

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Biblioteca Central

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

**ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DEL ESQUEMA DE BAJA
FRECUENCIA INDE-EGGSA**

TESIS

*Presentada a la Junta Directiva de la
Facultad de Ingeniería*

POR

ROGELIO ENRIQUE SOLARES CORDON

Al conferírsele el Título de

INGENIERO ELECTRICISTA

Guatemala, abril de 1997

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Biblioteca Central

R
08
T (3969)

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de tesis titulado:

**ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DEL ESQUEMA DE BAJA
FRECUENCIA INDE-EEGSA**

Tema que me fue aprobado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica con fecha 4 de octubre de 1993, Ref. EIME.261.93.



Rogelio Enrique Solares Cordón

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA

DECANO:	Ing. Herbert René Miranda Barrios
VOCAL 1o.:	Ing. Miguel Angel Sánchez Guerra
VOCAL 2o.:	Ing. Jack Douglas Ibarra Solórzano
VOCAL 3o.:	Ing. Juan Adolfo Echeverría Méndez
VOCAL 4o.:	Br. Víctor Manuel Lobos Aldana
VOCAL 5o.:	Br. Wagner Gustavo López Cáceres
SECRETARIA:	Inga. y Licda. Gilda Marina Castellanos de Illescas

**TRIBUNAL QUE PRACTICO EL EXAMEN
GENERAL PRIVADO**

DECANO:	Ing. Jorge Mario Morales González
EXAMINADOR:	Ing. Edgar F. Montúfar Urizar
EXAMINADOR:	Ing. Edwin Rodas
EXAMINADOR:	Ing. Roberto Urdiales
SECRETARIO:	Ing. Edgar José Aurelio Bravatti Castro

Guatemala,
10 de enero de 1996

Señor Ingeniero
Angel Jesús García
Coordinador del Area de Potencia,
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica,
Facultad de Ingeniería,
Universidad de San Carlos de Guatemala

Señor Coordinador:

Habiendo asesorado al estudiante **ROGELIO ENRIQUE SOLARES CORDON** en el desarrollo del trabajo de tesis titulado: **ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DEL ESQUEMA DE BAJA FRECUENCIA INDE-EEGSA** y tras haber revisado su contenido final sin encontrar alguna objeción al respecto, doy mi aprobación al mencionado trabajo.

Solamente el autor y su asesor son responsables por los conceptos, conclusiones y recomendaciones aquí vertidas.

Atentamente,


Ing. Luis Arturo Méndez Guerra
Asesor

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica



FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

Guatemala, 4 de marzo de 1,997

Señor Director
Ing. Miguel Angel Sánchez Guerra
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director.

Me permito dar aprobación al trabajo de tesis titulada: Estudio del comportamiento del esquema de baja frecuencia INDE-EEGSA, desarrollada por el señor Rogelio Enrique Solares Cordón, ya que considero que cumple con los requisitos establecidos.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Angel J. Garcia Martínez
Coordinador Area Potencia

AJGM/sdem.



FACULTAD DE INGENIERIA

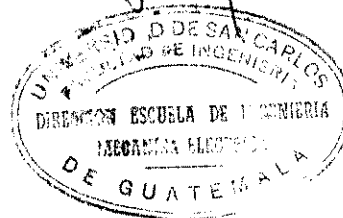
Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería Mecánica Industrial, Ingeniería Química, Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica y Regional de Post-grado de Ingeniería Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Area, al trabajo de tesis del estudiante Rogelio Enrique Solares Cordón, titulada: Estudio del comportamiento del esquema de baja frecuencia INDE-EEGSA, procede a la autorización del mismo.

Ing. Miguel Angel Sanchez Guerra
Director

Guatemala, 1 de abril de 1,997.





FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

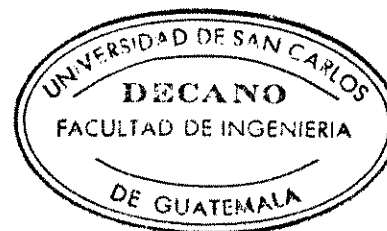
Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

El Decano de la Facultad de Ingeniería, luego de conocer la autorización por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de tesis: Estudio del comportamiento del esquema de baja frecuencia INDE-EEGSA, del estudiante Rogelio Enrique Solares Cordón, procede a la autorización para la impresión de la misma.

IMPRIMASE:

Ing. Herbert René Miranda Barrios
Decano

Guatemala, 8 de abril de 1,997.



