

# CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

---

## ACUERDO No. 393

Mayo 31 de 2007

Por el cual se actualiza el Esquema de Desconexión Automático de Carga por Baja Frecuencia y la realización de pruebas a dicho Esquema

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. 253 del CNO. celebrada el 31 de mayo de 2007 y,

### CONSIDERANDO

1. Que el artículo 36 de la Ley 143 de 1994, creó el CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN 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 a 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 Automático 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 en el año 2002 el CND propuso la implementación de un mecanismo de verificación del esquema instalado por parte de cada uno de los Operadores de Red.
5. Que dicha propuesta se plasmó en el Acuerdo CNO 278 de diciembre 18 de 2003.

# CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

## CNO

---

6. Que el Comité de Operación en su reunión 130 del 17 de febrero de 2005 analizó la propuesta de acuerdo estructurada por el Subcomité de Estudios Eléctricos y el Comité de Distribución, y dio concepto favorable, CO-46.
7. Que el Consejo Nacional de Operación en su reunión No 216 del 24 de febrero de 2005 analizó dicha propuesta, y mediante Acuerdo CNO 319 acordó que el Subcomité de Estudios Eléctricos en abril de cada año, una vez presentado en este Subcomité el informe de la actuación del esquema en el año precedente, definirá las etapas a las cuales se les harán pruebas del esquema.
8. Que el Subcomité de Estudios Eléctricos en su reunión 141 de mayo 23 de 2007, dio visto bueno al Esquema de Desconexión Automático de Carga por Baja Frecuencia presentado por el CND, y recomendó realizar pruebas a las etapas 3 y 4 del Esquema.
9. Que el Comité de Operación en su reunión 161 de mayo 24 de 2007 recomendó, mediante concepto CO-81, la ratificación del Esquema de Desconexión Automático de Carga por Baja Frecuencia y las pruebas de las etapas 3 y 4 del Esquema recomendadas por el Subcomité de Estudios Eléctricos, en su reunión 141 de mayo 23 de 2007.

### ACUERDA

**PRIMERO:** Ratificar el Esquema de Desconexión Automático de Carga por Baja Frecuencia -EDAC- presentado en el documento XM CND 2007 048 "*Evaluación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia -EDAC- 2006*", el cual forma parte del presente Acuerdo como Anexo No 1. Igualmente, ratificar las conclusiones principales del citado documento:

- Se mantiene el actual Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia el cual cubre un 40% del total de la demanda, distribuido en 8 etapas con desconexiones de carga del 5% (con retardos desde 200 ms en las dos primeras etapas, 400 ms en las dos siguientes y hasta 4 s en la última etapa).

**SEGUNDO:** Realizar pruebas a las etapas 3 y 4 del Esquema EDAC, conforme a lo establecido en el Acuerdo CNO 319 de febrero 24 de 2005.

---

Acuerdo 393

2

# CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

---

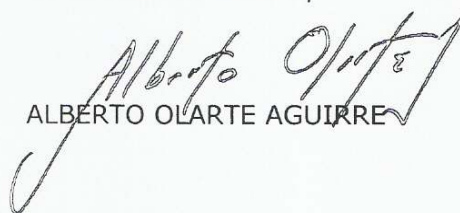
**TERCERO:** El presente Acuerdo rige a partir de la fecha, deroga todos los Acuerdos que le sean contrarios y sustituye el Acuerdo CNO 357 de 2006.

Dado en Bogotá D.C. a los 31 días del mes de mayo de 2007.

El Presidente,

  
FERNANDO GUTIÉRREZ MEDINA

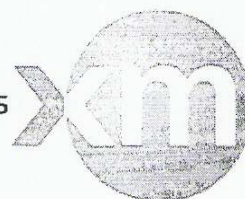
El Secretario Técnico,

  
ALBERTO OLARTE AGUIRRE

40  
11



LOS EXPERTOS EN MERCADOS



# **Evaluación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia -EDAC- 2006**

Gerencia Centro Nacional de Despacho  
Dirección Planeación de la Operación  
Documento XM CND 2007 48  
Mayo 28, 2007



Empresa del  
**GRUPO ISA**

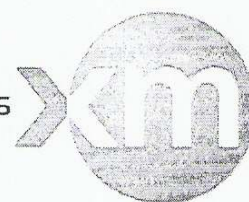


LOS EXPERTOS EN MERCADOS



Empresa del  
**GRUPO ISA**



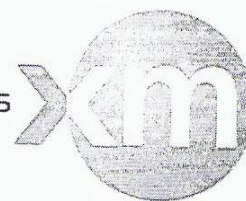


## Contenido

|           |                                                                                   |           |
|-----------|-----------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b>  | <b>INFORME EJECUTIVO</b>                                                          | <b>1</b>  |
| <b>2</b>  | <b>OBJETIVO</b>                                                                   | <b>2</b>  |
| <b>3</b>  | <b>MARCO REGULATORIO Y CRITERIOS</b>                                              | <b>3</b>  |
| <b>4</b>  | <b>CONSIDERACIONES</b>                                                            | <b>4</b>  |
| <b>5</b>  | <b>ANTECEDENTES</b>                                                               | <b>5</b>  |
| <b>6</b>  | <b>OPERACIÓN DEL EDAC DEL SISTEMA COLOMBIANO DESDE 1997</b>                       | <b>6</b>  |
| 6.1       | ANÁLISIS DE RESULTADOS                                                            | 8         |
| <b>7</b>  | <b>OPERACIÓN DEL EDAC DEL SISTEMA COLOMBIANO DURANTE EL ÚLTIMO AÑO</b>            | <b>9</b>  |
| <b>8</b>  | <b>SÍNTONIA DEL MODELO</b>                                                        | <b>14</b> |
| 8.1       | EVENTO 4 DE DICIEMBRE DE 2006 (19:03 HORAS)                                       | 14        |
| 8.2       | EVENTO 26 DE ABRIL DE 2007 (09:58 HORAS)                                          | 17        |
| 8.3       | CONCLUSIONES DEL MODELO                                                           | 20        |
| <b>9</b>  | <b>RESPUESTA DEL EDAC IMPLEMENTADO ANTE EVENTOS INSTANTÁNEOS DE GRAN MAGNITUD</b> | <b>20</b> |
| 9.1       | Demanda mínima                                                                    | 20        |
| 9.2       | Demanda media                                                                     | 23        |
| 9.3       | Demanda máxima                                                                    | 25        |
| 9.4       | Resumen de resultados                                                             | 27        |
| 9.5       | Sensibilidad a la aceleración de las últimas etapas del EDAC por $df/dt$          | 28        |
| <b>10</b> | <b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>                                             | <b>30</b> |







## 1 INFORME EJECUTIVO

Se presenta el análisis del comportamiento del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia -EDAC- del Sistema Colombiano, teniendo en cuenta los criterios establecidos en la resolución CREG 061 de 1996.

Para el Sistema colombiano las cargas a desconectar son definidas por cada empresa distribuidora y corresponden a un 40% del total de la demanda del país, distribuidos en 8 etapas con desconexiones de carga del 5% y con retardos de tiempos que van desde los 200 ms para las primeras etapas hasta 4 s para la última etapa.

De otro lado, el Sistema Eléctrico de Potencia -SEP- de Ecuador cuenta con etapas similares a las del Sistema eléctrico Colombiano en cuanto a umbrales de frecuencia se refiere, con 6 etapas para un total de desconexión del 50% de la demanda del país y habilitado en todas las barras de carga de este sistema de potencia. Este esquema se caracteriza por la desconexión rápida de todas las etapas con un retardo intencional de 200 ms para cada una de sus etapas.

Durante los últimos (1997 hasta 2007) se ha podido recopilar una buena cantidad de eventos transitorios de frecuencia sobre el SEP de Colombia incluyendo eventos con la operación coordinada entre los sistemas de Colombia y Ecuador; cabe agregar que esta interconexión, a 230 kV, comenzó a operar en marzo del año 2003.

A modo de resumen estadístico, se muestran el número de eventos que han activado el EDAC durante los últimos años:

*Tabla 1 Eventos durante los últimos años*

| Año  | Cantidad Eventos con actuación del EDAC |
|------|-----------------------------------------|
| 1997 | 28                                      |
| 1998 | 21                                      |
| 1999 | 34                                      |
| 2000 | 96                                      |
| 2001 | 29                                      |
| 2002 | 71                                      |
| 2003 | 22                                      |
| 2004 | 19                                      |
| 2005 | 17                                      |
| 2006 | 11                                      |
| 2007 | 4                                       |

Estos eventos han originado desbalances entre la generación y la demanda, poniendo a prueba el desempeño del EDAC Colombiano.

Durante el año 2006 y el primer cuatrimestre de 2007, se presentaron 15 eventos que activaron el EDAC; a continuación se describen los de mayor impacto en el sistema.

- Junio 02 de 2006, pérdida de 761 MW de generación en San Carlos.

- Diciembre 04 de 2006 (19:03 y 21:33), estos eventos ocasionaron pérdida por sobrecarga de circuitos a nivel de 115 kV y de 230 kV en las áreas Oriental y Nordeste, pérdida de generación en las áreas Oriental y Nordeste, apertura de la interconexión Colombia – Ecuador, demanda no atendida en el Norte de Bogotá, operación del sistema en dos áreas aisladas y actuación del Esquema de Desconexión Automática de Carga - EDAC -.
- Abril 26 de 2007, se presenta colapso del sistema eléctrico de todo el SIN.

De los 352 eventos que ha soportado el SEP de Colombia hasta mayo del 2007, y que han activado el EDAC, se evidencia lo siguiente:

- El EDAC que actualmente se encuentra implementado en el SEP Colombiano, es lo suficientemente robusto para desbalances instantáneos inferiores al 30% (Ver Anexo 1), pues permite deslastrar adecuadamente, en los tiempos de retardo de cada etapa, la carga justa y necesaria que ha requerido el SEP para recuperar el balance carga-generación después de cada evento de este tipo.
- En general, las áreas eléctricas alcanzan los 59.4 Hz a los 10 seg de sucedido cada evento.
- De acuerdo con los registros obtenidos para estos años (2002-2007), cerca del 91% de los eventos ocasionan la actuación del EDAC dentro del umbral de las tres primeras etapas, que son las más rápidas en su actuación.

De acuerdo con lo anterior, se obtienen las siguientes conclusiones:

- Mantener el porcentaje de desconexión de carga en el 5% en Colombia para todas las etapas por su efectividad ante los diversos desbalances al minimizar la carga desconectada en los tiempos de retardo implementados, para desbalances instantáneos de hasta del 30%. Para otros desbalances instantáneos, de mayor magnitud, se requieren otras medidas adicionales.
- Es necesario que todas las empresas se comprometan a implementar en su totalidad el EDAC de acuerdo con las recomendaciones de años anteriores.

## 2 OBJETIVO

- Analizar el comportamiento del esquema vigente de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia -EDAC- del Sistema Colombiano operando en forma interconectada con Ecuador.
- Verificar que el EDAC satisfaga los parámetros fundamentales: Umbrales de frecuencia, temporización de los relés y porcentaje (%) de carga a deslastrar, para diferentes condiciones de desbalance.
- Proponer medidas complementarias al EDAC actual para eventos instantáneos de gran magnitud.



