de transporte a 40 MPCED, en el gasoducto Ballena-Cartagena, con un costo de 22 millones de dólares. En marzo de este año, la capacidad de transporte del gasoducto Ballena-Barrancabermeja será de 108 MPCED, cuyo costo es de 210 millones de dólares. El gasoducto Centro-Oriente, de donde se alimentarán Termocentro y Termodorada, alcanzará en abril de este año, una capacidad total de 150 MPCED, su costo es de 269 millones de dólares. La inversión proyectada para el gasoducto de Occidente, entre Mariquita y Cali, asciende a 276 millones

de dólares, y los costos de una estación compresora en Barrancabermeja para recomprimir el Gas que llega de la Guajira y enviar el Gas de Opón al centro del país, alcanzan los 13 millones de dólares, sumando un total de inversiones en capacidad de transporte del orden de los 790 millones de dólares, que al adicionarle los 134.8 millones de dólares de la inversión en capacidad de producción, representan una inversión total de 924.8 millones de dólares por parte del Sector Gas Natural.

ECOPETROL presentó gráficamente, desde enero de 1995 hasta junio de 1997, el comportamiento de la demanda de Gas Natural, contra el potencial de producción, para la Costa Atlántica y para todo el país, discriminando la del Sector Termoeléctrico. En el área Caribe, se puede observar el aumento en octubre/96 del potencial de producción de 370 a 600 GBTU/D por la entrada de la Plataforma B de Chuchupa, mientras que la demanda total no supera los 400 GBTU/D.

La demanda de Gas Natural del país, fue en 1996, una de las más bajas de los últimos años. Solamente en octubre/96 la demanda igualó la capacidad de producción. A partir de enero/97 el potencial de producción es de 720 GBTU/D contra una demanda total que no supera los 500 GBTU/D.

ECOPETROL recalcó sobre la necesidad de darle un manejo integral óptimo a todos los Sectores energéticos del país e hizo lectura de la carta enviada al CNO el 3 de mayo de 1996, en la que manifiesta su preocupación en cuanto a posibilidades de recuperación de inversión de sus proyectos.

PROMIGAS manifestó su preocupación por la demora del CNO en atender la solicitud del Sector Gas Natural para participar en una reunión del CNO. Dijo que durante los próximos 6 meses no se prevee aumento de demanda y que se deben establecer, lo antes posible, contratos entre ambos Sectores.

EPM: Recuerda que en 1995 hubo una intervención del Ministerio de Minas y Energía, que freno el desembalse y que sumado con la gran cantidad de agua del año 1996 hizo que hubiera una enorme sobreoferta. Por esta razón, es importante que la percepción de riesgo en el Sector sea netamente técnica y evite perjudicar otros Sectores.

ECOPETROL anotó la importancia de revivir el tema del despacho integrado, ya que las empresas térmicas manifiestan la imposibilidad de nominar gas sin antes conocer el despacho eléctrico. Recordó que aunque la CREG reconoce la importancia de este tema, ante la propuesta del CNO de adelantar unas horas el despacho y cambiar el inicio de la operación de las 0:00 a las 6:00 horas no ha emitido concepto argumentando la necesidad de estudios más profundos sobre el tema.

La UPME informó que para financiar este estudio, se acudió a un préstamo con el Banco Mundial y que ya se entregaron los Términos de Referencia al Comité encargado de este proyecto. Se prevee poder adjudicar y firmar el contrato para marzo/97, el cual tendrá una duración aproximada de 6 meses.

ECOPETROL manifestó que para los proyectos inmediatos como Termocentro y Termodorada, el Sector Gas no podrá responder físicamente a los requerimientos del Sector Eléctrico, debido a la inflexibilidad de sus campos y gasoductos, lo que conllevaría a incumplimientos y sobrecostos para ambos Sectores.

La UPME propone crear un grupo paralelo al estudio de compatibilización que analice varios escenarios de demanda, con el fin de encontrar soluciones y acuerdos operativos entre las partes involucradas.

ECOPETROL: Se deben tener en cuenta las fechas de entrada de plantas, las mayores probabilidades de consumo tanto en horas normales como en picos y analizar el comportamiento del sistema de producción y transporte.

ISAGEN propone definir un esquema provisional de prenombración de Gas Natural para Termocentro, mientras se establece el esquema de nominación definitivo.

