

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN C.N.O.

ACUERDO No. 233 Mayo 24 de 2002

Por el cual se aprueba el Esquema de Deslastre Automático de Carga

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, su Reglamento interno y según lo acordado en la reunión No. 174 del C.N.O. celebrada el 23 de mayo de 2002, y

CONSIDERANDO

1.- Que el artículo 36 de la Ley 143 de 1994, creó el CONSEJO NACIONAL DE OPERACION que tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación.

2.- Que de conformidad con el artículo 34 de la Ley 143 de 1994, el CND debe; *"a. Planear la operación de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica."* ciñéndose a lo establecido en el Reglamento de Operación y en los acuerdos del CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

3.- Que la resolución CREG061-1996 modificó la resolución CREG025-1995 en su numeral 2.2.4 el cual estableció: *"Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia: El esquema será sometido a disposición de las empresas a finales de abril de cada año. El CND revisará la propuesta teniendo en cuenta los comentarios de las empresas y colocará a su disposición el informe del esquema definitivo antes del 31 de mayo de cada año. Las empresas deberán tener implantado el esquema antes del 30 de junio del mismo año."*

4.- Que el Subcomité de estudios Eléctricos en su reunión 077 de mayo 16 de 2002, dio visto bueno al Esquema de Deslastre Automático de Carga por Baja Frecuencia presentado por el CND.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN C.N.O.

ACUERDA:

PRIMERO.- Aprobar el Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia -EDAC- presentado en el documento ISA-UEN-CND-08402 "Evaluación y Análisis del Esquema de Desconexión Automática de carga por baja frecuencia del SIN año 2001 y propuesta para el año 2002", el cual forma parte del presente Acuerdo como Anexo N° 1.

SEGUNDO: Para la aplicación del Esquema, se tendrán en cuenta las condiciones que se acuerden con los agentes para situaciones de fragmentación de la red.

TERCERO.- El presente Acuerdo rige a partir de la fecha, deroga todos los acuerdos que le sean contrarios y substituye el Acuerdo N°130 de 2001.

Dado en Bogotá D.C. a los 24 días del mes de mayo de 2002.

El Presidente,

RAFAEL PEREZ



El Secretario Técnico,

GERMÁN CORREDOR A.



CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN C.N.O.

ANEXO No 1

EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DEL ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA DEL SIN AÑO 2001 Y PROPUESTA PARA EL AÑO 2002

**DIRECCIÓN PLANEACIÓN DE LA OPERACIÓN
GERENCIA CENTRO NACIONAL DE DESPACHO**

**Documento ISA UENCND 084-02
Medellín, mayo 20 de 2002**

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

TABLA DE CONTENIDO

1. OBJETIVO.....	4
2. ANTECEDENTES.....	4
3. OPERACIÓN DEL EDAC DURANTE EL 2001	6
3.1. REPORTE DE SEGUIMIENTO AL EDAC DE MAYO A JUNIO DEL 2001 ..	6
3.2. REPORTE DE SEGUIMIENTO DE JULIO A OCTUBRE DEL 2001	7
3.3. EVENTO DE DICIEMBRE 13 DE 2001	8
3.3.1 Descripción del evento.....	8
3.3.2 Información Disponible.....	8
3.3.3 Análisis del evento	12
4. CONCLUSIONES	14

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

1. OBJETIVO

Analizar el comportamiento del esquema vigente de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia -EDAC- del Sistema Interconectado Nacional -SIN- durante el año 2001 y evaluar y proponer esquemas adicionales para el sistema, ante configuraciones de red específicas para la operación del 2002.

2. ANTECEDENTES

El Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia -EDAC- es una estrategia de respaldo del SIN para mantener la frecuencia dentro sus valores operativos frente a desbalances generación – demanda, provocados por eventos como disparos o pérdidas de carga de unidades de generación o fraccionamientos de la red. En la resolución CREG 061 de 1996 se establece como responsabilidad del CND el diseño del esquema EDAC del SIN, la cual expresa textualmente:

“Mediante estudios de estabilidad dinámica y aplicando los criterios definidos en este Código, el CND determinará para cada área operativa el número de etapas a implementar, el porcentaje de demanda total a desconectar en cada etapa y la temporización correspondiente. El esquema será sometido a consideración de las empresas a finales de abril de cada año. El CND revisará la propuesta teniendo en cuenta los comentarios de las empresas y colocará a su disposición el informe del esquema definitivo antes del 31 de mayo de cada año. Las empresas deberán tener implantado el esquema antes del 30 de junio del mismo año”.