### 3 MARCO REGULATORIO Y CRITERIOS

---

#### CREG 061/96

##### Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia:

- El disparo de la unidad de mayor capacidad del sistema no deberá activar la primera etapa de desconexión.
- En ningún momento la frecuencia podrá ser inferior a 57.5 Hz. Esta restricción la establecen las unidades térmicas, las cuales no podrán operar por debajo de esta frecuencia un tiempo superior a 48 segundos durante su vida útil.
- En contingencias se debe minimizar el tiempo que la frecuencia permanezca por debajo de 58.5 Hz, para evitar la pérdida de vida útil de las plantas térmicas. Según recomendación de fabricantes estas plantas pueden operar con esta frecuencia hasta 30 minutos durante toda su vida útil.
- Después de 10 segundos de ocurrido un evento, la frecuencia del sistema deberá estar por encima del umbral de la primera etapa del esquema de Desconexión Automática de Carga.
- Se deberá optimizar la cantidad de carga a desconectar en eventos, evitando al máximo la sobrefrecuencia, es decir, frecuencias superiores a 60 Hz después de ocurrido un evento.

##### Diseño del Esquema:

- Cada empresa distribuidora habilitará hasta el 60% de su demanda para ser desconectada por relés de baja frecuencia, con el fin de que el SIN pueda soportar la salida de grandes plantas de generación y se eviten, en lo posible, colapsos totales.
- 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 manejo y distribución de la carga a desconectar será efectuado por áreas operativas, de forma tal que cada una de ellas cumpla con los porcentajes asignados. Asimismo, al interior de cada una de las áreas operativas se asignarán los porcentajes de desconexión por empresa distribuidora, el cual se calculará como la demanda del distribuidor sobre la demanda total del área operativa a que pertenezca.
- Cada empresa distribuidora en coordinación con las comercializadoras que operen en su área de influencia, seleccionará los usuarios que estarán en las diferentes etapas de Desconexión Automática de Carga, excluyendo en lo posible a los usuarios no regulados aislables, excepto cuando esté comprometida la seguridad del sistema.



- Una vez transcurrido el transitorio y obtenida una condición estable en la frecuencia, el restablecimiento de la carga desconectada por los relés de baja frecuencia se hará bajo coordinación de los CRD's<sup>1</sup> y el CND. Ante la imposibilidad de reposición de carga por restricciones operativas, se aplicarán las mismas normas establecidas en este Código para la desconexión de carga en casos de emergencia y el estatuto de racionamiento.
- 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.

#### Supervisión del Esquema :

- Las empresas informarán al CND y los CRD's según el caso, sobre los circuitos seleccionados para desconexión automática, especificando la curva de carga horaria del circuito, la etapa a la cual se ajustó el relé y las características del relé (tipo: electrónico o mecánico, marca, precisión; rangos de ajuste: frecuencia y temporización; tiempo de actuación del relé y del interruptor).
- Después de un evento de frecuencia, el CND recibirá directamente o a través de los CRD's, según el caso, la información de las cargas deslastradas (MW). El CND utilizando los registros de telemetria, registro digital de frecuencia y programas computacionales, podrá determinar que área o empresa no cumple con los porcentajes establecidos en el esquema. Esta labor también podrá ser asistida por los CRD's. La empresa que incumpla el porcentaje establecido, deberá justificarlo en el término de una semana y en caso de no encontrarse una razón técnica, se elevará la reclamación a la entidad correspondiente, quien definirá las acciones a seguir.

## 4 CONSIDERACIONES

Para el análisis del desempeño del EDAC se hacen las siguientes consideraciones.

1. Se considera el esquema de desconexión de carga vigente y reportado por los OR's para Colombia y por el CENACE para Ecuador disponible a la fecha.
2. Se considera el esquema de separación de áreas asociado a la interconexión con los siguientes ajustes:
  - a. Baja Frecuencia en Jamondino y Pomasqui: 58.2 Hz, con retardo de 500 ms
  - b. Sobrepotencia de envío Colombia a Ecuador: 380 MW con retardo de 2 segundos, considerando que el conteo del tiempo se resetea cuando la potencia baja del 95% del valor de ajuste (361 MW).
  - c. Sobrepotencia de envío Ecuador a Colombia: en este caso se cuenta con dos ajustes que operan según el sentido del flujo a través de la interconexión.

<sup>1</sup> Resolución 083/1999. "Para efectos de interpretar y/o aplicar la regulación vigente, se entienden como términos equivalentes "Centro Regional de Despacho (CRD)" y "Centro Regional de Control (CRC)".

- Se tiene un ajuste para el caso de exportación desde Ecuador hacia Colombia de 250 MW con retardo de 2 segundos, considerando que el conteo del tiempo se resetea cuando la potencia baja del 95% del valor de ajuste (237 MW).
  - En caso contrario, es decir, con exportación de Colombia hacia Ecuador, el ajuste se tiene en 100 MW durante 500 ms previendo condiciones de inversión de flujo cuando la demanda de Nariño queda alimentada desde Ecuador.
- d. Bajo voltaje en Jamondino y Pomasqui: 0.8 p.u de 220 kV (176 kV Fase – Fase condicionado a las tres fases) con retardo intencional de 500 ms.
- e. Sobre voltaje en Jamondino 12 % de 230 kV (257.6 kV- Fase - fase) y Pomasqui: 15 % de 220 kV (253 kV Fase – Fase).

## 5 ANTECEDENTES

El Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia -EDAC- es una estrategia de protección de respaldo del SIN cuyo objetivo principal es mantener la frecuencia del sistema dentro valores operativos frente a desbalances generación – demanda, provocados por eventos como disparos de unidades de generación, pérdidas de carga, 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”.

En abril de 1998, el CND presentó una propuesta de esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia -EDAC- que respondía a las necesidades del sistema Colombiano y que fue aprobado por todas las empresas. Este esquema fue implementado a partir de julio de 1998.

A partir del 1° de marzo de 2003 con la entrada en operación de la interconexión con Ecuador se revaluó el EDAC vigente desde 1998 y se encontró que seguía siendo válido tanto para la operación interconectada con Ecuador como para la operación autónoma del sistema colombiano.

El Esquema vigente para el SEP Colombiano corresponde al aprobado por el Subcomité de Estudios Eléctricos y el esquema Ecuatoriano corresponde al reportado por CENACE.

Para el Sistema colombiano las cargas a desconectar son definidas por cada empresa distribuidora y corresponden a unos 40% del total de la demanda, distribuidos en 8 etapas con desconexiones de carga del 5%. En este esquema se cuenta con cinco etapas de desconexión rápida (200 ms a 600 ms) y tres etapas adicionales, con retardos desde 1 segundo hasta 4 segundos, con el fin de proteger el sistema ante eventos secuenciales de gran magnitud.

Para el Sistema Ecuatoriano se cuenta con etapas similares a las del Sistema Colombiano en cuanto a umbrales de frecuencia se refiere. Este Sistema cuenta con 6 etapas para una desconexión del 50% de la demanda, habilitado en todas las barras de carga del Sistema. Este esquema se caracteriza por la desconexión rápida de todas las etapas (200 ms).



En la tabla 2, se observa el EDAC actualmente implementado por ambos países.

Tabla 2 Esquema de Desconexión Automática de Carga Colombia – Ecuador

| Etapa                 | Umbral de frecuencia [Hz] | Desconexión de carga [%] |         | Retardo intencional [ms] |         |
|-----------------------|---------------------------|--------------------------|---------|--------------------------|---------|
|                       |                           | Colombia                 | Ecuador | Colombia                 | Ecuador |
| 1                     | 59.4                      | 5                        | 7       | 200                      | 200     |
| 2                     | 59.2                      | 5                        | 9       | 200                      | 200     |
| 3                     | 59                        | 5                        | 10      | 400                      | 200     |
| 4                     | 58.8                      | 5                        | 10      | 400                      | 200     |
| 5                     | 58.6                      | 5                        | 6       | 600                      | 200     |
| 6                     | 58.6                      | 5                        | ---     | 1000                     | ---     |
| 7                     | 58.4                      | 5                        | 8       | 2000                     | 200     |
| 8                     | 58.4                      | 5                        | ---     | 4000                     | ---     |
| Total desconexión [%] |                           | 40                       | 50      |                          |         |

## 6 OPERACIÓN DEL EDAC DEL SISTEMA COLOMBIANO DESDE 1997

Cada que se presenta un evento sobre el SEP Colombiano y que activa el EDAC, se realiza un análisis del desempeño de éste con respecto al evento materializado. Desde el año 1997 hasta el año 2005 se ha presentado un total de 337 eventos que han activado el EDAC, de estos los más representativos son:

### 1. 1997

- Junio 21 hora 16:52: Se presentó disparo de las unidades tres y cuatro de San Carlos con 300 MW por falla en el sistema de excitación.
- Agosto 09 hora 16:23: Se presentó disparo del circuito Sabana - TEBSA 1 con 190 MW y pérdida de la generación de las unidades 1 a 4 de TEBSA con 433 MW y de la unidad cuatro de Barranquilla con 54 MW.
- Noviembre 07 hora 05:47: Se presentó desbalance de generación de 540 MW al disparar todas las unidades de generación de TEBSA por sobrepotencia, causada por el disparo de los dos circuitos Sabana -TEBSA 220 kV al presentarse ruptura de bajante en el circuito 2.

### 2. 1998

- Enero 1: Pérdida de generación en TEBSA de 388 MW y Barranquilla de 94 MW por acercamiento de conductores a la salida del transformador de TEBSA 14, coincidente con el recierre del circuito 3 Sabana - TEBSA.

### 3. 2000

- Abril 30 hora 15:18: Disparo de la planta Chivor con 225 MW y posterior disparo de la Planta Guavio con 1150 MW. Adicionalmente se dispararon los circuitos Torca - Chivor (circuito 2 en Torca) con 140 MW, Chivor - Paipa (circuito 2), y Chivor - Guavio 1-2 con

126 MW cada uno. Se dejó de atender una demanda de 1235 MW en el SIN. En el evento se tuvo una de pérdida de generación de 1505 MW.

#### 4. 2001

- Julio 13 hora 11:48: Disparo de las líneas a 230 KV: San Carlos – Guatapé, Guatapé – Playas y Ancón Sur – Miraflores. El disparo se produjo al momento de intentar normalizar el circuito de EEPPM, Envigado – Guatapé, en el cual se reportó la caída de un conductor. Este evento fue el que activó el EDAC y posteriormente salen de servicio las unidades de generación: Guatapé 1, Playas 1-2-3 y San Carlos 7-8.
- Diciembre hora 16:57: Disparo de los circuitos 1 y 2 Ancón Esmeralda, posteriormente a las 18:25 se presentó el disparo de los circuitos: San Carlos - Esmeralda 1 y 2; San Carlos – Purnio; Purnio - La Sierra; Comuneros – Primavera 1 y 2. Con estas aperturas quedó separada el área Norte (Antioquia–Chocó+San Carlos+Caribe) del resto del SIN.
- Diciembre hora 19:35: 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.

#### 5. 2002

- Agosto 14 hora 13:41: Eyección de carga de 1180 MW el cual ocurrió por falla monofásica franca, Fase C, sobre el Circuito San Carlos-Cerromatoso 2 500kV y estar fuera de servicio por atentado el circuito 1 San Carlos – Cerromatoso. En este evento se presentó separación de los Sistemas Eléctricos de la Costa y el Centro, aunque se produjo la actuación del EDAC superando la octava etapa, se presentó pérdida total del suministro de energía en la Costa debido al resultado del efecto combinado del desbalance generación - demanda resultante de la evolución del evento, de la pérdida adicional de generación del área Caribe y al estar fuera de servicio por mantenimientos equipos involucrados con el Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia. De acuerdo al reporte de Electrocosta – Electricaribe, se presentó participación de todas las subareas del área Caribe.

