

Consejo Nacional de Operación CNO

ACTA DE LA REUNION No. 137 EXTRAORDINARIA

Fecha: 3 de octubre de 2000
Lugar: C.N.O. Santa Fe de Bogotá
Hora: 9:30 A.M.

ASISTENTES PRINCIPALES:

CHIVOR
CODENSA
CORELCA
EEC
EEPPM
EMGESA
EPSA
ISA
ISAGEN
MERILÉCTRICA
TEMOCARTAGENA
C.N.D.

Alberto Olarte
Omar Serrano
Gerardo Gentil
Hernán Troncoso
Rafael Pérez
Fabio Quitián
Albeiro Arias
Carlos A. Naranjo
Luis E. Aguilar
Tomás F. López
Laura V. Calderón
Pablo Corredor

INVITADOS:

CHIVOR
EEPPM
EEPPM
EEC
EMGESA
ESSA
ISA
ISA
ISA
ISA
TRANSELCA

Norma Zúñiga
Beatriz M. Gómez
Carlos J. Quintero
Abdón Sánchez
Gustavo Gómez
Hernando Santamaría
Hugo A. Bedoya
Juan D. Gómez
Ancízar Piedrahita
Alvaro Murcia
Fernán Montoya

SECRETARIO TÉCNICO:

Germán Corredor A.

Consejo Nacional de Operación CNO

Presidió la reunión el Dr. Omar Serrano, representante de Codensa.

TEMARIO:

1. Aplicación e implementación Resoluciones CREG 62 y 64 de 2000
2. Documento IH's
3. Varios

DESARROLLO DE LA REUNIÓN:

Después de verificar el Quórum, el Secretario Técnico, anuncia que se puede dar inicio a la reunión.

1. APLICACIÓN E IMPLEMENTACIÓN RESOLUCIONES CREG 62 Y 64 DE 2000

El CND informa que la CREG aclaró que el primer día de aplicación de las Resoluciones es el viernes 6 de octubre para el despacho del 7 de octubre.

Se aclara que para la intervención de precios establecida en la Resolución 063 de 2000, el ASIC, una vez detectada la condición de intervención, cesará cualquier chequeo de la misma hasta el día siguiente en que terminan los 7 días de intervención.

La Resolución 065, coordinación de mantenimientos, empieza a tener efectos sobre la coordinación semanal el lunes 16 de octubre de 2000, por tanto, los mantenimientos del Domingo 15 de octubre deberán incluirse en la coordinación de mantenimientos de la semana del 8 al 14 de octubre.

Resolución 062

Se informa sobre el error que hay en las fórmulas del Predespacho Ideal y Programado, debe entenderse que en vez de la disponibilidad la variable a utilizar es la generación requerida. Este aspecto será motivo de aclaración por parte de la CREG.

La red de transmisión es modelada con un flujo DC, afectada en la topología por la programación de mantenimientos.

Para el proceso se efectúan previamente análisis de niveles de voltaje y estabilidad, los mismos se incorporan al flujo DC como límites en las líneas de transmisión.

Consejo Nacional de Operación

CNO

En los análisis eléctricos se respetan los límites térmicos y los niveles de sobrecarga horarios de los equipos, dichos valores son declarados por los agentes al CND. Los niveles de sobrecarga soportables por períodos inferiores a una hora son una reserva que se considera sólo en la operación.

Dada la complejidad del asunto, es necesario ir refinando los supuestos y la metodología que se ha implementado.

Aunque en el calculo del VERPC se simulan salidas de elementos, debe quedar claro que esto no es equivalente al criterio N-1, ya que por definición en el cálculo del VERPC se permiten racionamientos de la demanda.

La nueva Resolución cambia la concepción en la elección de número de unidades por necesidad de reactivos o estabilidad del SIN. Las mismas ya no compiten única y exclusivamente con el precio de oferta, sino con el producto del mínimo técnico por su precio de oferta.

Se aclara que la asignación de la generación inflexible es efectuada finalmente por el ASIC, una vez ha corrido el despacho ideal y calculado el precio de bolsa, lo que ocurre con posterioridad a la operación.

Los requerimientos de reserva para AGC se introducen desde el Predespacho Programado, la relación entre los límites de las Subáreas y Áreas y la reserva de AGC complica significativamente el proceso. El CND no puede entrar en un proceso iterativo en el cálculo del VERPC, en algunos casos será necesario ajustar el despacho.

El AGC se ingresa externamente al proceso como una generación obligada, resultado de aplicar las reglas establecidas en la Resolución 198 de 1997.

Resolución 064

El CND aclara que para poder preservar la seguridad y calidad en la operación del SIN, el tema de las autorizaciones se mantienen a pesar de los ΔG_p . El CND tratará de mantener las unidades que están bajo el control de AGC dentro de la banda asignada de reserva, sin embargo y, por las condiciones del SIN, en algunas ocasiones será necesario autorizar dichos recursos.

Es necesario un proceso de transición, aprendizaje y afinamiento de la nueva concepción de la Resolución 064 de 2000, en especial de la asignación de las holguras y los deltas de generación y holgura.