El esquema EDAC vigente fue aprobado en el Subcomité de Estudios Eléctricos el 13 de mayo de 1998 y ha sido ratificado en los últimos años. En la Tabla 1 se presenta el esquema EDAC vigente.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Etapa	Umbral de Frecuencia (Hz)	Desconexión de Carga (%)	Retardo Intencional (ms)
1	59.4	5	200
2	59.2	5	200
3	59.0	5	400
4	58.8	5	400
5	58.6	5	600
6	58.6	5	1000
7	58.4	5	2000
8	58.4	5	4000

Tabla 1. Esquema EDAC vigente

3. OPERACIÓN DEL EDAC DURANTE EL 2001

De la información recopilada por el CND para seguimiento del esquema EDAC durante el año 2001, se tienen disponibles los reportes de **Mayo a Junio y Julio a Octubre del 2001**. A continuación se presentan los aspectos más relevantes de esta información.

3.1 REPORTE DE SEGUIMIENTO AL EDAC DE MAYO A JUNIO DEL 2001

Durante todo este período se operó con la Costa Atlántica aislada. El **Total de eventos** presentados es **29**, de los cuales uno corresponde al sistema central y los demás a la Costa Atlántica aislada.

En total se tienen 13 eventos que implicaron actuación del EDAC con frecuencia superior a 59.4 Hz.

De los 28 eventos de la Costa, 14 de ellos (50%) fueron ocasionados por variaciones de carga de la mina de Cerromatoso.

Se simuló el evento de mayor incidencia en la Costa Atlántica con frecuencia mínima de 58.21 Hz (31 de mayo) producido por disparo de las unidades de Termocandelaria 1 y 2 con 283 MW, ocasionando disparo de servicios auxiliares de toda la planta.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

En este evento y según el reporte aproximado de demanda (sin contar la subárea Cerromatoso), el desbalance Generación/Demanda es del 32%. Considerando la participación actual de la carga de Cerromatoso en el área Caribe, se tiene una demanda aproximada del orden de 190 MW en Cerromatoso, con lo cual el **desbalance real Generación/Demanda es del 18.6%**.

En la simulación se obtuvo una frecuencia mínima de 58.74 Hz, es decir 0.53 Hz por encima del registro real, con una frecuencia de recuperación bastante rápida, alcanzando el umbral de la primera etapa a los 9 segundos.

En este informe, no se tiene suficiente información que permita hacer un análisis adecuado de este evento, ya que según el registro real, se presentó una frecuencia mucho menor, sin embargo, la desconexión de carga es similar y la recuperación de la frecuencia es más lenta. Adicionalmente, es necesario aclarar el efecto de la interconexión con Venezuela, ya que las pendientes de caída de la frecuencia son muy diferentes en esta condición de operación y en el caso simulado no se consideró el efecto de esta interconexión.

En casi la totalidad de eventos se tenía aislada el área Caribe, lo cual no permite hacer un análisis para todo el SIN. Sin embargo, se ve la necesidad de analizar la actuación del esquema para proteger el área Caribe (aislada) ante desbalances Generación-Demanda.

3.2. REPORTE DE SEGUIMIENTO DE JULIO A OCTUBRE DEL 2001

Se presentaron en **total 13 eventos**, nueve corresponden a la Costa Atlántica aislada (mes de julio) y sólo cuatro con el sistema interconectado (octubre), de estos, uno corresponde al disparo del circuito San Carlos-Cerromatoso 2 ocasionando aislamiento de la Costa.

En total se tienen 6 actuaciones del EDAC con frecuencia superior a 59.4 Hz, uno con el sistema interconectado y los otros 5 en la Costa Atlántica aislada.