#### 6. 2003

- Mayo 27 a las 00:02: Disparo de los circuitos San Marcos- Juanchito con 32 MW y Paéz- Juanchito 230 KV, adicionalmente se presento disparo de las bahías de línea Yumbo a San Marcos y Yumbo a Pance, bahía de seccionamiento S200 en Yumbo y disparo de la bahía de línea San Bernardino a Jamondino 1, en Jamondino hubo recierre trifásico en la bahía de línea a San Bernardino 1. Este disparo se produjo ante operación en respaldo en el momento en que EPSA normalizaba el circuito Juanchito - Salvajina en Juanchito donde la falla no fue aclarada, dicho problema se debió a que el polo C del interruptor L240 de Juanchito no abrió desde la falla inicial de las 22:49 horas. Durante este evento se presentó disparo de la central del Alto Anchicayá con 360 MW (3 unidades), rechazo de 340 MW de generación en Betania y disparo de la unidad 3 de Guadalupe III con 45 MW, con una frecuencia mínima de 58.86 Hz.
- Noviembre 14 a las 00:58: Disparo del circuito Jaguas - Primavera a 230 kV con 290 MW, posteriormente, se evidenció una oscilación de potencia, del orden de 0.5 Hz, con la



activación y desactivación del arranque de las protecciones distancia en ambos extremos de los circuitos Ancón Sur - Esmeralda 1 y 2. El disparo en Esmeralda circuitos Ancón 1 y 2 ocurrió 143 segundos después de la apertura de Jaguas - Primavera, al momento que la corriente había tomado un máximo de 1970 A y el voltaje un mínimo de 99 kVf-t. Adicionalmente se presentó disparo de los siguientes circuitos: Esmeralda - San Felipe, Esmeralda - San Carlos 2, Esmeralda - La Virginia 1, Esmeralda - Yumbo 3, Esmeralda bahía a La Enea, en la subestación la Virginia se disparo la bahía a la Hermosa. Antioquia quedó aislada del resto del país, la frecuencia en el interior cayó a 58.69 Hz y en Antioquia llegó a 65.12 Hz. Se presentó una pérdida de generación total en Antioquia de 539 MW así: Porce 1, 2 y 3 con 106 MW, cada uno, Guatapé 3 y 4 con 5 MW cada uno, Guadalupe III con 90 MW, Playas 3 con 55 MW, Jaguas 1 con 85 MW y Esmeralda con 29 MW.

#### 7. 2004

- Pérdida de 690 MW de generación en Guavio
- Evento sobre la interconexión Colombia – Ecuador por pérdida de generación en Ecuador.
- Pérdida secuencial de 1210 MW de generación en San Carlos

#### 8. 2005

- Enero 28 de 2005, pérdida de 834 MW de generación en Chivor.
- Marzo 17 de 2005, pérdida de 844 MW de generación en Chivor.
- Julio 12 de 2005, desconexión de 735 MW de carga en el Sistema Interconectado Nacional -SIN-.

#### 9. 2006

- Junio 02 de 2006, pérdida de 761 MW de generación en San Carlos.
- Diciembre 04 de 2006 (19:03 y 21:33), estos eventos ocasionaron pérdida por sobrecarga de circuitos a nivel de 115 kV y de 230 kV en las áreas Oriental y Nordeste, pérdida de generación en las áreas Oriental y Nordeste, apertura de la interconexión Colombia – Ecuador, demanda no atendida en el Norte de Bogotá, operación del sistema en dos áreas aisladas y actuación del Esquema de Desconexión Automática de Carga - EDAC -.

#### 10. 2007 (Primer cuatrimestre)

- Abril 26 de 2007, se presenta colapso del sistema eléctrico de todo el SIN.

### 6.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Durante el periodo comprendido entre los años 1997 y 2007, se han presentado una buena cantidad de eventos, 352, que han activado el EDAC y han propiciado un aprendizaje del comportamiento dinámico de nuestro sistema de potencia operando en forma aislada o interconectada con Ecuador durante los últimos años. Cada uno de estos eventos ha sido diferente uno de otro y ha puesto a prueba el desempeño del EDAC.

Se podría afirmar que el año 2002 fue de mucho aprendizaje y experiencia pues el número de eventos que se presentaron ha sido el más alto hasta el momento con 72. Por otro lado, del total de eventos asociados al EDAC durante ese año, 59 corresponden a eventos en el área Caribe y sólo 13 eventos presentaron actuación del EDAC en las restantes áreas del SIN.

De estos 352 eventos que ha soportado el SEP de Colombia en los últimos años, se evidencia que éste es lo suficientemente robusto, hasta un nivel de desbalance instantáneo aproximado del 30%, pues permite deslastrar adecuadamente, en los tiempos de retardo de cada etapa, la carga justa y necesaria que ha requerido el SEP Colombiano, además, esta acorde con los requerimientos de la Resolución CREG-061 de 1996.

## **7 OPERACIÓN DEL EDAC DEL SISTEMA COLOMBIANO DURANTE EL ÚLTIMO AÑO**

---

En el Acuerdo CNO 319 de febrero de 2005, se estableció el procedimiento para la entrega anual de información del EDAC del SIN y se aprobó la realización de pruebas al mismo. Dando cumplimiento a lo establecido en este acuerdo, en su parágrafo segundo, el Subcomité de Estudios Eléctricos en su reunión No.124 acordó que para el año 2006 se realizarían pruebas a las etapas 7 y 8 del EDAC. Estas pruebas fueron reportadas por las empresas en su totalidad.

En el período comprendido entre enero 1 de 2006 y abril 30 de 2007, se presentaron 14 eventos que activaron el EDAC.

De acuerdo con el rango de frecuencia de actuación del EDAC se observa que del total de eventos que se presentaron durante el último año, se tiene:

- Un 50% presentó activación del EDAC para eventos con frecuencias superiores a 59.4 Hz en los cuales se tiene sensibilidad de actuación de la primera etapa.
- Un 14% hasta la segunda etapa.
- Un 7% hasta la tercera etapa.
- Un 7% hasta la cuarta etapa.
- Un 7% hasta la sexta etapa.
- Un 14% llegó hasta la actuación de la octava etapa del EDAC, estos últimos corresponden a los eventos del 4 de diciembre de 2006 y del 26 de abril de 2007.

En la tabla 3 se presenta la clasificación de los eventos presentados En el período comprendido entre enero 1 de 2006 y abril 30 de 2007



Tabla 3 Clasificación de eventos por rango de frecuencia

| Rango de frecuencia          | Total eventos |
|------------------------------|---------------|
| $f > 59.4$ Hz                | 4             |
| $59.2$ Hz $< f \leq 59.4$ Hz | 3             |
| $59$ Hz $< f \leq 59.2$ Hz   | 2             |
| $58.8$ Hz $< f \leq 59$ Hz   | 1             |
| $58.6$ Hz $< f \leq 58.8$ Hz | 1             |
| $58.4$ Hz $< f \leq 58.6$ Hz | 1             |
| $f \leq 58.4$ Hz             | 2             |
| <b>TOTAL</b>                 | <b>14</b>     |

A continuación, tabla 4, se presentan los eventos ocurridos en el 2005 con actuación del EDAC, indicando una descripción del evento, frecuencia mínima obtenida, carga desconectada y etapas que actuaron.

Tabla 4 Eventos durante el año 2006 que activaron el EDAC

| Fecha  | Hora  | Evento                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | Frecuencia Mínima (Hz)                   | DAC Colombia [MW] | DAC Ecuador [MW] | Etapas EDAC (Col) |
|--------|-------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------|-------------------|------------------|-------------------|
| Mar-06 | 15:24 | Aislamiento del área Caribe 2 al presentarse atentado a la torre 765 que está localizada a 76 Km de Chinú, disparando del circuito Sabana-Chinú 2 a 500 kV con 126 MW estando indisponible el circuito 1                                                                                                                                         | 59.197 en Caribe 2 y 60.04 resto del SIN | 74.3              | 0                | 2                 |
| Mar-08 | 21:57 | Evento de regulación de frecuencia en el área Caribe 2 aislada. La interconexión con Venezuela estaba indisponible por oferta y los circuitos 1-2 Chinú - Sabanalarga a 500 kV indisponibles por atentado.                                                                                                                                       | 59.41 en Sabana                          | 16.1              | 0                |                   |
| Mar-12 | 18:48 | Estando indisponibles los circuitos a 220 kV Mesa-Ibagué 1 y 2 se presenta disparo de los circuitos San Bernardino - Yumbo, San Bernardino - Paez y Jamondino - Pomasqui 2 a 230 kV. Se produce aislamiento del área sur del resto del SIN, quedando conectada con el sistema Ecuatoriano a través del circuito Jamondino - Pomasqui 1 a 230 kV. | 59.34 (Área Sur de Colombia y Ecuador)   | 47                | 111.62           | 1                 |
| Mar-17 | 21:19 | Estando indisponibles los circuitos a 220 kV San Bernardino - Páez y Mesa-Ibagué 1 y 2 se presenta disparo de la línea Yumbo - San Bernardino dejando las subárea Cauca-Nariño, Huila-Caquetá y                                                                                                                                                  | 59.36 (Colombia y Ecuador)               | 3.55              | 122.42           | 1                 |



| Fecha         | Hora         | Evento                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | Frecuencia<br>Mínima<br>(Hz)                              | DAC<br>Colombia<br>[MW] | DAC<br>Ecuador<br>[MW] | Etapas<br>EDAC<br>(Col) |
|---------------|--------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|-------------------------|------------------------|-------------------------|
|               |              | parte de Tolima conectadas con el sistema de Ecuador.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |                                                           |                         |                        |                         |
| <b>Jun-02</b> | <b>15:26</b> | Disparo de los circuitos San Carlos a casa de maquinas 1 y 2 provocan la pérdida de 761 MW de generación (unidades 1,2,3,4 y 7) y disparo del transformador 2 de San Carlos 500/230/34.5 kV. Adicionalmente durante este evento se presenta disparo de la interconexión con Ecuador a través de Jamondino - Pomasqui 1 y 2 a 230 kV por actuación del esquema de separación de áreas por sobrepotencia inversa.                                                                                                                                                                                                                  | <b>59.17<br/>Colombia y<br/>59.79<br/>Ecuador</b>         | <b>430</b>              | <b>0</b>               | <b>2</b>                |
| <b>Ago-07</b> | <b>3:43</b>  | Las unidades de San Carlos 1 y 2 quedan sin servicio ante el disparo del circuito a Casa de Máquinas 1. Adicionalmente se presenta recierre en ambos extremos de los circuitos San Carlos - Purnio 1 y 2 230 kV. Las unidades 5 y 6 de San Carlos rechazan carga a pesar de estar prestando el servicio de AGC al pasarse a red aislada. Se pierden en total 367.2 MW.                                                                                                                                                                                                                                                           | <b>59.4<br/>(Colombia<br/>y Ecuador)</b>                  | <b>124.8</b>            | <b>17.11</b>           | <b>1</b>                |
| <b>Oct-10</b> | <b>16:02</b> | Disparo de los circuitos San Bernardino - Yumbo con 183 MW y Juanchito Páez con 175 MW, por la operación de protecciones principales. Simultáneamente se dispara el Banco de Condensadores de Jamondino por operación de la protección de sobretensión. Adicionalmente se dispara la Bahía de Línea Betania a Ibagué ocasionando el aislamiento de las subestaciones Betania, San Bernardino y Jamondino, las cuales quedaron conectadas al sistema ecuatoriano. Luego de inspección se reporta quema bajo la línea en el sitio de la Torre 201, en el municipio de Cali. El circuito Pance - Santander a 115 KV abrió en Pance. | <b>58.93 (Área<br/>Sur de<br/>Colombia y<br/>Ecuador)</b> | <b>44.25</b>            | <b>305.82</b>          | <b>3</b>                |

