

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

ACTA DE LA REUNION No. 32

Fecha : 29 de agosto, 1996

Lugar : ISA - Bogotá

ASISTENTES-MIEMBROS PRINCIPALES

CORELCA

CHEC

EEB

EEPPM

EMCALI

EPSA

ISAGEN

ISA

ISA

PROELECTRICA

UPME

Andrés Yabrudy

Albeiro Ríos C.

Olga Beatriz Callejas R.

Humberto Palacio

Luz Marina Gómez C.

Jorge Arismendi Mendoza

Alberto Olarte Aguirre

Javier G. Gutiérrez P.

Pablo H. Corredor A.

Reynaldo Foschini A.

Germán Corredor A.

INVITADOS :

CENS

EBSA

EBSA

EEB

ELECTRANTA

ELECTRIBOL

ELECTRIBOL

ESSA

ESSA

ISA

ISA

ISA

ISA

Edwin Flórez Montaña

Efrain Acevedo O.

Jorge Alberto Mendoza

Víctor Quíasúa Colmenares

Jorge Quintero

Reynaldo Marrugo L.

Miguel Yances P.

Hernán Uribe N.

Wilson Uribe Vega

Hernando Díaz

Alvaro I. Murcia C.

Edgar Durán

César A. Ramírez R.

TEMARIO

1. Lectura y aprobación del acta No. 31
2. Despacho Plantas de Carbón
3. Análisis Restricciones
4. Límite de Intercambios
5. Análisis de la Situación de Cospique
6. Varios

DESARROLLO DE LA REUNION

Se verificó el cumplimiento del quórum reglamentario con la asistencia de 10 de sus miembros.

1. LECTURA Y APROBACION ACTA 31

Se dará lectura al acta 31 en la próxima reunión.

2. DESPACHO PLANTAS A CARBON

ISA presentó información comparativa referente a los costos de operación de las plantas térmicas de acuerdo al tipo de combustibles. Además una evolución de los factores de utilización históricos y proyectados hasta el 2001 de las plantas térmicas de Zipa, Paipa, Tasajero, La Loma y Yumbo 3. Finalmente, se señalaron los siguientes factores que dificultan la operación de las plantas a carbón:

- Composición Hidráulica (78%) - Térmica (22%)
 - Baja regulación de embalses
 - Alta variabilidad hidrologías
- Altos costos de capital para plantas nuevas comparadas con las de gas
- Despacho económico
 - No da señales para manejo eficiente de inflexibilidades

- Ofertas horarias únicas (un solo segmento-costo variable-costos arranque-costos parada)
- Regulación que incentive decisiones de corto plazo
- Subsidios a los precios del gas
- Suministro de carbón sin contratos de largo plazo (incumplimiento ley 143 art. 27)
- Desigual distribución de beneficios entre generadores y mineros

Comentarios

CORELCA: Es muy importante que el CNO se centre en análisis de temas fundamentales, así como la coordinación del Sector Carbón y el Sector Eléctrico.

Los contratos de largo plazo se están viendo afectados por un esquema regulatorio que incentiva las transacciones de corto plazo. Aunque los contratos sean herramientas financieras, el amarre de los contratos de largo plazo con los contratos de carbón, crea el problema del almacenamiento del producto que se refleja en costos fijos altos. Esto requiere un planteamiento de fondo y es recomendable mirar la experiencia en España a pesar que allí no tengan un Mercado de Electricidad como el nuestro. También considerar la reserva de una franja de competencia en el mercado para las plantas de carbón con bandas de precio predefinidas.

Los productores del carbón buscan que haya consumo de su producto, debiéndose considerar que es una situación de mucho impacto social, por lo cual debe manejarse fuera de las reglas del Mercado de Electricidad. El problema no está en revisar o no el cargo por capacidad.

UPME: Las empresas de generación son las compradoras mayoritarias en las zonas de producción de carbón, afectando con su operación el mercado del carbón. Se deben establecer mecanismos de contratación a largo plazo como instrumentos financieros con los carboneros sobre unas cantidades de subsistencia que los protejan en condiciones de altas hidrologías. Se debe estudiar el tema, considerando alguna herramienta financiera que permita mantener en operación las minas, en vista de que estas pueden desaparecer si se suspende su operación.

Existe la flexibilidad para hacer las ofertas, lo que deja en el agente la posibilidad de generar o no hacerlo, de tal forma que el problema no sería el

despacho de la planta sino la viabilidad económica. Actualmente ni el cargo por capacidad ni los precios de la bolsa son señales suficientes para el generador a carbón. Sinembargo, a partir del año 2000 aparentemente el problema de la baja generación de las plantas de carbón desaparece, debido a la mayor componente térmica en la atención de la demanda que da lugar a una señal de precio más alta, por lo que esta situación sería transitoria.