Sobre el tema del almacenamiento de Gas Natural, ECOPETROL informó que se adelantan estudios encaminados a identificar campos con posibilidad de almacenamiento, preferiblemente cercanos a sitios de alto consumo. Recalca sobre la importancia a largo plazo (5 años) de esta medida, pero que por ahora solo se cuenta con maniobras de apertura y cierre de pozos y empaque y desempaque de gasoductos.

EPM y EPSA sugieren plantearle a la CREG que para solucionar los posibles problemas con ECOPETROL, debe permitirse adelantar el despacho según lo ya acordado por el CNO, ya que es una estrategia netamente operativa.

ISA informó que el 4 de febrero/97 se iniciarán a nivel diario, pruebas en paralelo de despacho y redespacho con el WESCOUGER, y sus resultados serán puestos a consideración del CNO para definir la fecha de entrada en operación del mismo. Sugiere probar el sistema gradualmente, y si las pruebas son exitosas, comenzar a trabajar en marzo/97 en una propuesta tendiente a adelantar la oferta y el despacho.

ECOPETROL anota que esta propuesta debe estar lista lo antes posible, debido a los altos costos de penalización por desviaciones, tanto del consumo como del suministro, pactados en los contratos con Termodorada y Termocentro, y próximamente con CORELCA.

También recordó que el cambio en la hora de cierre diario, repercute en la hora de fiscalización de los productores, puesto que conlleva a una modificación en los medidores. Informó que la última vez que se intentó hacer un cambio de este tipo, la CREG tardó tres meses en aprobarlo y luego desautorizó el cambio aludiendo que era prudente esperar el del Sector Eléctrico.

El CNO acordó esperar los resultados de las pruebas en paralelo que se efectuarán a partir del 4 de febrero/97 con el WESCOUGER, con el fin de que la propuesta respecto al adelanto de las horas de oferta y despacho, tengan un sustento claro y estén de acuerdo con lo real. También recordó a la UPME sobre la importancia de agilizar el estudio de compatibilización de ambos Sectores. Se acordó analizar una metodología operativa transitoria entre las partes involucradas mientras se toman las soluciones definitivas.

4. PROPUESTA ESQUEMA CNO

ISA presentó las siguientes propuestas para el nuevo esquema del CNO

PROPUESTA	JURIDICO	OBSERVACIONES
Nombrar un secretario técnico CNO diferente al gerente del CND	- No exigencia Leyes 143 y 142 - Numeral 4.3 Reglamento de Funcionamiento del CNO - Artículo 1, Resolución 8 1357 del M.M.E	- Profesional de tiempo completo - El M.M.E. debe expedir una nueva Resolución.
Establecer la figura de un Secretario Ejecutivo	- Ningún Impedimento	- Cumplir requisitos Secretario Técnico CNO - Manejar todo lo inherente al CNO - Dependencia del Secretario Técnico del CNO
Acoger al Secretario Ejecutivo del CNO dentro de la estructura interna del CND	- Ningún impedimento	- El CNO dependería presupuestal y administrativamente del CND - Solución temporal mientras se estudian otras alternativas definitivas
Autonomía administrativa y financiera	- Modificar naturaleza jurídica CNO y lograr Personería Jurídica propia	- Aporte financiero miembros CNO según capacidad económica - Derechos y obligaciones - Presupuesto propio y planta de cargos (propios funcionarios)
"Unidad Administrativa Especial" adscrita al M.M.E.	- Decreto reglamentario a artículos 33 e 38 Ley 143 de 1994	- El decreto lo expide el Presidente de la República

Comentarios

El CNO aprobó la propuesta de inicialmente el Secretario Ejecutivo sea contratado por ISA y elegido por el CNO dentro de una terna de candidatos que presentará ISA. Las funciones de este Secretario Ejecutivo las define el CNO.

5. INFORME DE COMITÉS

ISA entregó el documento ISA CND-97-08 Balance de Energía Mensual, Sistema Interconectado Nacional 1991-1992-1993-1994-1'995- y Diciembre 31/96.

Se informó que tanto en el Subcomité de Estudios Eléctricos como en el Subcomité de Operación se trato el tema y se presentó la propuesta de la clasificación de restricciones. Con relación a esta clasificación, todas las empresas estuvieron de acuerdo con excepción básicamente de CORELCA y las electrificadoras de la Costa Atlántica.

ISA explica que en este momento se está haciendo un análisis detallado, para la sustentación o modificación, en caso de que sea necesario, de esta clasificación. Se propone la realización de un CNO específico para tratar el tema de las restricciones y tomar decisiones sólidas al respecto.