| Fecha  | Hora  | Evento                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | Frecuencia<br>Mínima<br>(Hz)                                                         | DAC<br>Colombia<br>[MW] | DAC<br>Ecuador<br>[MW] | Etapas<br>EDAC<br>(Col) |
|--------|-------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|------------------------|-------------------------|
| Nov-02 | 0:08  | Disparo de los circuitos 230 kV San Bernardino - Páez , Yumbo - San Bernardino por atentado a la torre 170 en el sector de Jamundí Valle del Cauca. Posteriormente, en la evolución del evento se presenta el disparo de los circuitos Betania - Ibagué y Jamondino - Pomasqui 1, quedando las cargas de las subestaciones Jamondino, San Bernardino y Betania alimentadas desde Ecuador.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | 58.77 (Area Sur de Colombia y Ecuador)                                               | 24.35                   | 325.84                 | 4                       |
| Nov-16 | 18:07 | Estando indisponibles por atentado los circuitos a 230 kV San Bernardino – Yumbo y San Bernardino – Páez, se presentó disparo del circuito Betania - Ibagué 230 KV en Betania por actuación de la protección distancia en zona 1 y posteriormente los circuitos Jamondino - Pomasqui 1 y 2 a 230 kV con 120 MW cada uno, por operación de la función Sobrepotencia recibo del relé de Separación de Áreas.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | 58.5 en área Sur de Colombia y 59.18 en Ecuador                                      | 82.1                    | 212                    | 6                       |
| Dic-04 | 19:03 | Ante la confluencia de múltiples factores como indisponibilidad por atentado de los circuitos a 230 kV Guavio – La Reforma, Guavio – Tunal, Comuneros – Guatiguará y Barranca – Bucaramanga; de los circuitos Torca – Noroeste 1 y 2 por trabajos de expansión, indisponibilidad parcial de generación por 115 kV, del banco de compensación No 1 de Tunal y la alta demanda que se presentaba en el momento en el área de Bogotá el Sistema se encontraba cercano a sus límites operativos de seguridad. Con estas condiciones se presenta disparo por sobrecarga de los circuitos Autopista - Suba 115 kV, Usaquen - Morato 115 kV y Castellana - Calle 51 ocasionando la pérdida por sobrecarga de los circuitos Circo - Guavio 1 y 2 en Guavio y disparo en Primavera del | 56.27 en parte de Nordeste y Oriental, 59.67 en el resto del SIN, y 59.35 en Ecuador | 1545.5                  | 119.19                 | 4                       |



| Fecha         | Hora         | Evento                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | Frecuencia<br>Mínima<br>(Hz)                                                               | DAC<br>Colombia<br>[MW] | DAC<br>Ecuador<br>[MW] | Etapas<br>EDAC<br>(Col) |
|---------------|--------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|------------------------|-------------------------|
|               |              | circuito Primavera - Guatiguará a 230 kV con 129 MW, se pierden aproximadamente 1600 MW (Chivor, Pagua, Palenque3, Guavio, Paipa 3 y 4, Tasajero, Termoyoipal). También se disparan los circuitos Ocaña - San Mateo 230 kV con 17.6 MW, circuitos OXY 1, 2 y 3 a 34.5 kV con 21                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |                                                                                            |                         |                        |                         |
| <b>Dic-04</b> | <b>21:33</b> | Una vez restablecido el sistema del evento anterior y estando indisponibles los circuitos a 115 kV Morato - Usaquén y Castellana - Calle 51 se presentan nuevamente disparos por sobrecarga en la red a 115 kV de Bogota, saliendo los circuitos Autopista - Suba y Salitre - Castellana, ocasionando la pérdida por sobrecarga de los circuitos Circo - Guavio 1 y 2 en Guavio y posteriormente disparo por sobretenión de los circuitos Guavio - Torca y Chivor - Torca. Al igual que en el evento anterior, se presenta disparo de la interconexión Colombia-Ecuador, el SIN queda operando con dos áreas separadas. El Norte de Bogotá queda sin servicio y en el resto del sistema se presenta desconexión automática de carga por baja frecuencia. | <b>57.1 en parte de Nordeste y Oriental, 59.13 en el resto del SIN, y 59.30 en Ecuador</b> | <b>850.14</b>           | <b>232.89</b>          | <b>2</b>                |
| <b>Feb-09</b> | <b>01:00</b> | Disparo de las unidades de San Carlos 1 - 2 con 155 MW cada una por disparo transferido desde la subestación de 230 KV                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | <b>59.46</b>                                                                               | <b>118.85</b>           | <b>ND</b>              | <b>118.85</b>           |
| <b>Feb-09</b> | <b>02:12</b> | Disparo de las unidades de San Carlos 1 - 2 con 155 MW cada una por disparo transferido desde la subestación de 230 KV                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | <b>59.49</b>                                                                               | <b>99.00</b>            | <b>ND</b>              | <b>99.00</b>            |



| Fecha         | Hora         | Evento                                                                                                                                                                                           | Frecuencia<br>Mínima<br>(Hz) | DAC<br>Colombia<br>[MW] | DAC<br>Ecuador<br>[MW] | Etapas<br>EDAC<br>(Col) |
|---------------|--------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|-------------------------|------------------------|-------------------------|
| <b>Abr-23</b> | <b>21:36</b> | Falla en los circuitos 230 kV San Bernardino - Betania 1 y 2 y Betania<br>- Ibagué y disparo de las unidades 1, 2 y 3 de Betania con 529.38 MW. Queda aislada la subestación Betania 230/115 kV. | <b>59.51</b>                 | <b>11.00</b>            | <b>ND</b>              | <b>11.00</b>            |
| <b>Abr-26</b> | <b>09:58</b> | Evento en el Sistema de Transmisión Nacional, se presenta colapso del sistema eléctrico de todo el SIN                                                                                           | <b>56.00</b>                 | <b>1,327.72</b>         | <b>ND</b>              | <b>1,327.72</b>         |

## 8 SÍNTONIA DEL MODELO

### 8.1 EVENTO 4 DE DICIEMBRE DE 2006 (19:03 HORAS)

De los 11 eventos que se presentaron durante el año 2006, el de mayor impacto sucedió el 4 de diciembre de 2006 a las 19:03 horas. En este evento se presentó disparo por sobrecarga de los circuitos Autopista - Suba, Usaqué - Morato y Castellana - Calle 51 a 115 kV. Esto ocasionó la pérdida por sobrecarga de los circuitos a 230 kV Circo - Guavio 1 y 2 en Guavio y Primavera - Guatiguará en Primavera, quedando el SIN operando con dos áreas separadas (Denominadas para efectos del presente documento como "Oriental+Nordeste Parciales", y "Resto del SIN", e ilustradas en la Figura 1). Adicionalmente hubo pérdida de generación de aproximadamente 1600 MW (Chivor, Pagua, Palenque3, Guavio (Unidad 2), Paipa 3 y 4, Tasajero, Termoyopal). También salieron de servicio los circuitos Ocaña - San Mateo 230 kV con 17.6 MW, circuitos OXY 1, 2 y 3 a 34.5 kV con 21.1 MW por cada circuito y disparo en San Mateo del circuito a 230 kV San Mateo - Belén con 15.1 MW por sobretensión. Durante el evento se presentó disparo de la interconexión a 230 kV entre Colombia y Ecuador, por actuación del relé de separación de áreas en su función de sobrepotencia de recibo.

La frecuencia mínima registrada en Torca (Área "Oriental+Nordeste Parciales") fue de 56.27 Hz alcanzando a activar completamente las ocho etapas del EDAC, esto se debe a que la frecuencia excursionó por debajo del umbral de la octava etapa (58.4 Hz) tomando un tiempo total de 5 segundos (mayor a los 4 segundos de la temporización asociada a la octava etapa).

La frecuencia mínima registrada en Ancón Sur (Área "Resto del SIN") fue de 58.67 Hz alcanzando a activar completamente las cuatro primeras etapas del EDAC, esto se debe a que la frecuencia excursionó por debajo del umbral de la cuarta etapa (58.8 Hz) tomando un tiempo total de 3.2 segundos (mayor a los 400 ms de la temporización asociada a la cuarta etapa).

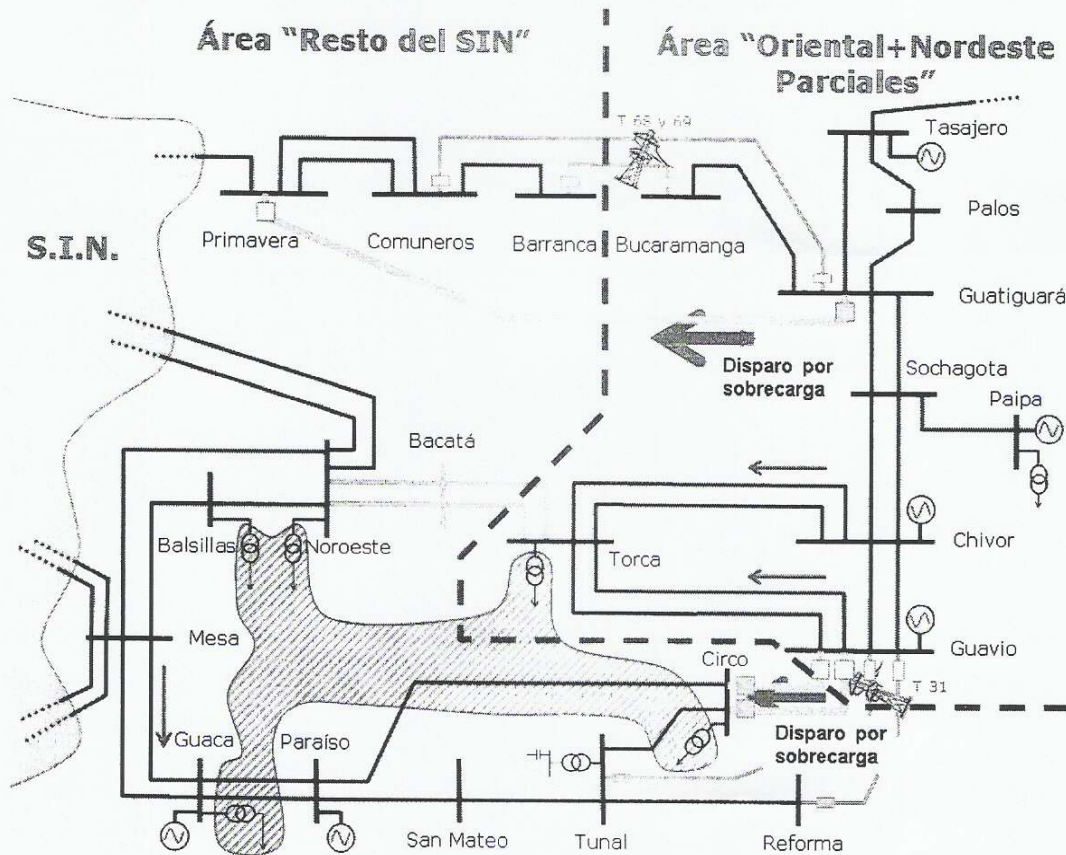


Figura 1 Descripción del evento

La desconexión total de carga fue de 1545 MW por actuación del EDAC, involucrando todas las áreas del SIN.

En la figura 2 se presenta un registro real del comportamiento de la frecuencia, tomado en diferentes puntos del SIN, durante el evento.

En la figura 3 se presenta la comparación del comportamiento de la frecuencia tomado de los registros y de la simulación, así como la evolución de la carga desconectada, para el área "Resto del SIN".