Los carboneros no son un gremio fuerte como lo es el Sector Gas, pero recientemente se ha creado una Federación de Productores de Carbón, con los cuales se puede tratar de iniciar diálogos sobre los tipos de contratos.

EEB: Se ha estado haciendo contratos de largo plazo con precios alrededor de 26000 \$/tonelada y se ha tenido que pactar con los carboneros debido a los altos inventarios que tienen en la planta, llegando a suspender la entrada de carbón en un 50%, pero aun así tienen problemas de almacenamiento y de lucro cesante. No hay posibilidades por parte de los carboneros de suspender sus entregas debido a que no tienen donde almacenar el producto y no pueden suspender la producción por que se les inundan las minas.

EPSA: No ha existido una planeación integral que incluya los sectores de gas y carbón, sinembargo, el sector gas por ser más fuerte ha logrado influir para que se den cambios en las regulaciones, lo cual no ha podido hacer el de carbón por ser más débil.

ISAGEN: Podría pensarse en un contrato tipo "Take or Pay" con los mineros del carbón, pero analizando el problema que puede haber con el intermediario, dependiendo del tipo de organización que tengan los carboneros. Puede considerarse que el cargo por capacidad se refleje hacia atrás en la cadena de suministro.

El cargo por capacidad está reflejando el costo de inversión de una planta a gas. La remuneración por capacidad debe tomar en cuenta la disponibilidad del combustible para condiciones críticas.

EBSA: La desventaja del carbón en relación con otros combustibles es la inversión. Si se tuviera una generación estable se podrían mantener contratos, de otra forma el inventario aumenta. No ven en el cargo por capacidad un mecanismo adecuado en su condición actual, debido a que no sería aplicable a la generación bajo contratos.

ISA: Las plantas a gas están cubriendo los costos fijos con sus contratos. Cabe preguntarse si a las plantas a carbón se les deba dar un tratamiento diferente bajo el supuesto que el carbón no sea rentable. Podría encontrarse que las plantas actuales a carbón logren ser rentables, al considerar que han amortizado sus deudas. Debe plantearse una mesa de trabajo con Ecocarbón para llegar a definir factores concretos sobre las necesidades de los productores de carbón.

EMCALI: El cargo por capacidad pretende incentivar las plantas térmicas, en particular a gas y del tipo ciclo simple, debiéndose considerar incentivos diferenciales. El manejo externo al esquema de una generación para las plantas a carbón, estaría transfiriendo en su costo a los comercializadores y en consecuencia al consumidor final.

2. ANALISIS RESTRICCIONES

ISA presentó los valores de generación diaria en GWh para el despacho actual, debido a las restricciones, donde se registra que para el área de Barranquilla es de aproximadamente 4 GWh, para el área de Bogotá es de 1.7 GWh, para el área de EEPPM de 1.4 GWh, para el área de Cali de 0.6 GWh y para las restantes áreas de 0.4 GWh.

También se mencionó, que la generación mínima por restricciones en 1996 es de 1718 MW. De lo que se cobra por restricciones, el 35% corresponde a regulación de frecuencia y a diferencias en estimación de demandas, en tanto que el restante 65% corresponde a tensión y a capacidad de transmisión y transformación.

Además, se presentó una relación de las obras requeridas para aliviar algunas de las restricciones tanto locales como globales, indicando que para el área de Barranquilla se requerirían inversiones de US\$7.4 millones, para Bogotá US\$17.6 millones y para Cali US\$3.9 millones, mientras que los pagos anuales por este concepto llegan a US\$16, US\$17.4 y US\$9.1 millones respectivamente. El costo total anual por restricciones locales llega a US\$61.42 millones y el costo total anual por restricciones globales llega a US\$28.21 millones.

Comentarios

CORELCA: Se está dando a entender que el dinero de las restricciones se queda en quien no se debía, pero a los generadores se les está pagando sus costos de generación asociados al requerimiento correspondiente. Debe considerarse un mecanismo donde las empresas distribuidoras localizadas en las áreas donde existen las restricciones entren a negociar un precio para esa energía con los generadores como recurso para contribuir a la atención de la demanda. Es decir, que una empresa distribuidora establezca contratos de suministro con el generador ubicado en su área eléctrica, el cual tenga que suplir generación por restricciones, de tal forma que esa generación atienda parte de la demanda de las distribuidoras al precio establecido en el contrato. De esa forma esa generación por restricción no se le cobraría a los demás agentes

UPME: Puede considerarse la opción de incluir en el Plan de Expansión las obras para eliminar las restricciones y así incluirlas en el cálculo de los cargos de transmisión. Propone descontar la generación por restricciones de los contratos y la generación por restricciones restante que sea pagada por la demanda que va a la bolsa.

EEB: Informó la entrada del Banco de Transformación en Subestación Noroeste.

