

Consejo Nacional de Operación CNO

ACTA DE LA REUNION No. 131

Fecha: 7 de julio de 2000
Lugar: C.N.O. Santa Fe de Bogotá
Hora: 9:30 A.M.

ASISTENTES PRINCIPALES:

CHIVOR	Olga B. Callejas
CODENSA	Omar Serrano
CORELCA	Angel Hernández
EEC	Hernán Troncoso
EEPPM	Rafael Pérez
EMGESA	Fabio Quitián
EPSA	Albeiro Arias
ISA	Javier Gutiérrez
ISAGEN	Luis E. Aguilar
MERILÉCTRICA	Tomás F. López
PROELECTRICA	William Murra
TERMOCARTAGENA	Jaime Gerds
C.N.D.	Pablo Corredor

INVITADOS:

CORELCA	Gerardo Gentil
EEPPM	Carlos A. Solano
ISA	Carlos A. Naranjo
ISA	Silvia E. Cossio
ISA	Ricardo Cuervo
ISA	Ana M. Villegas
ISA	Jorge Valencia
TRANSELCA	Carlos Linero
UPME	Arcenio Torres

SECRETARIO TÉCNICO:

Germán Corredor A.

Presidió la reunión la Dra. Olga Beatriz Callejas, representante de Chivor y posteriormente, el Dr. Omar Serrano, representante de Codensa.

Consejo Nacional de Operación CNO

TEMARIO:

1. Informe Secretario Técnico
2. Informe Comités
3. Elección de Presidente
4. Regulación Primaria de Frecuencia
5. Situación Eléctrica y Energética
6. Modificación Plazo Resolución 089 de 1999 y Modificación Resolución 024 de 1995
7. Asuntos a tratar con el Ministerio (Viceministro)
8. Varios

DESARROLLO DE LA REUNIÓN:

Después de verificar el Quórum, el Secretario Técnico, anuncia que se puede dar inicio a la reunión. Se hace entrega de las actas preliminares Nos. 128, 129 y 130.

1. INFORME SECRETARIO TÉCNICO

Informa el Secretario Técnico que ya se dio inicio formalmente al contrato de Fiducia con FIDUPETROL y solicita la colaboración de los miembros del Consejo para efectuar el primer pago.

El Secretario Técnico solicita que se aclare el acuerdo realizado en el CNO anterior con relación al tratamiento de las desviaciones de las plantas que por razones operativas autorizadas por el CND, sean divididas en varias subplantas.

El CNO acordó que cuando por razones operativas autorizadas por el CND, una planta sea dividida en varias subplantas, el acuerdo de CNO establecido en la Reunión Nro. 65 el cual dice:

“Autorizaciones para plantas que modifiquen su despacho de cero a algún valor o de algún valor a cero en ambos períodos horarios. El CNO aprueba la propuesta.

Autorizaciones en ambos períodos a plantas que cambien su despacho en más de 200 MW de un período al siguiente. El CNO aprueba estas autorizaciones para plantas que cambien su despacho en más de 230 MW.”

Se aplicará individualmente para cada una de las subplantas que conforman la planta, en cuyo caso quedará autorizada toda la planta. Adicionalmente, para efecto de evaluar los cambios de más de 230 MW se sumarán aritméticamente

Consejo Nacional de Operación CNO

los cambios individuales de cada una de las subplantas que conforman la planta.

Este acuerdo comienza a regir a partir de las autorizaciones que deban efectuarse a partir del día 15 de junio de 2000.

El Secretario Técnico informó que se hizo la solicitud a la CREG para que regulara el tema de garantías por restricciones para los próximos meses, teniendo en cuenta que en pocos días se modificaría la forma de pago de estas. En reunión con CREG, manifestaron que presentarán el tema para discusión en una próxima CREG. Respecto a la solicitud de ampliar el plazo para instalación de CT's y PT's, se informa que la CREG presentó el tema, y se aprobó no conceder más plazos, es decir que a partir del 1 de julio se debe cumplir con lo estipulado en las resoluciones de CREG al respecto.

Se informó acerca de los temas que se presentaron en el último CAC: situación de la deuda, realización el 12 y 13 de octubre en Cartagena de la segunda plenaria del CAC. Igualmente se informa que se está trabajando en una nueva auditoría de medidas, por lo cual solicitará que el Consejo tenga acceso a los términos de referencia para comentarios.