Los eventos que se simularon en el informe son los de mayor impacto en el SIN, y corresponden al 11 de julio y al 03 de octubre. En el primero se encontraba aislada la Costa y el segundo es un evento que provoca aislamiento del área Caribe.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

El evento del 03 de octubre, se produjo a las 05:04 con el disparo del circuito San Carlos-Cerromatoso 2 por falla de alta impedancia sobre la fase B, aislando la Costa del resto del país. En este evento la frecuencia bajó a 58.49 Hz en el área Caribe.

En conclusión, en todos los eventos analizados se presenta la condición de aislamiento del área Caribe del resto del SIN, lo cual no permite hacer un análisis del esquema vigente para el sistema integrado.

Posteriormente, en diciembre 13 del 2001, se presentó un evento de gran magnitud en el SIN, con una frecuencia mínima de 58.65 Hz, para el cual se encontraba interconectado todo el sistema, lo que permite evaluar el comportamiento del EDAC actual del SIN. Por lo tanto, en este documento se presenta el análisis detallado para este evento.

3.3. EVENTO DE DICIEMBRE 13 DE 2001

3.3.1. Descripción del evento

El 13 de diciembre de 2001 a las 19:35 se presentó disparo del interruptor S200 en Chivor, por operación de la protección diferencial de barras luego de la explosión del transformador de corriente -CT- y transformador de voltaje -PT- de la bahía de línea en Chivor del circuito 2 a Sochagota. Este evento ocasionó una salida en cascada de líneas y unidades de generación en el área Oriental, y posterior disparo de elementos del área Caribe, presentándose una **frecuencia mínima en el sistema de 58.65 Hz**.

Algunas salidas de elementos del SIN confirmadas y sus causas son las siguientes: El disparo de los circuitos 1 y 2 Torca - Guavio por sobrecarga y el disparo del circuito Reforma - Guavio por sobretensión. Adicionalmente, disparan los circuitos 1 y 2 Chinú - Sabanalarga por actuación de la protección df/dt en segunda etapa y en Cerromatoso las bahías de transformación 2 y 3 se disparan por sobreexcitación.

3.3.2. Información Disponible

Información del SOE

La información extraída del SOE de los eventos en que se presentó apertura ó cierre de líneas, equipos de transmisión y unidades de generación se presenta en la Tabla 2.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Hora	Evento
19:35:11.282	Disparo trifásico del cto 1 Chivor-Sochagota
19:35:12.456	Disparo trifásico del cto 2 Chivor-Sochagota
19:35:15.080	Sale la unidad 3 de Chivor
19:35:15.106	Sale la unidad 4 de Chivor
19:35:15.190	Disparo trifásico del cto 2 Chivor-Torca
19:35:15.200	Disparo trifásico del cto 1 Chivor-Torca
19:35:15.200	Cierra el cto 1 Chivor-Sochagota
19:35:15.220	Disparo trifásico del cto 1 Chivor-Sochagota
19:36:23.660	Disparo trifásico del cto 2 Guavio-Torca
19:36:23.682	Disparo de la unidad 5 de Chivor
19:36:24.330	Disparo de la línea Sabana-Chinú 2
19:36:24.360	Disparo de la línea Sabana-Chinú 1
19:36:24.610	Cierra el cto 2 Guavio-Torca
19:36:24.645	Sale la unidad 7 de Chivor
19:36:24.672	Sale la unidad 8 de Chivor
19:36:25.302	Sale la unidad 6 de Chivor
19:37:18.030	Disparo de Guavio-Villavicencio
19:37:23.582	Disparo del Transformador 3 de Cerromatoso (360 MVA)
19:37:27.630	Disparo del Transformador 2 de Cerromatoso (360 MVA)
19:37:29.181	Salen los VQ's de Cerromatoso
19:37:46.530	Disparo de Urrá-Cerromatoso cto 2
19:37:49.470	Disparo de Urrá-Cerromatoso cto 1
19:37:52.520	Disparo del Transformador de Urrá
19:38:06.730	Sale la unidad 3 de Guavio
19:38:21.730	Sale la unidad 4 de Guavio
19:38:23.250	Sale la unidad 1 de Guavio
19:38:30.950	Sale la unidad 5 de Guavio