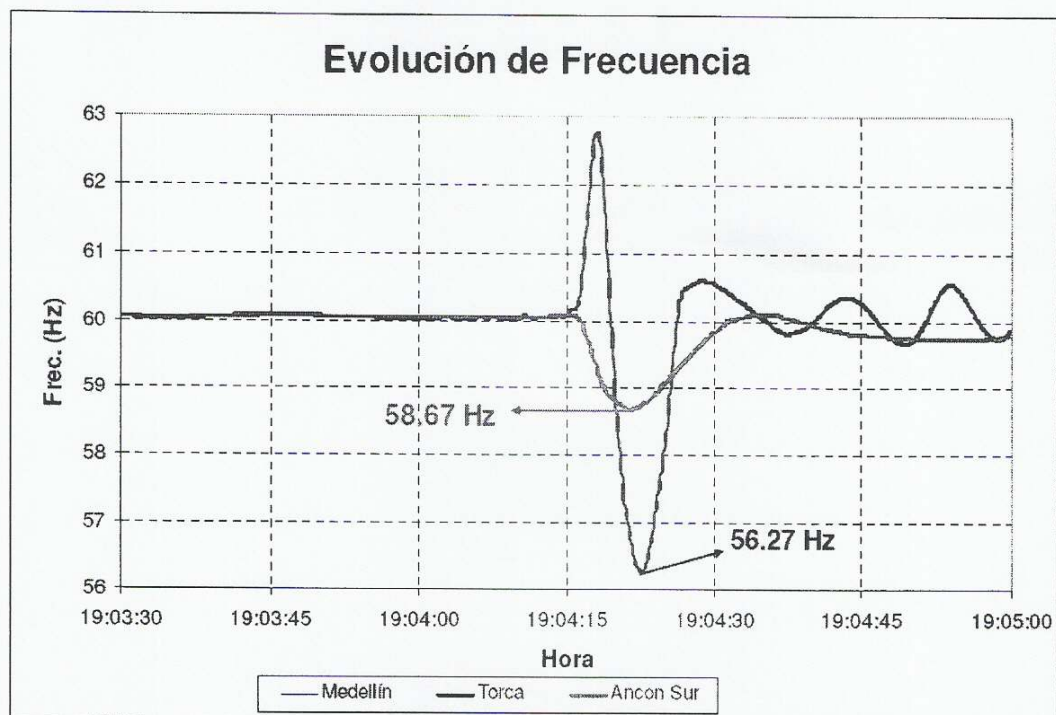


Figura 2 Frecuencia SIV



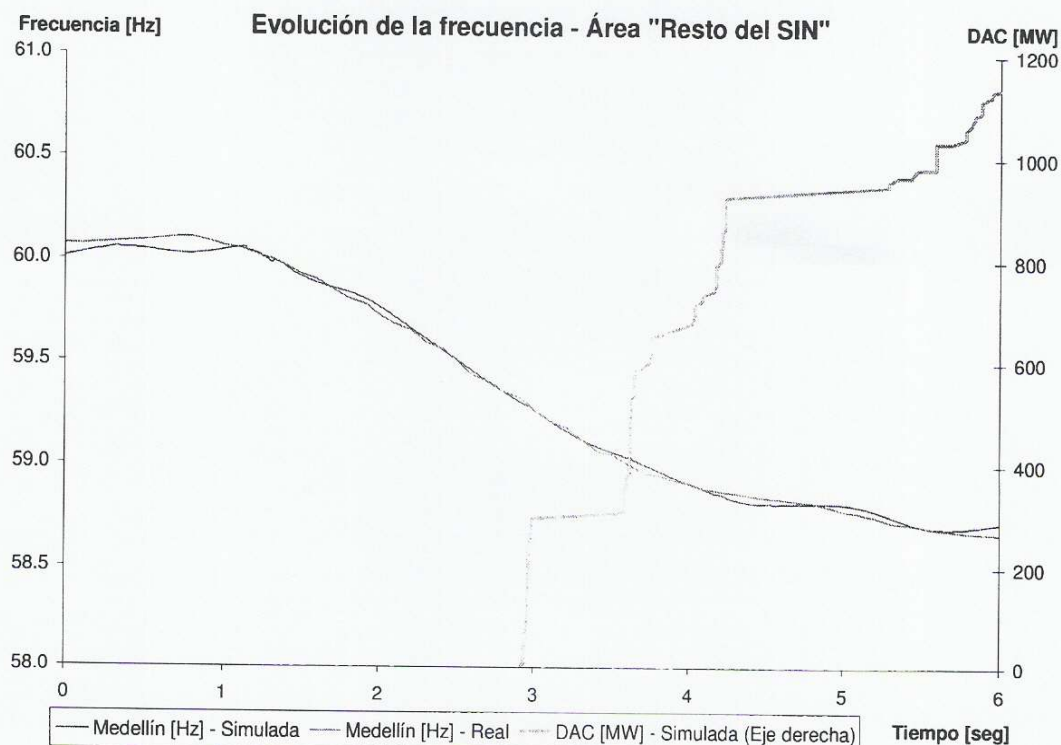


Figura 3 Simulación del Evento

## 8.2 EVENTO 26 DE ABRIL DE 2007 (09:58 HORAS)

A las 09:58 horas mientras se ejecutaban maniobras para mantenimiento en el seccionador L141 de la Barra 1 de Torca, se presentó actuación de la Protección Falla Interruptor (50 BF) del interruptor de acople de barras M240, ocasionando la apertura de todos los activos de la subestación Torca 230 kV, quedando fuera de servicio los circuitos a Chivor 1 y 2, Bacatá 1 y 2, Guavio 1 y 2 y los Transformadores 1, 2, 3 y 4 de Torca 230/115 kV.

Esta situación ocasionó que la generación programada en las plantas de generación de Chivor y Guavio tratara de fluir por los enlaces Guavio – Circo, Guavio – Tunal, Guavio - Reforma y Chivor – Sochagota conllevando a la sobrecarga y separación de Chivor, Guavio y Paipa del resto del SIN. Debido a lo anterior se originó un desbalance de 2100 MW entre la Generación y la demanda con impactó en la frecuencia y la Tensión de la Red. La frecuencia excursionó por debajo del umbral de la cuarta etapa (58.8 Hz) tomando un tiempo total de 3.2 segundos (mayor a los 400 ms de la temporización asociada a la cuarta etapa). La descripción de este evento se encuentra en la Figura 4

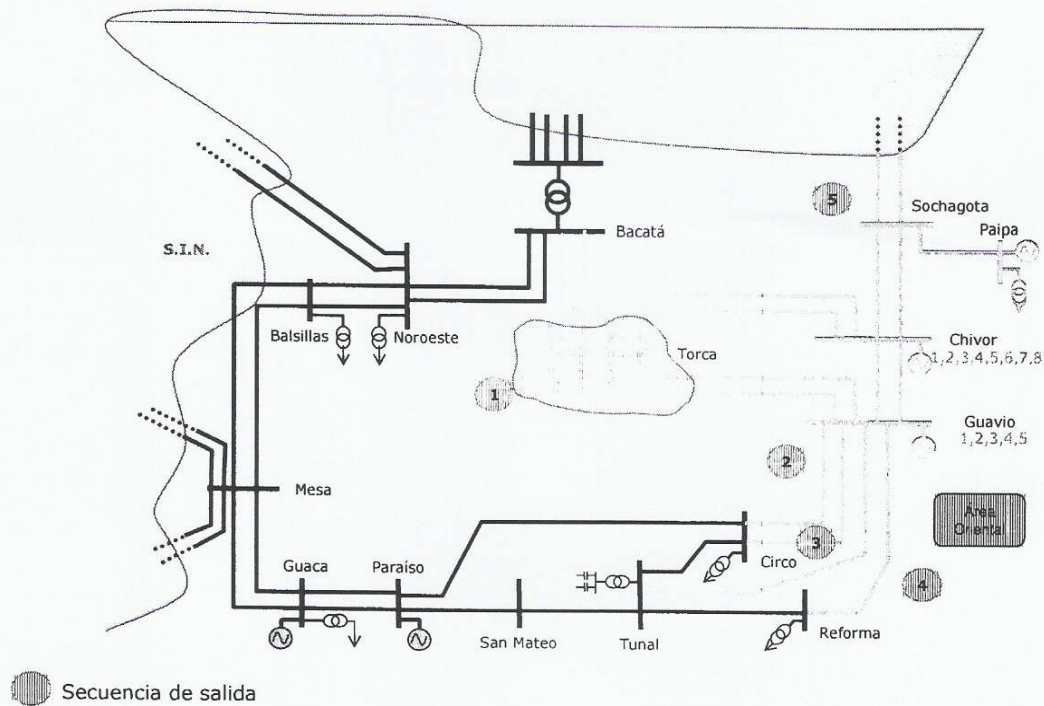


Figura 4 Descripción del evento

En la Figura 5 se presenta un registro real del comportamiento de la frecuencia, tomado en diferentes puntos del SIN, durante el evento.

En la Figura 6 se presenta la comparación del comportamiento de la frecuencia tomado de los registros y de la simulación, así como la evolución de la carga desconectada, para el SIN.

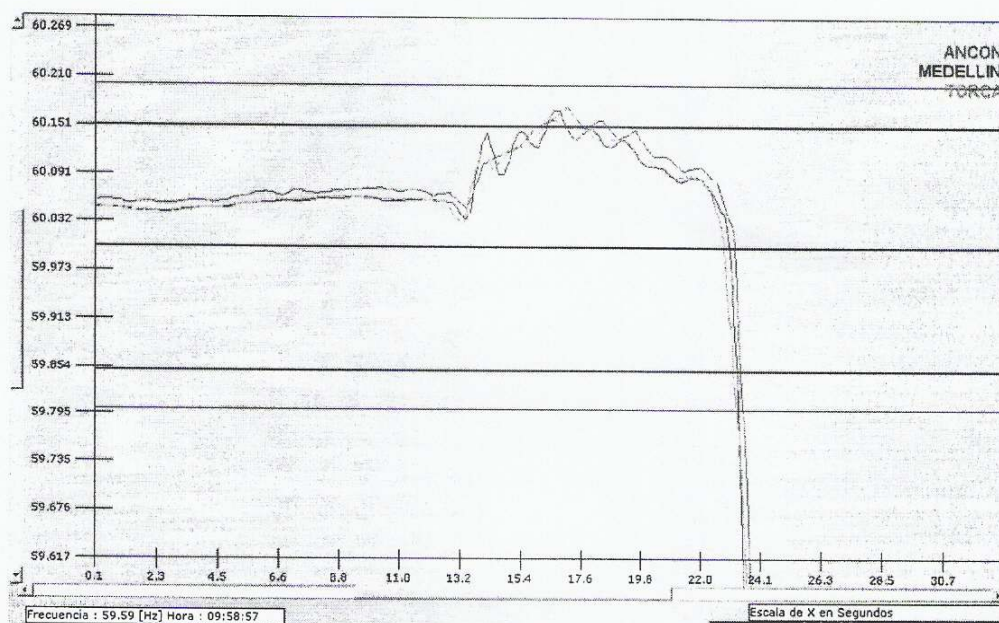


Figura 5 Frecuencia SIN

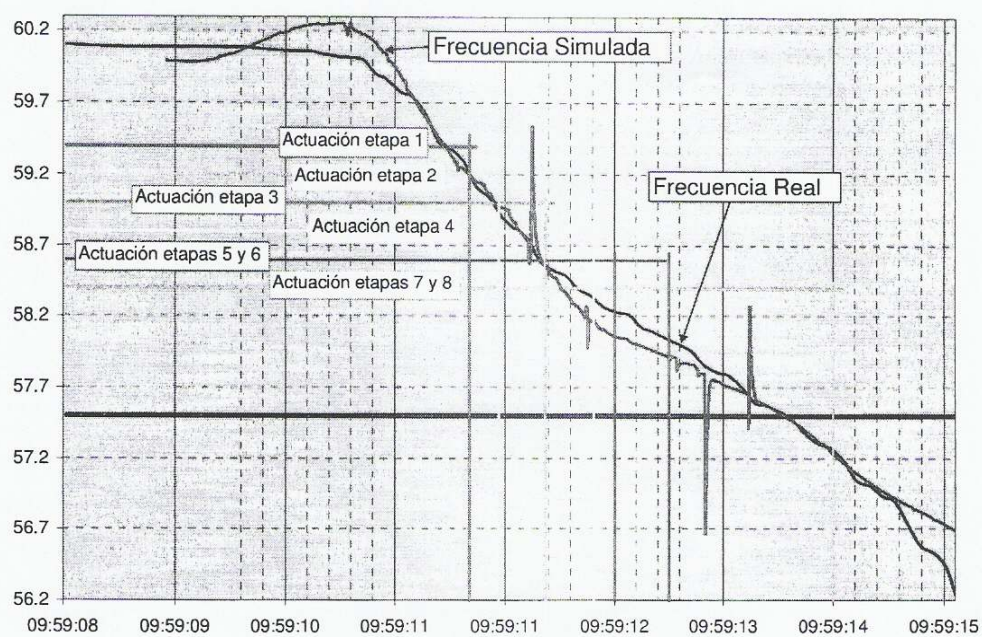


Figura 6 Actuación del EDAC durante el evento



### 8.3 CONCLUSIONES DEL MODELO

De los análisis de los eventos de diciembre 04 de 2006 y abril 26 de 2007, se puede concluir que el modelo de simulación esta reproduciendo con suficiente exactitud lo que ocurre en la realidad en los eventos de frecuencia.