Se acordó analizar en la próxima reunión del Consejo el documento del Contrato de mandato de la nueva empresa (CND-MEM).

2. INFORME DE COMITÉS

- Comité de Distribución:
 - Se informó sobre la reunión sostenida con la CREG para hacerle los comentarios del estudio sobre Calidad del Servicio. La CREG sugirió al Comité realizar alguna propuesta y para ello se creó un grupo conformado por Electrocosta, Codensa, EEPPEM y CETSA.
 - La CREG solicitó una propuesta sobre metodología para definir unidades constructivas en los STR's. El plazo de la CREG es de mes y medio, sin embargo se acuerda solicitarle ampliarlo.
- Comité de Operación
 - El subcomité de plantas térmicas elaboró un acuerdo con relación al protocolo para la realización de las pruebas de capacidad efectiva y consumo térmico específico de plantas térmicas. Una vez leído el acuerdo se solicitó aclarar la redacción del numeral 4 en cuanto a que es un único auditor y dejar claro que el observador de la prueba no tiene injerencia en la realización de la prueba. Con estas correcciones se aprueba el protocolo.
 - El subcomité de estudios eléctricos ha estado viendo algunos ejercicios y resultados que ha presentado el CND de la aplicación de la nueva

Consejo Nacional de Operación CNO

metodología para el cálculo de generaciones de seguridad utilizando el VERPC. El Consejo solicita que el CND le presente estos ejercicios. El subcomité deberá presentar al Comité de Operación la propuesta de áreas y subáreas y llevarlo al CNO.

- ISAGEN solicita enviarle una carta a la CREG para solicitarle que recalcule le Cargo por Capacidad cuando se presenten cambios en las fechas de entrada de plantas. El CNO le recuerda que esta solicitud ya se ha hecho y lo que se hará es repetirla a la CREG.

3. ELECCIÓN DE PRESIDENTE

Se presentaron como candidatos EEPPM y CODENSA. Se realizó la votación y se eligió a CODENSA como nuevo presidente. La Dra. Olga Beatriz Callejas agradece al C.N.O. su respaldo y felicita al Dr. Omar Serrano, representante de CODENSA por su designación a la vez que le desea éxitos en su gestión. El Dr. Serrano agradece a los miembros la confianza otorgada al elegirlo Presidente y se compromete a realizar una gestión en un marco de equidad y transparencia con todos los agentes del mercado.

4. REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA

El CND presentó la evaluación y análisis de las pruebas de regulación primaria que se han realizado hasta hoy. De los resultados obtenidos pueden sacarse las siguientes conclusiones:

- Se ratificaron durante las pruebas los parámetros de banda muerta en ± 30 mHz y estatismo 4-6%.
- El parque térmico no reportó problemas durante las pruebas.
- Los índices de variación lenta de frecuencia fuera de rango (59.8Hz y 60.2Hz) han disminuido considerablemente.
- En la medida en que más agentes generadores se comprometan con la regulación primaria, el aporte de cada unidad será menor.
- Las desviaciones atribuibles a la prueba se pueden controlar con las siguientes acciones: mejorar el ajuste de los reguladores de velocidad en las unidades de generación, coordinar regulación primaria y secundaria, aumentar la participación efectiva de los generadores.

El CNO ratifica el acuerdo de la reunión anterior en el sentido de mantener el estado de pruebas con el fin de que los generadores realicen los ajustes necesarios al control y que el CND le reporte a cada planta su estado en cuanto a parámetros y calidad de regulación.

Consejo Nacional de Operación CNO

Adicionalmente el CNO acuerda que todas las empresas deberán enviar al CND antes del 31 de Julio de 2000 la información de los parámetros de estatismo y banda muerta de todas sus unidades. Una vez se tenga la información el CND presentará un informe al C.N.O. para presentar una propuesta a la CREG.

Se acuerda enviar una carta a la CREG informándole sobre el resultado de la prueba y los acuerdos del CNO sobre este tema.

El CND plantea una inquietud con relación a la prestación del servicio de AGC cuando se pierde el canal de comunicación del CND.