Comentarios

Todas las empresas estuvieron de acuerdo.

Subcomité de Vigilancia del SIC

El Administrador del SIC presentó el estado de Deuda Vencida del Sector a Enero 10 de 1997, donde se destaca que ésta asciende a 166.611 millones de pesos lo que representa un incremento de 14.180 millones de pesos con relación al mes anterior. Este alto crecimiento es debido principalmente a las electrificadoras del Atlántico, Magdalena y Nariño. Por Cargos por Uso de la Red la deuda asciende a 28.683 millones de pesos lo que representa un crecimiento en el mes de 2.272 millones y por el Sistema de Intercambios Comerciales a 43.473 millones de pesos representando un incremento de 4.274 millones de pesos.

Se anotó también que el crecimiento de esta deuda es un problema generalizado y que por esta razón en Abril 25 del año pasado, fecha en la cual la Deuda Vencida del Sector ascendía a 111 mil millones de pesos, se convocó a una reunión extraordinaria del CNO que contó con la participación de la CREG, El Ministerio de Hacienda, FEN y Planeación Nacional. En dicha reunión estas entidades habían adquirido algunos compromisos para mejorar esta situación. El Administrador del SIC presentó el avance hasta la fecha de dichos compromisos concluyendo que los resultados obtenidos distaban mucho de lo esperado. Por esta razón, este Subcomité solicitó la realización de un CNO con la participación de estas entidades y el Administrador del SIC con el fin de plantear soluciones concretas a este problema.

Informó además, que se había presentado en la reunión 16 del Subcomité de Revisión y Vigilancia del SIC el estudio correspondiente a la viabilidad financiera de ELECTRANTA llegándose a la conclusión de que con la información disponible no era viable hacer un acuerdo de pago de la deuda vencida de esta electrificadora y se solicitó al consultor reorientar el estudio y presentar ante este Subcomité una situación más real para tomar decisiones definitivas.

Con relación a la negociación de la deuda con CEDELCA, por consejo del Área Jurídica de ISA, el Administrador del SIC solicitó su concepto a la CREG y ésta informó que para poder tomar alguna acción es necesario contar con la aprobación de cada una de las empresas acreedoras. Además, por las condiciones estipuladas en el contrato de préstamo Nación-ISA con recursos provenientes del Crédito BID687-co, ISA requiere autorización del Banco Interamericano de Desarrollo para poder efectuar cualquier tipo de refinanciación de deudas. Se trató el tema en la Dirección General de Crédito Público y con la representación del BID en Bogotá, y se concluyó que la Nación como prestatario debe solicitar al BID una dispensa a la aplicación de dicha Cláusula.

6. VARIOS

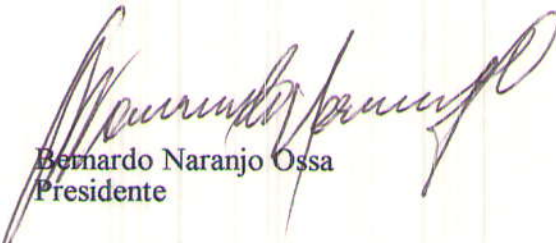
- Se mostró la importancia de la Videoconferencia y se planteó la necesidad de definir los asuntos que sean confidenciales dentro del CNO y que deban ser de estricto

conocimiento de sus miembros. Además es importante definir claramente los derechos de los invitados.

Resumen de Compromisos y Acuerdos Reunión 40

- ISA se compromete a realizar algunas simulaciones adicionales, considerando otros escenarios de disponibilidad, demanda y costos.
- Realización de un CNO para analizar la Resolución 112 (Fórmulas Tarifarias) y su impacto en algunas empresas del Sector.
- Se acordó comenzar las pruebas con el WESCOUGER a partir del 4 de febrero/97 y tratar de adelantar la oferta y el despacho a partir de marzo/97.
- Se acordó que ISA contrate un Secretario Ejecutivo para el CNO, el cual será elegido por el CNO. Las funciones de este Secretario Ejecutivo las define el CNO.
- Realización de un CNO para tratar el tema de las restricciones y su clasificación.
- Realización de un CNO con la participación de la CREG, El Ministerio de Hacienda, FEN, Planeación Nacional y el Administrador del SIC con el fin de plantear soluciones concretas al problema de la deuda.

Siendo las 1:45 P.M. se terminó la reunión.



Bernardo Naranjo Ossa
Presidente