Tabla 2.. Resumen SOE del evento del 13 de diciembre del 2001

Archivos para Simulación

Se dispone del archivo de generación-demanda del redespacho del SIN para este día, en el cual se tiene una demanda total del SIN de 7356 MW. En la Tabla 3 se presenta el detalle de la demanda de cada una de las áreas del sistema.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

El despacho de generación para Guavio es de 1000 MW y para Chivor 750 MW . Respecto a la topología de la red, para las condiciones prefalla, se presentaba indisponibilidad de varias líneas del STN asociadas al área Oriental, que contribuyen a un mayor detrimento del sistema ante el evento.

Los elementos indisponibles eran:

- Línea Guatapé – Calderas 110 kV
- Línea Calderas – Río Claro 110 kV
- Circuitos 1 y 2 San Carlos – Ancón Sur 220 kV
- Circuitos 1 y 2 San Carlos – Esmeralda 220 kV
- Circuito 1 San Carlos - Cerromatoso 500 kV
- Circuitos 1 San Carlos - Virginia 500 kV
- Línea Popayán – Río Mayo 115 kV
- Línea Urrá – Urabá 220 kV
- Línea Palos – Tasajero 220 kV.
- Línea en T: San Carlos – Porce – Barbosa 220 kV
- Línea Tunal – Reforma 220 kV.
- Línea Tunal – Guavio 220 kV.
- Línea Jaguas – Malena 220 kV
- Circuitos. 1 y 2 Guatapé - Jaguas 220 kV
- Circuito. 2 San Carlos – Purnio 220 kV
- Transformador 1 de Envigado 110/44/13.2 kV
- Línea Playas – Guatapé 220 kV
- Línea Playas – Oriente 220 kV
- Línea Guatapé – Miraflores 220 kV
- Línea Guatapé – Barbosa 220 kV

Información del EDAC reportada por los agentes

Según la información reportada por los agentes respecto a la demanda total deslastrada para cada una de las áreas, se observa una participación total del SIN del 20%, coherente con la evolución de la frecuencia. En la Tabla 3 se presenta la participación del EDAC para este evento en cada una de las subáreas del sistema.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Subárea	Demanda (MW)	Desconexión de carga	
		(MW)	% Dem.área
Antioquia-Chocó	1220	271	22
Bogotá	1709	300	18
Meta	97	97	100
Valle del Cauca	905	146	16
Nordeste (*)	733	108	15
CQR	465	75	16
Tolima	190	16	8.5
Huila-Caquetá	151	21	14
Cauca-Nariño	299	49	16.5
Costa Atlántica	1587	394	25
Total SIN	7356	1477	20

Notas:

(*): No incluye la demanda de Corozo. Para efectos del EDAC, esta carga se desconecta instantáneamente ante cualquier evento que provoque una caída de frecuencia ≤ 59.6 Hz

Tabla 3. Actuación del EDAC, evento del 13 de diciembre del 2001

Registro de frecuencia

En la Figura 1 se presenta el registro de frecuencia para este evento, con una resolución de 1 dato por segundo.

A pesar de que el registro no posee la resolución que se necesita para hacer una evaluación detallada del esquema EDAC, nos permite evaluar en forma general el comportamiento prefalla, la evolución de la frecuencia durante el evento y postfalla.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

