

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

ACUERDO No. 368 Agosto 08 de 2006

Por medio del cual se autoriza la programación de Reserva Rodante en el área Caribe.

El Consejo Nacional de Operación en uso de sus facultades legales, en especial las conferidas en el Artículo 36 de la Ley 143 de 1994, la Resolución 8-0103 del 2 de febrero de 1995 del Ministerio de Minas y Energía, el Anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995 y según lo definido en la Reunión Extraordinaria No. 239 realizada el 8 de agosto de 2006 y,

CONSIDERANDO:

1. Que en la Resolución CREG 025 de 1995 – Código de Operación- se define Reserva Operativa como "la diferencia entre la suma de las capacidades disponibles de las unidades generadoras y la suma de la generación programada de las mismas en la hora considerada".
2. Que en la misma Resolución se define la Reserva Rodante como "la parte de la reserva operativa ubicada en plantas que están operando y puedan responder a cambios de generación en períodos de hasta 30 segundos".
3. Que respecto de la Reserva Rodante, la Resolución CREG 025 de 1995 estableció: "Se determina para las áreas operativas operando cerca al límite de transferencias, la reserva rodante mínima requerida en esas áreas y se distribuye entre las plantas consideradas disponibles para reserva rodante del área correspondiente".
4. Que el área Caribe, opera generalmente cerca de su límite de transferencias.
5. Que la mayoría de las plantas de generación conectadas en el área Caribe son térmicas, y en consecuencia, su tiempo de respuesta para cambios de generación es mayor que el de las plantas hidráulicas.
6. Que ante un evento en las líneas del Sistema de Transmisión Nacional STN que conectan el área Caribe con el resto del

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

Sistema Interconectado Nacional SIN, se alcanza un estado de Alerta en el área Caribe.

7. Que actualmente existe una alta probabilidad de ocurrencia de eventos que ocasionen indisponibilidad de las mencionadas líneas.
8. Que la Resolución CREG 025 de 1995 estableció con respecto a la coordinación de la operación: "Cuando alguna de las variables se encuentra por fuera de los rangos de operación establecidos, el CND coordina en forma directa o a través de los respectivos CRDs, las acciones necesarias para llevar al SIN a un punto de operación seguro usando los recursos disponibles y los servicios asociados a la generación de energía", y en consecuencia, ante la salida de una de las líneas a 500 kV con una transferencia máxima hacia el área Caribe, el Centro Nacional de Despacho CND debe coordinar acciones para disminuir la transferencia por la línea que queda en servicio para llevar al SIN a punto de operación seguro en el mínimo tiempo posible.
9. Que debido a la configuración del Sistema y al tipo de recursos de generación, en la mayoría de las áreas operativas diferentes del área Caribe, es posible llevar la operación del SIN a un punto seguro, posterior a la contingencia de una línea, en un período aproximado de treinta (30) minutos.
10. Que posterior a la ocurrencia de una contingencia, el CND puede utilizar la Reserva Operativa. Así mismo, el CND puede utilizar los recursos disponibles, en particular aquellas unidades que se declararon disponibles y que puedan ser conectadas rápidamente al sistema, generalmente plantas hidráulicas.
11. Que en el caso de las plantas térmicas, la reserva de unidades que se encuentren conectadas al sistema, Reserva Rodante, puede ser invocada en un tiempo menor que la reserva de unidades que no se encuentren conectadas.
12. Que para todos los efectos, el CND considera para la operación del SIN, la disponibilidad declarada de las unidades de generación para el Despacho y las características técnicas de las mismas unidades.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

13. Que los temas de Reserva Rodante en el área Caribe y Esquemas Suplementarios al EDAC fueron tratados en las reuniones 150 y 151 del Comité de Operación.

ACUERDA:

PRIMERO: Autorizar al CND a programar para el Despacho y el Redespacho, una reserva de generación total en el área Caribe, entre reserva rodante y la disponibilidad de los recursos no despachados, suficiente para que ante la contingencia sencilla en uno de los tramos de la conexión a 500 KV entre el centro del país y la Costa Atlántica, se pueda reducir el flujo por la línea que queda disponible después de la contingencia, en un lapso aproximado de treinta (30) minutos, al valor de seguridad de intercambio que garantiza que ante la pérdida adicional de éste circuito y con la única actuación del esquema EDAC nacional para el área, se minimice la probabilidad de colapso total en el área Caribe.