El CNO acuerda que cuando se pierda el canal de comunicación para la prestación del servicio de AGC de alguna unidad del sistema, ésta podrá considerarse dentro de las elegibles y seguir prestando el servicio en forma local siguiendo todos los procedimientos establecidos para ello. Es importante aclarar que esto no incluye fallas en las RTU.

Así mismo se acuerda que el Comité de Operación estudie un procedimiento para el monitoreo de los canales de comunicación.

5. SITUACIÓN ELÉCTRICA Y ENERGÉTICA

El CND presentó el Documento ISA UENCND 2000-151 - Panorama Eléctrico y Energético, destacando el estado actual de la red, las fechas probables de entrada de los circuitos y la evolución del costo de restricciones.

Así mismo mostró un análisis sobre las oscilaciones que se han presentado en los últimos días en el SIN y las acciones que se han tomado con el fin de amortiguarlas. Se propuso un plan de acción en cuanto a protecciones, control y consignas de operación. El CNO aprobó que los Operadores de Red, los Transportadores, los Generadores y el CND lleven a cabo en conjunto dicho plan.

El CND puso en conocimiento del CNO la carta recibida por parte de Termoflores relacionada con las generaciones mínimas de seguridad de la Costa Atlántica. El CND aclaró lo siguiente:

- El límite de intercambio entre el centro del país y la Costa Atlántica se ha venido determinando con base en los criterios establecidos en la reglamentación vigente y se ha ido adecuando en forma dinámica teniendo en cuenta las condiciones del Sistema
- Es importante resaltar que el límite de intercambio se ha verificado para que cumpla con el criterio N-1 y el VERPC<10-4 para lo cual se han considerado además de contingencias sencillas, contingencias dobles de líneas y transformadores cuyas probabilidades de ocurrencia se han determinado con

Consejo Nacional de Operación CNO

base en las estadísticas de enero 1999-enero 2000 tal como se muestra en la siguiente tabla:

CALCULO DE VERPC PARA EL TRAMO A 500kV

Evento	(Enero/99 -Enero/2000)			
	Salidas/Año	Prob (1x10 ⁻⁴)	Racion.	VERPC (1x10 ⁻⁴)
San Carlos-Cerromatoso 1	38	1.00	0.00	0.00
San Carlos-Cerromatoso 2	34	1.00	0.00	0.00
Cerromatoso-Chinu 1	18	1.00	0.00	0.00
Cerromatoso-Chinu 2	27	1.00	0.00	0.00
Sabanalarga-Chinu 1	30	1.00	0.00	0.00
Sabanalarga-Chinu 2	44	1.00	0.00	0.00
Eventos N-2				
San Carlos-Cerro 1 y 2	1	1.14	0.48	0.55
Sabana-Chinu 1 y 2	1	1.14	0.30	0.34
Eventos Transformación				
San Carlos 2 y 3	1	1.14	0.10	0.11
TOTAL VERPC				1.00

DESCRIPCION EVENTOS N-2 (Julio/98 - Julio/00)

ELEMENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	COMENTARIO
SAN CARLOS-CERRO 1 y 2	Julio 1/98	Evento con torre de Emergencia, falla a tierra Fase C - circuito 1	
TRANSF. SAN CARLOS 1 y 2	Nov 1/98	Disparo causa en estudio	
SAN CARLOS-CERRO 1 y 2	Enero 22/99	Disparo por evento en sistema 500 kV	
SABANALARGA-CHINU 1 y 2	Abril 30/99	Disparo por DF/DT	
SABANALARGA-CHINU 1 y 2	Julio 23/99	Disparo Sabana - Chinú por evento en la S/E Sabana 220 kV	Descartado: (evento de la vaca) la apertura obedeció a un disparo por protección de respaldo ante la pérdida de la tensión DC en la S/E Sabana 220 kV, lo cual inhabilitó las protecciones de la misma
TRANSF. SAN CARLOS 2 y 3	Nov 7/99	Disparo trafo 2 con 157 MW y trafo 3 con 187 MW. Causa en estudio	Se presentó una demanda no atendida de 137 MW en la Costa Atlántica

No se consideran estadísticas del año 2000 dado que en este período estos circuitos han estado indisponibles debido a atentados.