## 9 RESPUESTA DEL EDAC IMPLEMENTADO ANTE EVENTOS INSTANTÁNEOS DE GRAN MAGNITUD

Aunque en general el esquema EDAC es un esquema robusto que cubre los eventos con mayor probabilidad de ocurrencia en el sistema, existen desbalances instantáneos de gran magnitud, en donde la velocidad de la caída de la frecuencia, el esquema es insuficiente en especial por los tiempos de actuación en los que se tienen ajustados actualmente los relés.

De acuerdo con lo anterior, se realizó una sensibilidad en los periodos de demanda máxima, media y mínima para encontrar el desbalance máximo soportado por el EDAC de manera que la frecuencia mínima a sea del orden de 58 Hz y que adicionalmente se obtenga una recuperación satisfactoria de la misma. Adicionalmente, en cada caso se evaluó la rata de caída de la frecuencia con el fin de tomar una referencia para cubrir desbalances mayores.

A continuación se presentan los resultados para los diferentes periodos de demanda.

### 9.1 Demanda mínima

Para los análisis se consideró una demanda en barras de 4150 MW aproximadamente correspondiente a un periodo de demanda mínima para día ordinario. En este caso se realizaron salidas de generación entre 1200 MW y 1500 MW con desbalances máximos del 36%.

En las Figuras 7 y 8, Y en las Tablas 5 y 6 se presentan los resultados.

#### Salida de 1200 MW

En este caso, el desbalance del sistema corresponde al 29% ocasionando la caída de la frecuencia a valores mínimos de 58.27 Hz provocando la actuación de 6 etapas del EDAC y observándose además una adecuada recuperación de la frecuencia. Adicionalmente, la caída de la frecuencia presenta una pendiente de -1.4 Hz/s por un tiempo de 200 milisegundos aproximadamente.

De acuerdo con estos resultados se observa que este desbalance es el máximo que puede soportar el sistema en estos periodos de demanda con el EDAC que se tiene implementado ya que para frecuencias inferiores se corre el riesgo de desconexiones adicionales de generación térmica por baja frecuencia (57.5 Hz).

Usando estos resultados se tiene una referencia para realizar sensibilidades ante pérdidas mayores de generación con el fin de recomendar modificaciones al esquema que puedan soportar desbalances mayores.

#### Salidas superiores a 1300 MW

En este caso el desbalance del sistema toma valores entre el 31% y 36% ocasionando la caída de la frecuencia a valores inferiores a 58 Hz.

De acuerdo con estos resultados sería necesario implementar desconexiones rápidas de carga para lograr recuperar la frecuencia antes de que se produzcan disparos adicionales de generación que lleven a colapsos del sistema.

En este sentido, se evaluó la caída de la frecuencia para cada una de las pérdidas de generación. Los resultados se presentan en la Tabla 6.

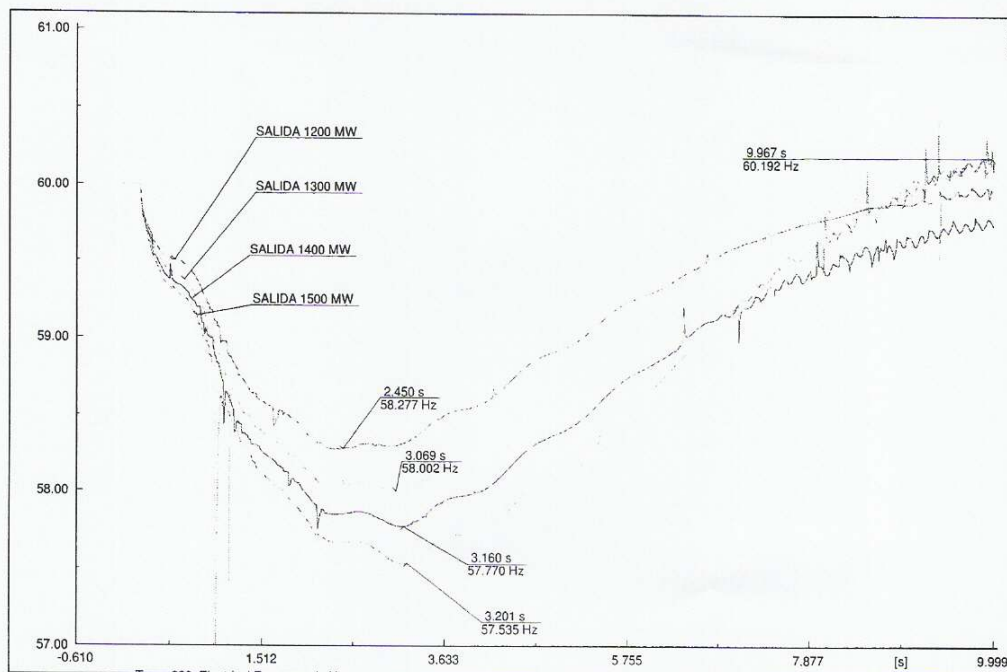


Figura 7 Frecuencia - Demanda mínima

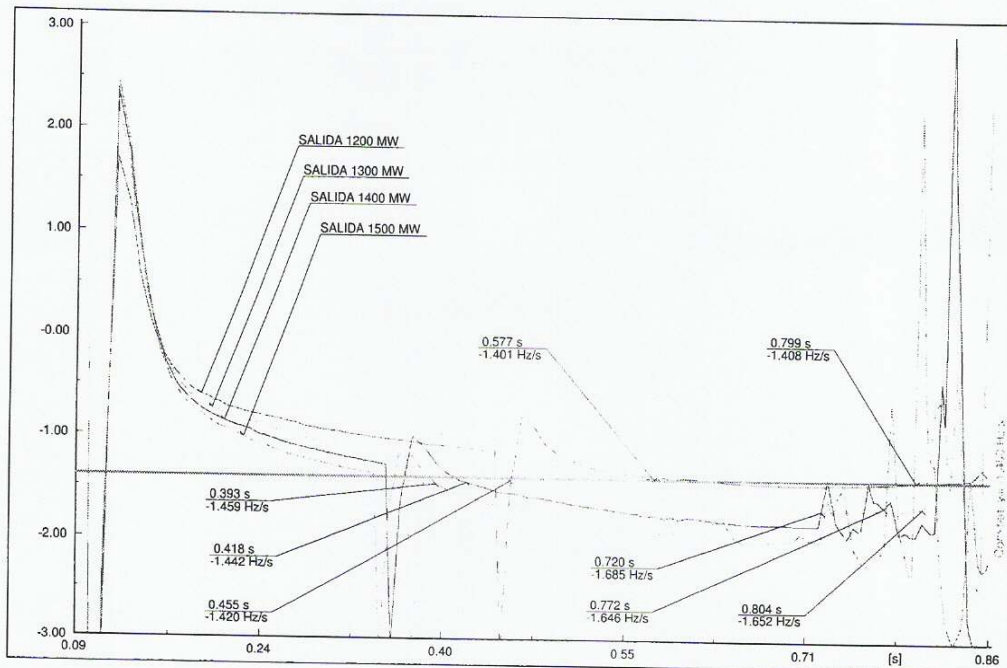


Figura 8 dicit - Demanda mínima

| DEMANDA MÍNIMA |            |                        |                        |                       | 4158        |
|----------------|------------|------------------------|------------------------|-----------------------|-------------|
| Evento         | Desbalance | Frecuencia mínima [Hz] | Desconexión carga [MW] | Desconexión carga [%] | Etapas EDAC |
| Salida 1200 MW | 29%        | 58.27                  | 1176                   | 28%                   | 6           |
| Salida 1300 MW | 31%        | 58.00                  | 1361                   | 33%                   | 7           |
| Salida 1400 MW | 34%        | 57.77                  | 1349                   | 32%                   | 7           |
| Salida 1500 MW | 36%        | 57.53                  | 1566                   | 38%                   | 8           |

Tabla 5 Resultados EDAC - Demanda mínima



| DEMANDA MÍNIMA |                        |                |                |              |              |                  |
|----------------|------------------------|----------------|----------------|--------------|--------------|------------------|
| Evento         | Frecuencia mínima [Hz] | DF/DT 1 [Hz/s] | DF/DT 2 [Hz/s] | Tiempo 1 [s] | Tiempo 2 [s] | Delta Tiempo [s] |
| Salida 1200 MW | 58.27                  | -1.4           | -1.4           | 0.577        | 0.799        | 0.222            |
| Salida 1300 MW | 58.00                  | -1.42          | -1.65          | 0.455        | 0.804        | 0.349            |
| Salida 1400 MW | 57.77                  | -1.44          | -1.69          | 0.418        | 0.720        | 0.302            |
| Salida 1500 MW | 57.53                  | -1.45          | -1.64          | 0.393        | 0.770        | 0.377            |

Tabla 6 Resultados d/dt - Demanda mínima

## 9.2 Demanda media

Para los análisis se consideró una demanda en barras de 6347 MW aproximadamente correspondiente a un periodo de demanda media para día ordinario. En este caso se realizaron salidas de generación entre 1850 MW y 2150 MW con desbalances máximos del 34%.

En las Figuras 9 y 10 Y en las Tablas 7 y 8 se presentan los resultados.

### Salida de 1850 MW

En este caso, el desbalance del sistema corresponde al 29% ocasionando la caída de la frecuencia a valores mínimos de 58.27 Hz provocando la actuación de 6 etapas del EDAC y observándose además una adecuada recuperación de la frecuencia.

De acuerdo con estos resultados se observa que este desbalance es el máximo que puede soportar el sistema en estos periodos de demanda con el EDAC que se tiene implementado ya que para frecuencias inferiores se corre el riesgo de desconexiones adicionales de generación térmica por baja frecuencia (57.5 Hz).

Usando estos resultados se tiene una referencia para realizar sensibilidades ante pérdidas mayores de generación con el fin de recomendar modificaciones al esquema que puedan soportar desbalances mayores.

### Salidas superiores a 1850 MW

En este caso el desbalance del sistema toma valores entre el 31% y 34% ocasionando la caída de la frecuencia a valores inferiores a 58 Hz.

De acuerdo con estos resultados sería necesario implementar desconexiones rápidas de carga para lograr recuperar la frecuencia antes de que se produzcan disparos adicionales de generación que lleven a colapsos del sistema.