EMCALI: Debe haber un responsable de la ejecución de las obras para la eliminación de las restricciones y el agente con generación por restricciones debe ser remunerado a un precio regulado y no al precio de su oferta.

El CNO acordó enviar a la CREG una comunicación con la propuesta sobre el manejo de la generación por restricciones y su distribución. Además, se acordó analizar a quienes corresponde ejecutar las obras para eliminar las restricciones.

4. LIMITE DE INTERCAMBIOS

ISA presentó el estado de avance de las actividades correspondientes a el establecimiento de las condiciones para aumentar el límite de intercambio por la línea a 500 kV.

Adicionalmente ISA dió lectura al resumen del Subcomité de Estudios Eléctricos donde se resaltan los siguientes puntos:

- Se dió concepto técnico favorable a la realización de la conexión en T para el Proyecto Interconexión Bucaramanga-Ocaña-Cúcuta.
- Sobre el límite de intercambio entre el Centro del País y la Costa Atlántica se presentaron varias posiciones. Una que considera que aplicando el criterio n-1 se debe subir inmediatamente el límite de intercambio a 720 MW. Otra, que el criterio (n-1) debe acompañarse de la condición de que el área eléctrica no colapse ante contingencia doble.
- Se conformó el Grupo de Protecciones integrado por EEB, EEPMP, EPSA, CHEC, PROELECTRICA e ISA.

Se leyó la Resolución sobre conexiones en T de donde se desprende que no se han considerado las conexiones de cargas. El CNO acuerda elevar la consulta a la CREG.

Comentarios

ISA: Hace la aclaración sobre la diferencia de soportar una doble contingencia sin racionamiento a soportarla con deslastre de carga, especialmente en caso de aislamiento del área. Por lo tanto es importante considerar el criterio de riesgo de racionamiento, usando el criterio del VERP. Se resalta que la Costa Atlántica es el área que cuenta solamente con dos líneas, las cuales registran altos intercambios durante la estación del Invierno, época con alta probabilidad de descargas atmosféricas. En Cundinamarca se cuenta con 10 circuitos alimentadores desde el STN. Utilizando los despachos horarios programados para la punta del día 28 de agosto de 1996, se simuló salidas de dos circuitos para las diferentes áreas del sistema, encontrándose por ejemplo que las áreas de Cundinamarca, Valle del Cauca y Antioquia no presentan colapsos al presentarse eventos de esta naturaleza. El área de NORDESTE presenta problemas al no contar con la generación de Tasajero.

Se recomienda definir una fecha límite para que CORELCA revise la información de acuerdo a lo establecido en la anterior reunión del CNO.

Para aumentar el límite se debe verificar el esquema de eyección de carga y la implantación de las medidas suplementarias: Los ajustes en Termoflores, el relé df/dt .

CORELCA: Se compromete para la próxima semana con la certificación de las protecciones y con el análisis de los datos y estudios de ISA. No debe entenderse que se descalifiquen los resultados de los estudios de ISA por el solo hecho de no estar de acuerdo con algunos datos. La consideración del criterio para la operación del disparo de las dos líneas esta motivada por los eventos recientes, pero aclara que la norma reglamentaria vigente solo considera disparo de una sola línea.

EMCALI: Se debe realizar la revisión de los estudios por parte de CORELCA así sea mediante una consultoría externa y no limitarse a manifestar que no estuvieron de acuerdo con los resultados. Considera que el CNO obra correctamente al decidir sobre los parámetros de seguridad con que se debe operar el sistema y se debe por lo tanto obrar consecuentemente con esto. Es importante involucrar el criterio de riesgo para la definición de las condiciones operativas para todo el sistema, sin embargo se estaría tomando esta decisión sin evaluar las implicaciones económicas. Aclara que la decisión de subir el límite no se tomó por razones comerciales sino cuando CORELCA informó que este límite se podía subir. Con la consideración de las medidas suplementarias para poder subir el límite de la línea de 500 kV se esta siendo más exigente de lo que pide la reglamentación vigente.

ELECTRIBOL: Debe tomarse en cuenta que las dos líneas de interconexión a 500 kV con la Costa Atlántica se conectan en su recorrido con las mismas subestaciones.

EPSA: El cambio del criterio de seguridad para intercambios incorporando el riesgo debe hacerse de manera clara y solicitando la modificación del código de redes, teniendo en cuenta las implicaciones en el aumento en los costos de operación. Estos criterios deben considerarse en las metodologías de evaluación de generaciones de seguridad.