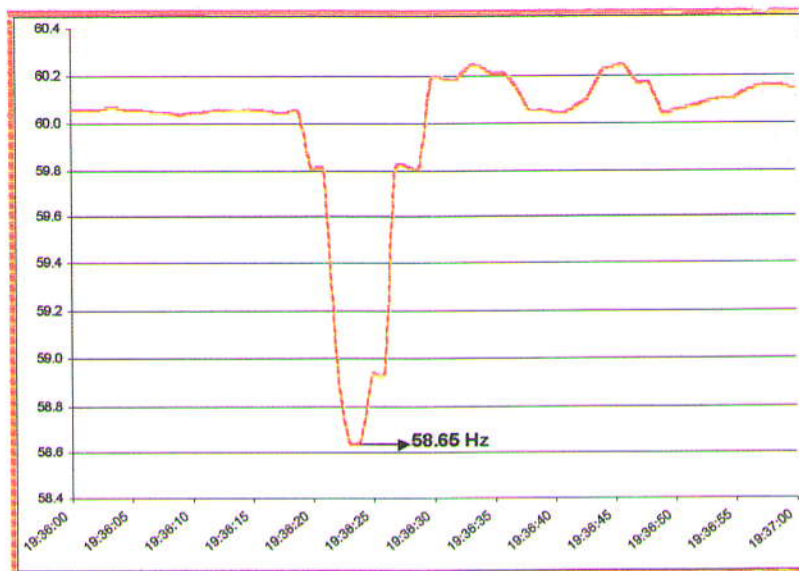


Figura 1. Registro de frecuencia evento del 13 de diciembre del 2001

3.3.3. Análisis del evento

Supuestos para la simulación del evento

Es importante aclarar que, dado que los resultados de la simulación con el DigSilent tienen una resolución de 100 datos por segundo, y el registro de frecuencia una resolución de 1 dato por segundo, no es posible hacer una comparación adecuada.

Al simular el evento con la secuencia del SOE, no se logra reproducir la frecuencia del mismo, ya que con esta secuencia de eventos no se obtiene una frecuencia que alcance a activar ni siquiera la primera etapa del EDAC. Por lo tanto, basados en el registro de frecuencia y en la información recopilada del análisis postoperativo, se simuló una secuencia de eventos coherente con la evolución de frecuencia del mismo, así:

t = 10 ms	Disparo del cto 1 Chivor – Sochagota
t = 30 ms	Disparo del cto 2 Chivor – Sochagota

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

t = 70 ms	Disparo de 3 unidades de Chivor con 375 MW en total
t = 2.0 s	Disparo del cto 1 Chivor – Torca
t = 2.2 s	Disparo del cto 2 Chivor – Torca
t = 2.4 s	Disparo del cto 1 Guavio – Torca
t = 2.4 s	Disparo del cto 2 Guavio – Torca
t = 2.6 s	Disparo del cto Guavio – Villavicencio
t = 3.0 s	Disparo del cto 1 Guavio – Circo
t = 3.0 s	Disparo del cto 2 Guavio – Circo
t = 4.0 s	Disparo del cto 1 Guavio – Chivor
t = 4.0 s	Disparo del cto 2 Guavio – Chivor

Análisis de resultados

En este caso se presenta pérdida de la generación de Guavio y Chivor con 1750 MW, para un desbalance generación/demanda del SIN del 23.8%. En el Anexo 1, Figura A1, se presenta la respuesta de frecuencia para este evento, para la cual se observa un valor mínimo de 58.63 Hz.