- El parámetro de control para este intercambio es del 48% de la demanda del área Caribe medida en San Carlos y el 30% medida en Sabanalarga. Teniendo en cuenta la característica radial de la interconexión del Sistema Central y de la Costa Atlántica se considera para efectos del despacho el 48%. El 30% se controla en tiempo real teniendo en cuenta la incertidumbre de las demandas en Cerromatoso, Chinú, Urabá y teniendo como variable de control la generación de Urrá, cuya generación depende de su competitividad según las reglas del mercado. Es importante anotar que la variación en tiempo real corresponde a criterios definidos con base en la reglamentación vigente y no al principio de prueba y error.

Consejo Nacional de Operación CNO

- La configuración actual difiere de la del año anterior en que hoy se cuenta con el Compensador Estático de Chinú con la Central Urrá y con circuitos a 230 kV indisponibles en el centro del país debido a atentados y por tanto no son comparables.
 - Como medida para disminuir las oscilaciones se han aumentado el número de unidades en línea en la Costa Atlántica, sin modificar el límite de intercambio. Lo anterior se ha venido realizando teniendo en cuenta los criterios generales que se establecen para estas condiciones en el Numeral 2.2.2 de la Resolución CREG 025 de 1995.
 - Dados los cambios tan frecuentes en la configuración de la red debido a los atentados es prácticamente imposible para el CND tener estudios que sean válidos en el mediano y en el largo plazo.
 - El límite de intercambio se fija con el fin de minimizar el riesgo de colapso en la Costa Atlántica con un VERPC de 10-4, pero en ningún momento es posible eliminar el riesgo de apagón ante aislamiento ya que se pueden presentar desviaciones a los supuestos, tales como: ajustes de protecciones y controles de generadores, redes de transmisión regional o nacional, fallas en las medidas suplementarias o en el esquema de eyección de carga por baja frecuencia, comportamientos anormales de la carga y la generación ante aislamientos, etc.
- Lo anterior hace necesario que se unan los esfuerzos de generadores, transportadores nacionales, operadores de red, CRD y CND para buscar maximizar la seguridad en la atención de la Costa Atlántica cumpliendo los criterios técnicos y económicos establecidos en la reglamentación vigente.

6. MODIFICACIÓN PLAZO RESOLUCIÓN 089 DE 1999 Y MODIFICACIÓN RESOLUCIÓN 024 DE 1995

Se analizó la comunicación MMECREG 1557 en la cual la CREG solicita al CNO concepto sobre la modificación de la fecha límite del 31 de julio de 2000 establecida en la Resolución CREG 089 de 1999 para la definición de algunos valores relacionados con los índices DES y FES. Se solicita cambiar dicha fecha por 30 de septiembre de 2000.

El CNO acuerda dar concepto favorable a la CREG, pero solicitándole que amplíe igualmente en dos meses el inicio de la aplicación de los indicadores, con el fin de darle tiempo a las empresas para hacer los ajustes correspondientes.

La CREG solicitó al Consejo emitir concepto sobre el tema de incluir como agentes del mercado a los transportadores de gas, los operadores de nuevos proyectos y los agentes que presten el servicio de conexión. Esto con el fin de aplicar lo establecido en la Resolución 74 de 1999. El CNO estuvo de acuerdo.

Consejo Nacional de Operación CNO

7. ASUNTOS A TRATAR CON EL MINISTERIO (VICEMINISTRO)

El Dr. Juan Manuel Rojas, Viceministro de Energía manifestó al CNO la posición del Ministerio en los siguientes temas:

- Proceso de creación nueva empresa CND-MEM:
 - La fecha de creación será a más tardar el 1 de enero de 2001
 - La junta directiva estará conformada por 7 miembros. 1 representante nominado por el CNO, 1 por el CAC, 2 por la CREG y los otros 3 serían el Gerente de la empresa y los encargados del CND y del MEM. Los cuatro externos no serían de tiempo completo, se están flexibilizando un poco las inhabilidades.
 - Se esta pensando en cambiar la opción de compra por un contrato de compra-venta.
 - Los estatutos estarán listos la próxima semana y se enviaran al CNO para comentarios.
 - Se busca que el CND y el MEM sigan operando como hasta ahora y que exista flexibilidad para ajustar los procesos.
- Mercado de futuros (Estudios TERA y ACOLGEN):
 - Se considera que este esquema no puede implementarse sin darle solución a los problemas de las distribuidoras y comercializadoras.
 - Se espera que en un año se tengan privatizadas la mayoría de estas empresas con problemas.
- Limitación de suministro
 - Lo que ocurrió con el cese de la aplicación de los procedimientos establecidos en las resoluciones 116 y 070, obedeció a un lineamiento político y se espera que no vuelva a repetirse.
 - Considera que las Resoluciones de limitación de suministro deben permanecer por que garantizan la viabilidad del mercado.
- Fecha de entrada de las nuevas resoluciones

Las resoluciones entraran a regir en Agosto una vez se aclaren los puntos que permitan su implementación.