El CNO concluye que la decisión en la definición del límite de intercambio, entre el interior y la costa Atlántica, a través de las dos líneas de 500 kV, debe hacerse considerando la confiabilidad, es decir, el criterio de contingencia sencilla y es el que se usa en el diseño del sistema, además de verificar que el VERP sea menor que el 1%. Sin embargo, los criterios deben ser similares para la interconexión en todas las regiones del país, lo que hace necesario adelantar estudios para todas las áreas eléctricas, que

deben ser analizados en el Subcomité de Estudios Eléctricos. Para los casos que en vista de la alta probabilidad de contingencia doble, puedan resultar en aislamiento o producir colapsos y teniendo de esta forma valores de VERP mayores que el 1%, se estudiará la factibilidad de implantación gradual de medidas suplementarias, las cuales deben ser propuestas por las empresas de las áreas, teniendo en cuenta el riesgo de estos eventos evaluados mediante el VERP. Las empresas de las áreas deberán instalar las medidas suplementarias, de acuerdo con las alternativas por ellas propuestas.

CORELCA e ISA se reunirán en la próxima semana para acordar la información y proponer el nuevo límite de intercambios por las líneas de 500 kV.

5. ANALISIS DE LA SITUACION DE COSPIQUE

ELECTRIBOL presentó un análisis de la operación de sus plantas de generación durante los meses de septiembre octubre y noviembre de 1995, haciendo énfasis en que su generación se consideró como generación mínima durante los meses de julio y agosto de 1995 y que durante septiembre, octubre y noviembre la generación fue despachada fuera de mérito. Además, hicieron mención al proceso de reclamación que incluyó la referencia al concepto del CNO sobre la aplicación retroactiva de la Resolución 035, reconociendo como generación de seguridad la correspondiente a las cuatro horas de la punta dos. Adicionalmente se mencionó como posibles soluciones a esta situación el establecimiento de una norma que permita retribuir a esta empresa por sus mayores costos incurridos o la declaración de una generación por restricciones en las cantidades que aparecen en el despacho ideal.

Comentarios

CORELCA: Pide que se aclare por parte de la CREG el concepto de restricción eléctrica.

EMCALI: La declaración de una restricción técnica por parte de un agente generador lleva a que se trate como inflexibilidad.

ELECTRIBOL: Reclaman principalmente por el hecho de no haber podido atender su demanda mediante compras a la bolsa de energía a precios más bajos que los de su propia generación.

PROELECTRICA: Como Comercializador considera que no se pueden revaluar los valores de generación por restricciones y cobrárselas a los agentes de la zona.

UPME: Propone la realización de una reunión entre ISA (SIC) y ELECTRIBOL con el fin de que elaboren una propuesta conjunta que presentarían al CNO. EEB propuso además que PROELECTRICA asistiera también a esta reunión. Todos los miembros del CNO estuvieron de acuerdo con las propuestas.

6. VARIOS

- Se dió entrega a los proyectos de Resolución sobre Cogeneradores, Autogeneradores y Generaciones inferiores a 20 MW. Se acordó solicitar comentarios del CPOE.
- ISA entregó un borrador de los términos de referencia del estudio de coordinación de la operación de los sectores gas y electricidad, el cual se acordó que sería analizado en la próxima reunión del CPOE.
- Se deja una constancia de agradecimiento a Luz Marina Gómez y Javier Gutiérrez por su dedicación y esfuerzo en la realización del Seminario en la Ciudad de Cartagena.
- ISA hace entrega del documento sobre disponibilidad del sistema, en el cual se recomienda que el CNO revise los valores de AGC y Reserva Rodante, además de efectuar por parte de los generadores la programación de los mantenimientos de septiembre, tomando en cuenta las condiciones de disponibilidad del sistema.
- En cuanto a la solicitud de CAOP por CORELCA para el partido de fútbol entre Chile y Colombia, el CNO acordó dar un tratamiento similar al partido anterior, en el sentido que se aumentara la generación mínima de seguridad en el área de Barranquilla, de tal forma que las transferencias Sabanalarga - Soledad fueran lo mínimo posible.

• **Recomendaciones del Subcomité de Seguimiento y Vigilancia del SIC:**

1. Colocar con la facturación mensual en el directorio público del servidor del CND la información de cantidades, precios y modalidad de los contratos.
2. Registro de contratos en el SIC con 15 días calendario como máximo de anticipación a su fecha de iniciación.
3. Proponer los cambios en la reglamentación para incluir la facturación electrónica para las transacciones del SIC y STN.

El CNO decidió acoger las anteriores recomendaciones del Subcomite de Revisión y Vigilancia del SIC.

- El Administrador del SIC repartió los comentarios sobre el Fondo de Garantías elaborados por un grupo de trabajo del Subcomite de Revisión y Vigilancia del SIC.
- El CNO acordó tener papelería propia para efectos de sus comunicaciones. Además, analizar la posibilidad de producir una publicación mensual sobre sus actividades.

Siendo las 4:00 P.M. se dió por terminada la reunión.


LUZ MARINA GOMEZ CUELLAR
Presidente CNO