La holgura del SIN, interior y costa Atlántica interconectada, será el mayor valor entre 230 MW y el 5% de la demanda.

Consejo Nacional de Operación CNO

Bajo la actual condición de aislamiento de la costa Atlántica es necesario aclarar el tema de la Reserva de Regulación Secundaria a aplicar en el interior y la costa. Actualmente, ningún recurso de generación en la costa está registrado como elegible para AGC según lo establecido en la Resolución 198 de 1997.

En la costa Atlántica se ha venido programando una reserva de 100 MW en la punta. En la práctica, la regulación en la horas de punta la efectúa TEBSA, fuera de punta la realiza Venezuela.

Venezuela cumple con los requisitos para regular, no regula en la punta debido a que en estas horas se declara indisponible.

El CNO autorizó a Venezuela y TEBSA a participar en el Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia para la costa Atlántica, dicha autorización se mantendrá mientras dure la condición de aislamiento. En este caso se continuarán aplicando las Resoluciones 198 de 1997 en lo operativo y la 064 de 2000 en lo comercial.

Los demás recursos de generación de la costa empezarán las pruebas tendientes a participar en el Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.

El margen de reserva que aplicará el CND a partir del 6 de octubre de 2000, para el despacho a ejecutarse el 7 de octubre, y mientras dure la condición de aislamiento será:

	PUNTA	FUERA DE PUNTA
INTERIOR	280	230
COSTA	80	50

Mientras dure la condición de aislamiento el CND definirá una holgura para el interior y otra para la costa Atlántica.

El ASIC consultará con la CREG si los contratos de traspaso de holgura se deben efectuar por planta o por agente.

El representante de la Electrificadora de Cundinamarca presenta un análisis sobre el impacto negativo que sobre las finanzas de las Distribuidoras y Comercializadoras tendrá la nueva asignación de las restricciones del SIN.

La asignación de los costos horarios por concepto de AGC se distribuye entre los generadores despachados centralmente en la hora respectiva en proporción a la Responsabilidad Comercial (RC), la cual está en función de la generación

Consejo Nacional de Operación CNO

programada. Por lo anterior, el Consejo considera que los costos por concepto de AGC hacen parte de los costos variables que los generadores deben tener en cuenta en la oferta de precios en la Bolsa de Energía.

2. DOCUMENTO IH 's

El Consejo aprueba enviar el Documento de IH's con la propuesta de aplicar un valor determinístico para aquellas plantas que generen hasta un 20% del tiempo, y para el resto aplicar la fórmula actual.

3. VARIOS

1) El ASIC pide aprobar una adición al acuerdo de la Reunión anterior sobre aplicación de curvas típicas para los agentes sobre los cuales no se tenga oportunamente la información de contadores.

- Para fronteras de Agentes Comercializadores diferentes a Fronteras de Usuarios finales: Se usará una curva típica de carga igual al último valor reportado para esa frontera, discriminando la curva para los días ordinario, sábado, domingo y festivo para la hora o las horas del día en que se hace necesario aplicarlo.
- Para fronteras de Generación: Para fronteras de entrega de energía de los generadores a cualquiera de las redes de transmisión o distribución para efectos de liquidación del Mercado Mayorista, se usará una generación real igual al mínimo valor entre la disponibilidad real y la generación programada para la hora o las horas del día en que se hace necesario aplicar la curva. Este cálculo se realizará por planta o unidad de generación, según sea el caso.
- Para el caso de fronteras de Generación, la implementación de este procedimiento debe estar lista a partir del 7 de octubre de 2000. para el caso de Agentes Comercializadores diferentes a fronteras de Usuarios Finales, el procedimiento debe estar implementado a partir del 1 de noviembre de 2000.

2) El Consejo le solicita al ASIC revisar la hora de envío de la información de la primera liquidación, con el fin de que los agentes dispongan de dos días reales para su verificación

El Presidente,



OMAR SERRANO R.

El Secretario Técnico,



GERMAN CORREDOR A.



CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA S.A. E.S.P.
ENERGIA FIRME Y CONFIABLE

ceder
acta 137

Barranquilla,

000238

02 NOV. 2000

Doctor
GERMAN CORREDOR AVELLA
Secretario Técnico
CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN
Santafé de Bogotá

Asunto: Comentarios acta reunión No. 137 del CNO.

Estimado Doctor Corredor:

Muy atentamente nos permitimos efectuar el siguiente comentario al acta preliminar de la reunión No. 137 del Consejo Nacional de Operación, con el objeto de que se considere en el acta definitiva, en lo pertinente a la Resolución CREG 064 de 2000, el cual fue discutido y acordado en la reunión de la referencia:

La asignación de los costos horarios por concepto de AGC se distribuye entre los generadores despachados centralmente en la hora respectiva en proporción a la Responsabilidad Comercial (RC), la cual está en función de la generación programada. Por lo anterior, el Consejo aclara que los costos por concepto de AGC hacen parte de los costos variables que los generadores deben incluir en la oferta de precios en la Bolsa de Energía.

Agradezco de antemano la atención prestada a nuestro comentario.

Cordialmente,

ANDRÉS YABRUDY LOZANO
Vicepresidente de Comercialización