En este sentido, se evaluó la caída de la frecuencia para cada una de las pérdidas de generación. Los resultados se presentan en la Tabla 8.

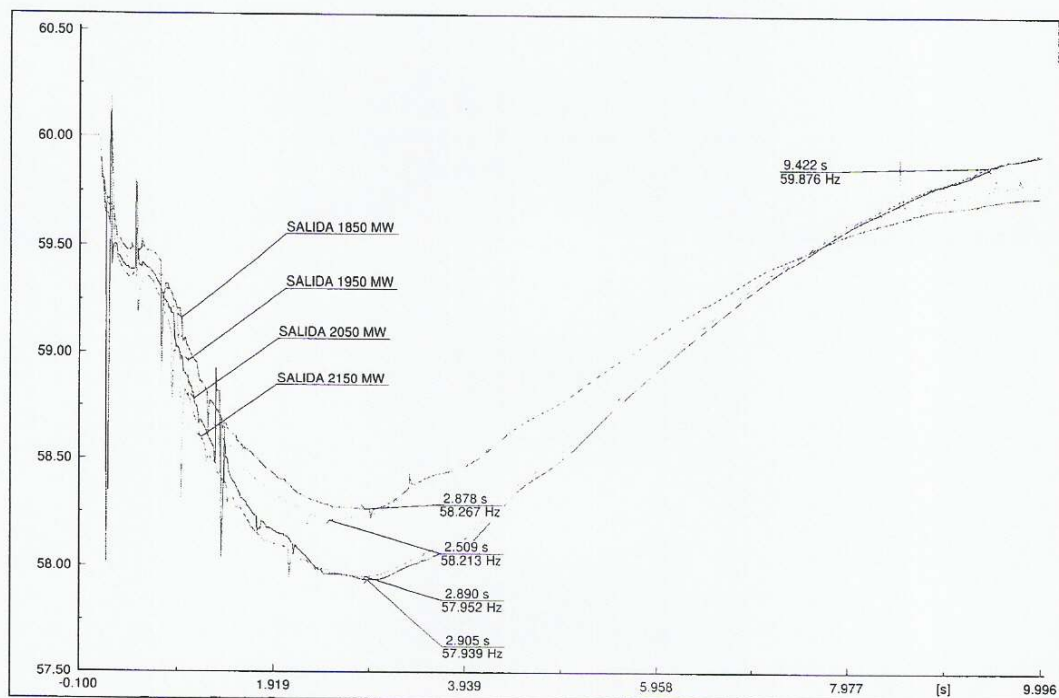


Figura 9 Frecuencia - Demanda media

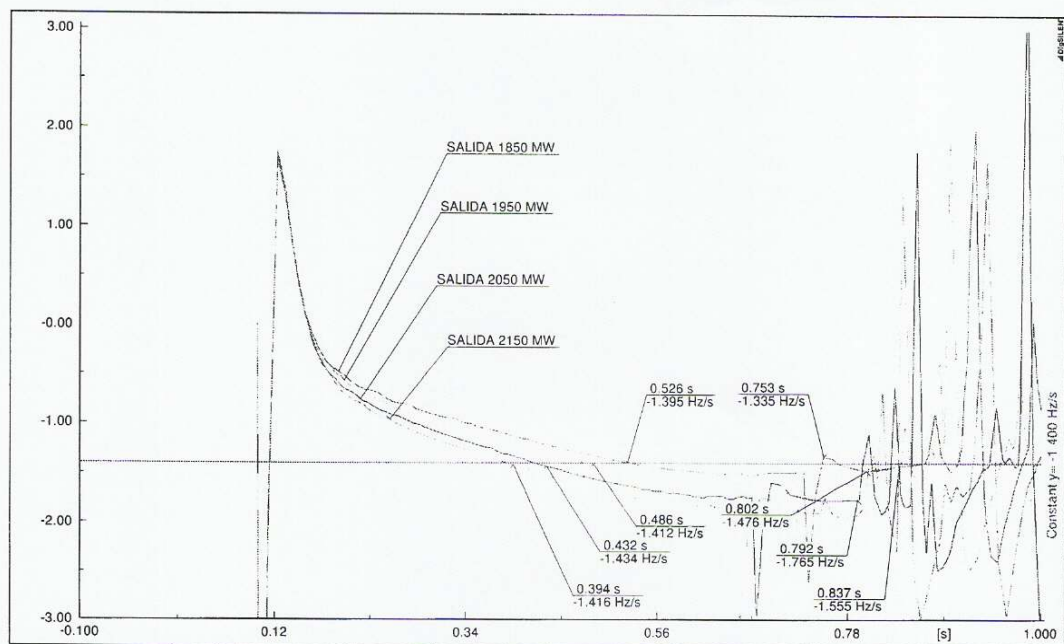


Figura 10  $df/dt$  - Demanda media



| DEMANDA MEDIA  |            |                        |                        |                       | 6347        |
|----------------|------------|------------------------|------------------------|-----------------------|-------------|
| Evento         | Desbalance | Frecuencia mínima [Hz] | Desconexión carga [MW] | Desconexión carga [%] | Etapas EDAC |
| Salida 1850 MW | 29%        | 58.26                  | 1646                   | 26%                   | 6           |
| Salida 1950 MW | 31%        | 58.21                  | 1827                   | 29%                   | 6           |
| Salida 2050 MW | 32%        | 57.95                  | 2021                   | 32%                   | 7           |
| Salida 2150 MW | 34%        | 57.93                  | 2135                   | 34%                   | 7           |

Tabla 7 Resultados EDAC - Demanda media

| DEMANDA MEDIA  |                        |                |                |              |              |                  |
|----------------|------------------------|----------------|----------------|--------------|--------------|------------------|
| Evento         | Frecuencia mínima [Hz] | DF/DT 1 [Hz/s] | DF/DT 2 [Hz/s] | Tiempo 1 [s] | Tiempo 2 [s] | Delta Tiempo [s] |
| Salida 1850 MW | 58.26                  | -1.4           | -1.4           | 0.526        | 0.753        | 0.227            |
| Salida 1950 MW | 58.21                  | -1.41          | -1.55          | 0.486        | 0.837        | 0.351            |
| Salida 2050 MW | 57.95                  | -1.43          | -1.76          | 0.432        | 0.792        | 0.36             |
| Salida 2150 MW | 57.93                  | -1.41          | -1.47          | 0.394        | 0.802        | 0.408            |

Tabla 8 Resultados df/dt - Demanda media

### 9.3 Demanda máxima

Para los análisis se consideró una demanda en barras de 8091 MW aproximadamente correspondiente a un periodo de demanda máxima para día ordinario. En este caso se realizaron salidas de generación entre 2200 MW y 2500 MW con desbalances máximos del 31%.

En las Figuras 11 y 12, y en las Tablas 9 y 10 se presentan los resultados.

En todos los casos se presentan frecuencias mínimas por encima de 58 Hz y con adecuada recuperación al cabo de 10 segundos, presentándose actuación de hasta 7 etapas del EDAC.



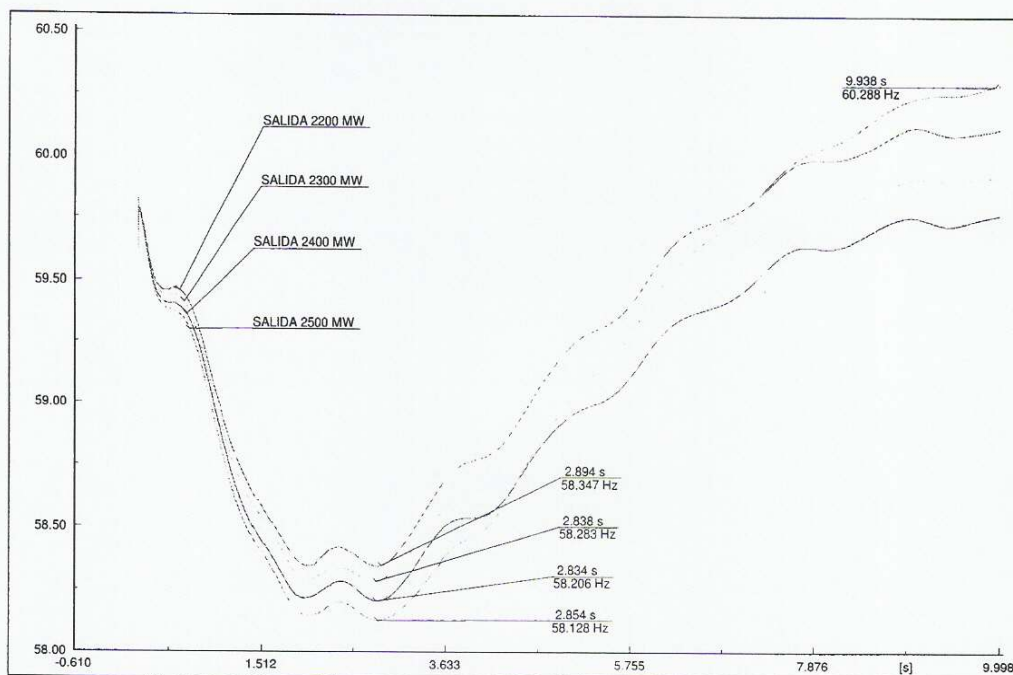


Figura 11 Frecuencia - Demanda máxima

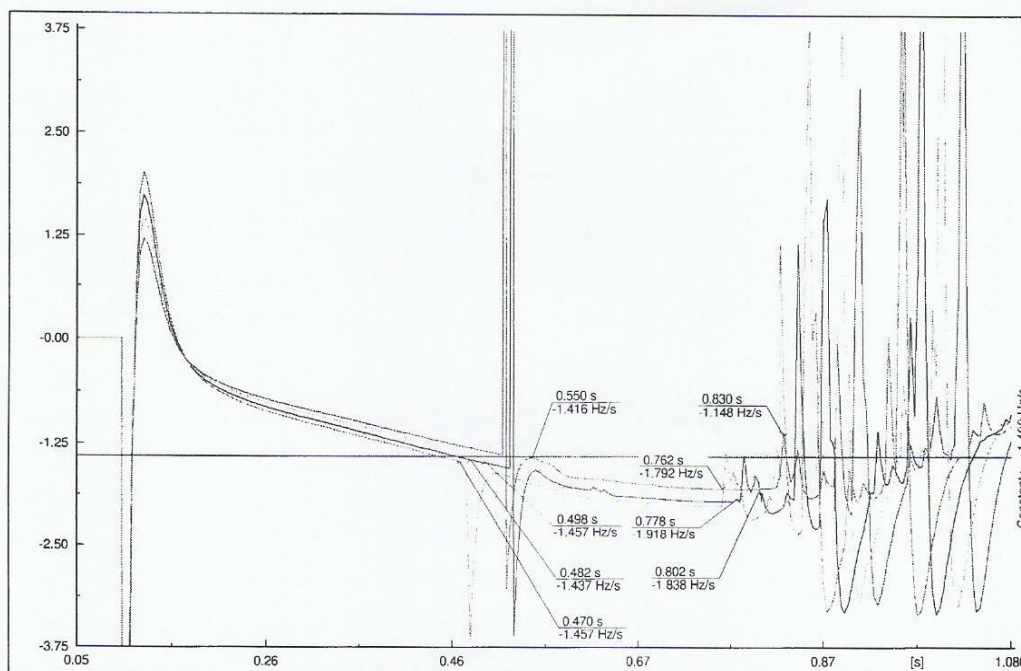


Figura 12 Df/dt - Demanda máxima

| DEMANDA MAXIMA |            |                        |                        |                       | 8091        |
|----------------|------------|------------------------|------------------------|-----------------------|-------------|
| Evento         | Desbalance | Frecuencia mínima [Hz] | Desconexión carga [MW] | Desconexión carga [%] | Etapas EDAC |
| Salida 2200 MW | 27%        | 58.34                  | 2272                   | 28%                   | 6           |
| Salida 2300 MW | 28%        | 58.28                  | 2281                   | 28%                   | 6           |
| Salida 2400 MW | 30%        | 58.20                  | 2295                   | 28%                   | 6           |
| Salida 2500 MW | 31%        | 58.12                  | 2674                   | 33%                   | 7           |