PARÁGRAFO: La presentación del Comité de Operación al Consejo Nacional de Operación y preparada por el CND se anexa a este acuerdo y hace parte integral del mismo.

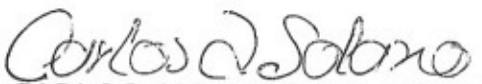
SEGUNDO: Para efectos del seguimiento al cumplimiento de este Acuerdo, el CND elaborará un informe mensual. Este Informe se analizará en el Comité de Operación y en el CNO.

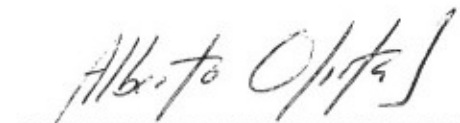
TERCERO: Con base en el análisis del informe mencionado en el Artículo SEGUNDO, el CNO podrá modificar el presente acuerdo.

CUARTO: El presente Acuerdo rige a partir del día de su firma y estará vigente hasta la entrada en operación comercial de los proyectos UPME 01 y 02 de 2003.

El Presidente ad hoc,

El Secretario Técnico,


CARLOS ALBERTO SOLANO B


ALBERTO OLARTE AGUIRRE

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

ANEXO

LOS EXPERTOS EN MERCADOS



RESERVA RODANTE COSTA ATLÁNTICA COMITÉ DE OPERACIÓN 151



ASPECTOS REGULATORIOS RESERVA RODANTE

La Resolución 25 de 1995 reglamentó la reserva rodante así:

"Se determina para las áreas operativas operando cerca al límite de transferencias, la reserva rodante mínima requerida en esas áreas y se distribuye entre las plantas consideradas disponibles para reserva rodante del área correspondiente, de acuerdo con la regla presentada en el Anexo CO-4."



CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

ASPECTOS REGULATORIOS ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS AL EDAC

La resolución CREG 061 de 1996 reglamentó los esquemas suplementarios al EDAC, así:

"En donde el esquema de desconexión nacional sea insuficiente, por ejemplo en áreas radiales o que a pesar de ser enmalladas se prevé su aislamiento del SIN, las empresas que estén localizadas en estas áreas deberán instalar esquemas suplementarios que permitan conservar parte de su carga y generación en condiciones de aislamiento. Estos esquemas suplementarios serán analizados entre el CND, los CRD's y las empresas involucradas y aprobados por el CNO."

El CND aclaró que estos esquemas han sido ampliamente usados en el país, en diferentes áreas y por diferentes tipos de causas.



Esquemas Suplementarios

ESQUEMAS DE CARGA



- Se usa en condiciones de **importación**
- Objetivo:
 - Disminución Generación mínima
 - Reducción sobrecargas
- Aparecen por:
 - Atentados o mantenimientos
 - Interconexión con conexión débil

ESQUEMAS DE GENERACIÓN

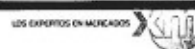


- Se usa en condiciones de **exportación**
- Objetivo:
 - Reducción de atrapamientos
 - Reducción sobrecargas
- Aparecen por:
 - Atentados o mantenimientos
 - Interconexión con conexión débil

ESQUEMAS DE TRANSMISIÓN



- Objetivo:
 - Reducción de atrapamientos
 - Reducción sobrecargas
- Aparecen por:
 - Pérdida de líneas
 - Esquemas de Separación de Areas



CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

ESTADOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

➤ Estado normal:

Todas las variables del sistema están dentro del rango normal de operación, por tanto no se presentan sobrecargas en ninguno de los equipos. El sistema opera de manera segura y es capaz de soportar una contingencia sin violar los límites de operación establecidos.

➤ Estado de alerta:

Es un estado de operación que se encuentra cercano a los límites de seguridad y que ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia.

➤ Estado de emergencia:

Es el estado de operación que se alcanza cuando se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o que no se puede atender totalmente la demanda.



COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN

La Regulación estableció en la Resolución CREG 025 de 1995, el procedimiento para llevar el sistema de un Estado de Alerta o Emergencia a un Estado Normal:

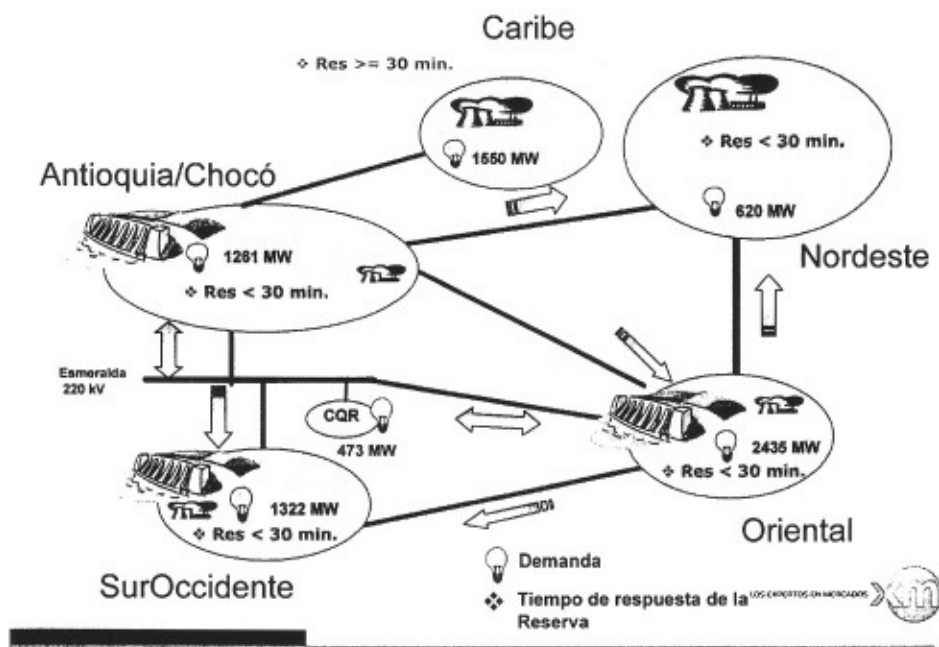
"Cuando alguna de las variables se encuentra por fuera de los rangos de operación establecidos, el CND coordina en forma directa o a través de los respectivos CRDs, las acciones necesarias para llevar al SIN a un punto de operación seguro usando los recursos disponibles y los servicios asociados a la generación de energía. "

El CND explicó que el tiempo requerido para llevar el sistema de un estado de alerta a un estado normal, depende del tipo de evento que se haya presentado, de las características técnicas de los recursos disponibles y del tiempo de respuesta de los servicios asociados a la generación de energía.



CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

RESPUESTA RESERVA DE GENERACIÓN EN LAS ÁREAS DEL SIN



ESTRATEGIAS POSIBLES

Reserva Fria + Reserva Rodante remanente:

La Reserva rodante remanente es la queda en forma natural después de realizar el despacho de máquinas que aportan a la generación de seguridad del área y no resultan copadas. De 2 a 6 horas dado que se requiere modificar entre 400 y 550 MW dependiendo el período horario.

Reserva Rodante para llegar a un intercambio del 45% de la demanda en 30 minutos + Reserva Rodante remanente + Esquema ESBF:

Hasta 30 minutos para alcanzar el 45% y entre 1.5 horas y 2 horas operación segura.

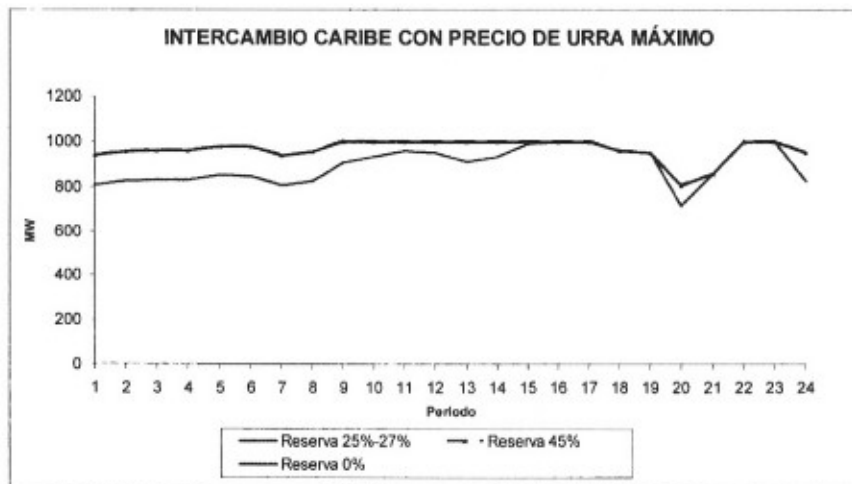
Reserva Rodante para llegar a un intercambio del 20 al 27% de la demanda en 30 minutos:

Hasta 30 minutos.



CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

EJEMPLOS INTERCAMBIOS COSTA CARIBE



LOS EXPERTOS EN MERCADOS

EJEMPLOS INTERCAMBIOS COSTA CARIBE



El límite de importación del área Caribe con una línea se consideró del 25% de la demanda a excepción de los periodos 19 a 21 que es del 27% de la demanda.

LOS EXPERTOS EN MERCADOS

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

DESPACHO PROGRAMADO

En la resolución CREG 04 de 2003, en la revisión del tema del Despacho con TIES, se estableció:

"Despacho Programado: Programación de los recursos de generación para un periodo de veinticuatro (24) horas mediante procesos de optimización diaria, tomando como referencia el Despacho Programado Preliminar, considerando las características técnicas de las plantas y unidades de generación y los requerimientos de AGC, según la regulación vigente."

En el Despacho programado preliminar, se considera el criterio del VERPC (Resolución CREG 062 de 2000).



PROBABILIDADES DE FALLA DE LOS CIRCUITOS 500

"en áreas radiales o que a pesar de ser enmalladas se prevé su aislamiento del SIN"

Fecha	Código del Subsistema	Descripción	Probabilidad de Falla	Disponibilidad Esperada (D0)
25/12/04	SsmLinCmtSc55	CERROMATOSO - SAN CARLOS 1 a 500 kV	8.95	91.04
25/12/04	SsmLinCmtSc552	CERROMATOSO - SAN CARLOS 2 a 500 kV	0.95	99.05
31/12/05	SsmLinCmtSc55	CERROMATOSO - SAN CARLOS 1 a 500 kV	12.48	87.52
31/12/05	SsmLinCmtSc552	CERROMATOSO - SAN CARLOS 2 a 500 kV	14.80	85.20
24/06/06	SsmLinCmtSc55	CERROMATOSO - SAN CARLOS 1 a 500 kV	9.89	90.11
24/06/06	SsmLinCmtSc552	CERROMATOSO - SAN CARLOS 2 a 500 kV	14.19	85.81



CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

ALTERNATIVAS ANALIZADAS EN C.O.

A1	Reserva fría + Reserva Remanente + ESBF
A2	Reserva fría + Reserva remanente + ESBF + Reserva Rodante para llegar al 45%
A3	Reserva fría + Reserva remanente + Reserva Rodante para llegar al 27%
A4	Reserva fría + Reserva remanente

Criterios considerados:

- Costo
- Confiabilidad (Tiempo para tener un punto seguro)
- Selectividad
- Racionamiento



ALTERNATIVAS ANALIZADAS EN C.O.

Se definieron calificaciones entre 1 y 4, siendo 1 la mejor calificación y 4 la peor. La evaluación fue la siguiente:

	A1	A2	A3	A4
Costo	2	3	4	1
Confiabilidad (tiempo)	3	2	1	4
Selectividad	2	2	1	1
Racionamiento	2	2	1	4

Por lo anterior, se discutieron con mayor profundidad las alternativas 2 y 3:

Alternativa 2: Reserva fría + Reserva remanente + ESBF + Reserva Rodante para llegar al 45%

Alternativa 3: Reserva fría + Reserva remanente + Reserva Rodante para llegar al 27%



CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

ALTERNATIVAS ANALIZADAS EN C.O.

Alternativa 2: La CREG debe aclarar las responsabilidades para la implementación, mantenimiento y operación de los esquemas suplementarios al EDAC.

Alternativa 3: Ofrece al área Caribe iguales condiciones de confiabilidad y seguridad (tiempo en el cual transita de un estado de alerta a un estado seguro) a las que tiene el resto del país, hay menores riesgos de no contar con la reserva rodante necesaria en el momento del evento, no se usan los esquemas suplementarios, los cuales no tienen selectividad para el área y aún no está definida la reglamentación y como consecuencia de una mayor generación obligada es efectivamente mas costosa.



ALTERNATIVAS ANALIZADAS EN C.O.

El Comité finalmente, acordó por mayoría recomendar el Consejo Nacional de Operación la adopción de la alternativa 3 hasta la entrada en operación de los proyectos UPME 01 y UPME 02 de 2003, momento en el cual la confiabilidad del área Caribe se mejora por la operación de tres enlaces del área con el resto del SIN.

ISAGEN manifestó que el CNO debería analizar las alternativas 2 y 3, teniendo en cuenta criterios económicos.