8. VARIOS

- Se analizaron las cartas de Termocartagena y de Transelca, relacionadas con el cubrimiento de generaciones de seguridad con unidades en pruebas el día 29 de junio de 2000. Al respecto el CND aclaró lo siguiente:

Consejo Nacional de Operación CNO

- Para cubrir la seguridad del área de Bolívar se tienen las siguientes opciones: 2 unidades de Termocartagena o 1 unidad de Termocandelaria.
 - La unidad que cubrió la seguridad del área de Bolívar durante ese día fue la unidad 1 de Termocandelaria y no la unidad 2 como se expresa en la comunicación de Termocartagena.
 - La unidad 1 de Termocandelaria se encontraba realizando pruebas de sonido, de equipos de suministro de gas y de sistema de agua. Estas pruebas no se encuentran incluidas entre las autorizadas para desviarse según lo establecido en el Acuerdo No. 16 del CNO.
 - El Acuerdo No.25 del CNO establece lo siguiente: "De acuerdo con la interpretación del literal h) del Artículo 1 de la Resolución CREG 121 de 1998, la generación de las unidades en pruebas no autorizadas para desviarse podrá ser considerada por el CND para cubrir requerimientos de seguridad".
 - El CND teniendo en cuenta lo anterior cubrió la seguridad del área de Bolívar con la unidad 1 de Termocandelaria.
-
- Merieléctrica presentó una propuesta relacionada con la creación de un mercado secundario de energía, la cual busca disminuir la incertidumbre en los costos de arranque a que se ven abocados los generadores térmicos en la determinación de sus ofertas. El CNO solicitó que se haga una presentación más detallada de este tema.
 - Transelca solicitó al CNO darle un tratamiento especial para los activos de la subestación Copey ya que las condiciones de orden público impiden realizar la gestión tendiente al cumplimiento de los diferentes requisitos del Marco Regulatorio actual. El CNO manifestó que esto corresponde a un caso de fuerza mayor y por tanto los activos están excluidos de cualquier penalización.
 - Chivor pregunta a la UPME si el problema de atrapamiento que se presentaba en la Unidad No.2 de Termocandelaria se ha solucionado. La UPME manifiesta que los análisis de planeamiento indicaban posibilidades de atrapamiento en condiciones operativas poco probables. Aclarando que Transelca teniendo en cuenta lo establecido en el Código de Conexión con relación a los requisitos particulares para conexión de generadores y su esquema de protección, así como lo relativo a teleprotecciones solicitó a Termocandelaria la instalación de un sistema de teleprotecciones el cual se encuentra en operación, lo cual permite que no se presenten atrapamientos. De esta forma se da una solución técnica y económicamente viable a la posibilidad remota de atrapamiento. La UPME plantea que en una próxima reunión ampliará el tema
 - El Secretario Técnico CNO plantea que la CREG le informó que en caso de existir problemas de información con la Auditoría del Cargo por Capacidad, el CNO no dejó dentro del Acuerdo 51 la posibilidad de hacer ningún descargo. El CNO acuerda solicitarle a la CREG la entrega de los resultados para que los

Consejo Nacional de Operación CNO

agentes tengan esa posibilidad, considerando lo establecido en el acuerdo No. 51.

- El CNO recuerda que Termoyumbo tenía el compromiso de instalar el registrador de fallas antes del 31 de mayo y aún no se tiene información si ya se cumplió con dicho plazo. El representante de EPSA manifiesta que ya fue instalado y que por escrito responderá a la carta del Secretario Técnico informando en detalle sobre el tema.

Siendo las 2:30 P: M. se da por terminada la reunión.

El Presidente,



OMAR SERRANO R.

El Secretario Técnico,



GERMAN CORREDOR A.