Tabla 9 Resultados EDAC – Demanda maxima

| DEMANDA MAXIMA |                        |                |                |              |              |                  |
|----------------|------------------------|----------------|----------------|--------------|--------------|------------------|
| Evento         | Frecuencia mínima [Hz] | DF/DT 1 [Hz/s] | DF/DT 2 [Hz/s] | Tiempo 1 [s] | Tiempo 2 [s] | Delta Tiempo [s] |
| Salida 2200 MW | 58.34                  | -1.4           | -1.4           | 0.550        | 0.830        | 0.280            |
| Salida 2300 MW | 58.28                  | -1.45          | -1.83          | 0.498        | 0.802        | 0.304            |
| Salida 2400 MW | 58.2                   | -1.43          | -1.91          | 0.482        | 0.778        | 0.296            |
| Salida 2500 MW | 58.12                  | -1.45          | -1.79          | 0.470        | 0.762        | 0.292            |

Tabla 10 Resultados df/dt – Demanda maxima

## 9.4 Resumen de resultados

Con base en los resultados obtenidos se tienen las siguientes observaciones:

- ❖ Para desbalances del orden del 30% la mayor caída de la frecuencia se observa en periodos de demanda mínima debido a la baja inercia del sistema y a una menor desconexión de carga propia de estos periodos. Adicionalmente, la pendiente de caída de la frecuencia ( $df/dt$ ) es mayor en estos periodos.

De acuerdo con lo anterior, se toman los resultados obtenidos en demanda mínima como referencia para probar los desbalances instantáneos de gran magnitud en otros periodos de demanda. Ver Tabla 11.



| Retardo Df/dt [s] | Tiempo interruptor [s] | Gradiente frecuencia [Hz/s] | Desconexión de carga [%] |
|-------------------|------------------------|-----------------------------|--------------------------|
| 0.25 s            | 0.05 s                 | -1.4 Hz/s                   | Etapas 5 a 8             |

Tabla 11 Valores de referencia

- ❖ En la Figura 13 se presentan los resultados para todos los periodos de demanda y todos los desbalances analizados con el fin de comparar que en todos los casos la pendiente de caída de la frecuencia sea inferior al valor de la referencia el tiempo suficiente para activar el df/dt.

Tal como se observa los valores señalados en la figura como (1, 2 y 3) corresponden a los desbalances máximos soportados por el EDAC para demandas máxima, media y mínima. En estos casos el df/dt de -1.4 Hz/s es inferior a 300 ms garantizando que para estos casos no se presentaría su actuación. Para desbalances superiores se espera que la actuación de este esquema rápido logre recuperar la frecuencia a valores aceptables evitando disparos adicionales de generación.

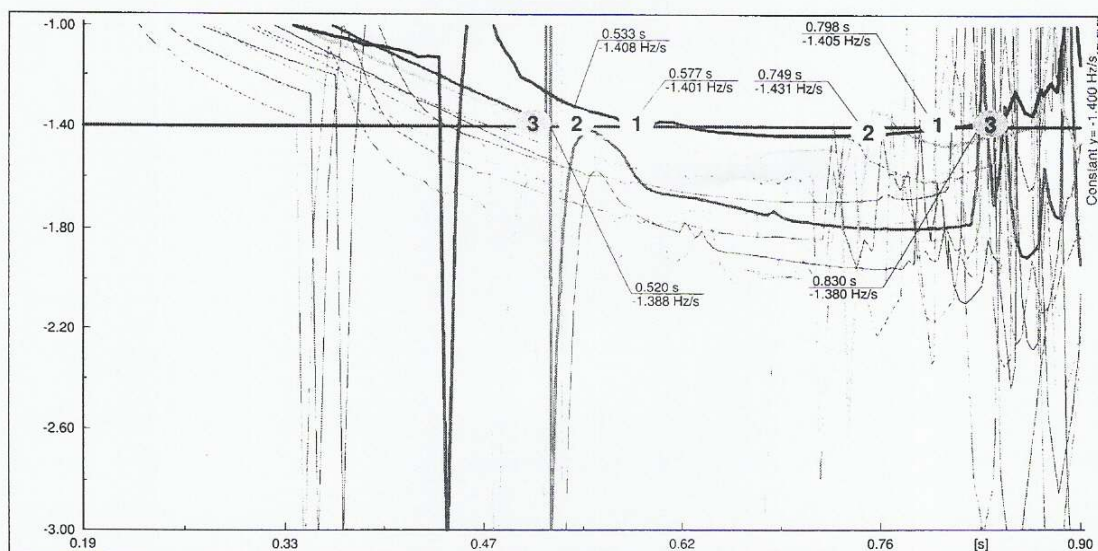


Figura 13 Resumen resultados df/dt

### 9.5 Sensibilidad a la aceleración de las últimas etapas del EDAC por df/dt

Dado que para eventos instantáneos de desbalances en generación superiores al 30%, la caída de la frecuencia supera el diseño del EDAC actual, se realizó la sensibilidad de acelerar las últimas etapas por df/dt para analizar el comportamiento de la frecuencia, así:

- Las etapas 1 a 4, permanecen con los relés de umbral de frecuencia y tiempos de actuación igual al EDAC actual, es decir con umbrales de 59.4, 59.2, 59.0 y 58.8 Hz respectivamente, y temporizaciones intencionales de 200 ms en las 2 primeras y 400 ms en las etapas 3 y 4.



- Las etapas 5 a 8, que actualmente se encuentran con umbrales de 58,6 Hz (etapas 5 y 6) y 58,4 Hz (etapas 7 y 8) y temporizaciones intencionales de 600, 1000, 2000, 4000 ms respectivamente, se propone que se aceleren con relés  $df/dt$  que ante eventos de desbalances de magnitud superiores al 30% actúen antes de las etapas convencionales 1 a 4.
- Esta aceleración permite al sistema tener un mejor comportamiento en la recuperación de la frecuencia, pues mejora los tiempos de actuación de la desconexión de carga. Es importante aclarar, que para eventos de desbalances de magnitud inferiores al 30 % estos relés no se espera que actúen, con lo cual el EDAC actual continúa su operación como lo hace en la realidad. Ver Figura 14.

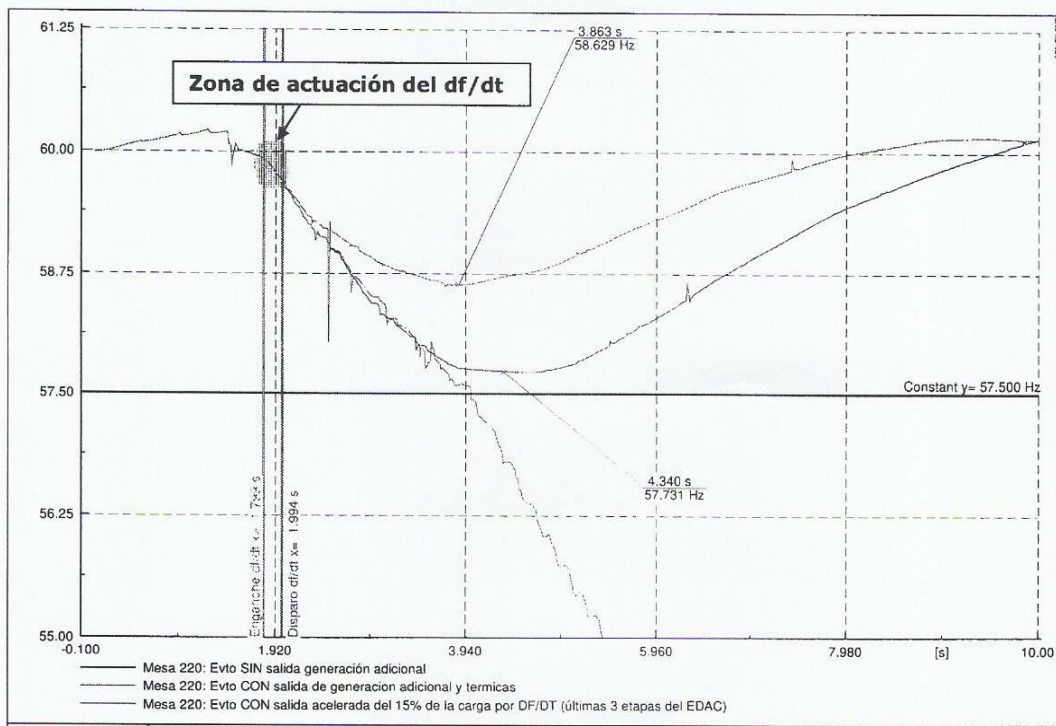


Figura 14 Aceleración de las últimas etapas por  $df/dt$  ante eventos de desbalance mayores al 30%

- Las simulaciones mostraron que una detección temprana y un deslastre oportuno, pueden evitar colapsos del sistema por baja frecuencia ante eventos de gran magnitud. En la Figura 14 se puede observar en la curva azul como la frecuencia ante un desbalance del 30% es inferior a 58.8 Hz, sin embargo, al acelerar las 4 últimas etapas la frecuencia llega hasta un valor mínimo de 58.6 Hz.
- También las simulaciones mostraron que en ambos casos se utilizan las 8 etapas del EDAC, para la detección temprana de un evento de gran magnitud permite tomar acciones de manera oportuna, sin necesidad de desconectar carga adicional en el sistema.

## 10 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

---

1. De acuerdo con los registros obtenidos en los últimos 6 años, cerca del 91% de los eventos provocan la operación del EDAC dentro del umbral de las tres primeras etapas, que son las más rápidas en su actuación. Esto indica que el esquema es lo suficientemente confiable para cubrir los eventos más probables.
2. En todos los 348 eventos, anteriores al 2007, el sistema logró recuperar sus condiciones operativas de tensión y frecuencia, debido a la actuación oportuna del EDAC en primera instancia y de la regulación primaria y secundaria de las unidades. Con estos resultados se puede afirmar que el esquema presenta una excelente respuesta cumpliendo las necesidades del sistema eléctrico Colombiano.
3. Dados los análisis del comportamiento del EDAC, se recomienda mantener el actual Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia el cual cubre un 40% del total de la demanda, distribuido en 8 etapas con desconexiones de carga del 5% (con retardos desde 200 ms en las dos primeras etapas, 400 ms en las dos siguientes y hasta 4 s en la última etapa según la Tabla 2).
4. Es necesario que las empresas encargadas de la implementación del EDAC sobre cada una de sus cargas, realicen los ajustes necesarios al esquema vigente de acuerdo con los lineamientos y recomendaciones del EDAC.
5. Considerando que en el año 2006 se realizaron pruebas a las últimas etapas del EDAC (7 y 8), y que la mayoría de los eventos (91%) presentan actuación de las primeras etapas, se recomienda probar el desempeño de las etapas 3 y 4 del EDAC.
6. Dado que los análisis mostraron que el EDAC actual está diseñado para soportar desbalances generación-demanda hasta una magnitud del 30%, se recomienda complementar este esquema con acciones que permitan tomar acciones sobre la carga de manera oportuna, lo cual se logra acelerando las últimas 4 etapas con relés de diferencial de frecuencia  $df/dt$ .