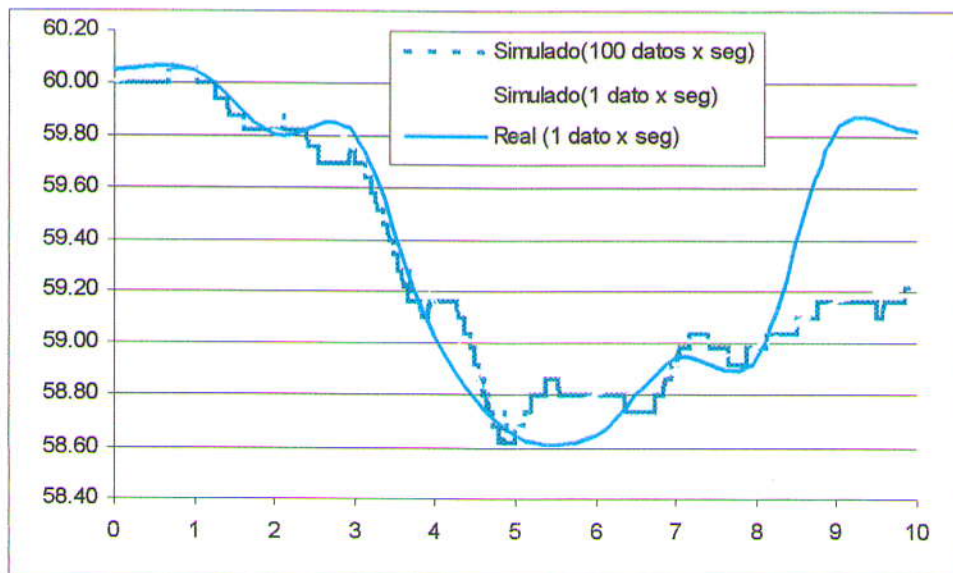


Figura 2. Comparación entre el registro real de frecuencia y el resultado de la simulación

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

En la Figura 2 se presenta la comparación entre los resultados de la simulación, para la cual se considera el esquema EDAC vigente (ideal) y el registro real de frecuencia.

Las curvas azul y roja corresponden a los resultados de la simulación, para diferentes resoluciones, así: La curva Azul presenta los resultados con resolución de 100 datos por segundo mientras que la Roja presenta 1 dato por segundo y la curva verde corresponde al registro real de frecuencia con 1 dato por segundo.

Los resultados obtenidos en la simulación son muy similares al registro real de frecuencia en cuanto a la frecuencia mínima obtenida y las pendientes de caída de la frecuencia. Las diferencias fundamentales se presentan a partir de los 8 segundos después de ocurrido el evento, es decir, en la recuperación del sistema.

Para este evento la frecuencia mínima obtenida del registro real es **58.65 Hz** y del resultado de la simulación es **58.63 Hz** con resolución de 100 datos por segundo y de **58.68 Hz** para resolución de 1 dato por segundo, lo cual muestra la importancia de disponer de un registro de buena resolución que permita hacer comparaciones más adecuadas. Sin embargo, la frecuencia mínima obtenida en la simulación es muy similar al registro disponible, indicando una adecuada respuesta del esquema EDAC actual.

La frecuencia de recuperación del sistema a los 10 segundos está por encima de 59.8 Hz en el registro real, mientras que en la simulación alcanza sólo 59.2 Hz, indicando que la desconexión real fue mayor a la requerida por el sistema ó que se presentó mayor participación de la regulación primaria.

En términos de desconexión de carga y de acuerdo con el valor mínimo de frecuencia registrado, se presentó una adecuada participación del esquema EDAC, ya que tanto en el reporte entregado por los agentes de desconexión de carga, como en la simulación, se tiene actuación de las 4 primeras etapas del EDAC, es decir, una desconexión total del 20% de la demanda del SIN.

4. CONCLUSIONES

Con el evento del 13 de diciembre del 2001, que representó un desbalance Generación/Demanda del SIN del 24%, se puso a prueba la efectividad del esquema EDAC actual del SIN.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

Del análisis de este evento, se verificó que el esquema EDAC actual, responde adecuadamente a las necesidades del sistema, tanto en porcentajes de desconexión de carga por etapa como en ajuste de los umbrales de frecuencia y temporización, pese a las condiciones de topología degradada que presentaba el sistema previas al evento.

Del seguimiento al EDAC durante el 2001, se observó la necesidad de revisar para el área Caribe aislada, la respuesta del esquema actual ante posibles desbalances Generación – Demanda, y analizar para grandes desbalances la necesidad de implementar esquemas suplementarios adicionales.

El CND presentó a consideración del SEE de abril de 2002, la propuesta de esquema complementario para la Costa Norte en operación aislada del SIN (documento ISA UENCND 029-02 de marzo de 2002). La empresa Electrocosta – Electricaribe en el proceso de comentarios establecido regulatoriamente, manifestó que contaban con un esquema de desconexión adicional a nivel del sector industrial que se activa para eventos de gran magnitud (frecuencia < 59 Hz). En la reunión del SEE de mayo se recomendó ratificar el esquema vigente y analizar la validez del esquema adicional en la Costa Norte una vez se le envíe al CND la información detallada.