ACTO QUE DEDICO A

Dios por permitirme alcanzar esta meta

La Santísima Virgen Madre de Dios y Madre Nuestra

Mis padres

Benjamín y Elena

Mis hermanos

Armando, Mary, Nory, Edgar, Lucy y especialmente a Rodolfo quien estoy seguro siempre ha estado conmigo y me ha alumbrado el buen camino

Mis sobrinos

Edwin, Juanca, Luis Pe, Luisa, Ana Lucía, Rodolfo, Edgar Antonio y Juan Pa

Mis amigos

Jorge, Dany, Mariluz, Angélica y Claudia

Mariana

Por ser un apoyo incondicional en la elaboración de este trabajo de tesis

Mi tío

Rodolfo y su familia

AGRADECIMIENTO

Al INGENIERO LUIS ARTURO MENDEZ GUERRA, por la asesoría recibida en la realización del presente trabajo.

A todas las personas que con su apoyo y colaboración, hicieron posible la realización de esta tesis.

INDICE GENERAL

<i>Identificación del trabajo</i>	<i>i</i>
<i>Justificación</i>	<i>ii</i>
<i>Objetivos</i>	<i>iii</i>
<i>Introducción</i>	<i>iv</i>
I. METODOS PARA ANALISIS DE ESQUEMAS DE PROTECCION DE BAJA FRECUENCIA	
A. <i>Concentrado</i>	<i>1</i>
B. <i>Detallado</i>	<i>7</i>
<i>Representación del Sistema Eléctrico de Guatemala</i>	<i>8</i>
<i>Criterios del EDBF</i>	<i>10</i>
II. DESCRIPCION DEL SISTEMA	<i>14</i>
A. <i>Demanda Máxima</i>	<i>15</i>
B. <i>Demanda Media</i>	<i>16</i>
C. <i>Demanda Mínima</i>	<i>17</i>
<i>Cuadro No. 1</i>	
<i>Guatemala: Resumen de Capacidad Instalada y Capacidad Confiable</i>	<i>18</i>
III. RESULTADOS DEL ESTUDIO APLICADO AL SISTEMA GUATEMALTECO	
A. <i>Análisis</i>	<i>19</i>
<i>Cuadro No. 2</i>	
<i>Guatemala: Clasificación de Contingencias</i>	<i>24</i>
<i>Cuadro No. 3</i>	
<i>Guatemala: Esquema Actual de Desconexión de Baja Frecuencia, 1992</i>	<i>25</i>
<i>Cuadro No. 4</i>	
<i>Guatemala: Esquema Propuesto de Desconexión de Baja Frecuencia, 1992</i>	<i>26</i>
<i>Figura 1</i>	<i>27</i>
<i>Figura 2</i>	<i>28</i>
<i>Figura 3</i>	<i>29</i>
<i>Figura 4</i>	<i>30</i>
<i>Figura 5</i>	<i>31</i>
<i>Figura 6</i>	<i>32</i>
<i>Figura 7</i>	<i>33</i>
<i>Figura 8</i>	<i>34</i>

<i>Figura 9</i>	35
<i>Figura 10</i>	36
<i>Figura 11</i>	37
<i>Figura 12</i>	38
<i>Figura 13</i>	39
<i>Figura 14</i>	40
<i>Figura 15</i>	41
<i>Figura 16</i>	42
<i>Figura 17</i>	43
<i>Figura 18</i>	44
IV. <i>INSTALACION Y PUESTA EN OPERACION DEL ESQUEMA INFORMACION GENERAL</i>	
<i>A. Dispositivos Utilizados</i>	45
<i>B. Puesta en Operación</i>	56
<i>Tabla 1</i>	62
<i>Tabla 2</i>	63
<i>C. Casos</i>	64
<i>Reportes de Circuitos que operaron debido a Baja Frecuencia</i>	
V. <i>ESQUEMA DE DESCONECION DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS INTECONECTADOS CEL-INDE</i>	
<i>Introducción</i>	74
<i>Principales Consideraciones del Diseño de los Esquemas</i>	75
<i>Criterios Empleados en el Diseño del Esquema</i>	75
<i>Estudios Flujo de Carga y Estabilidad Transitoria CEL-INDE</i>	80
<i>Actuación del EDCBF Interconectado CEL-INDE, Proyección 1998</i>	104
<i>Figura 19</i>	105
<i>Figura 20</i>	106
<i>Figura 21</i>	107
<i>Figura 22</i>	108
<i>Figura 23</i>	109
<i>Figura 24</i>	110
<i>Figura 25</i>	111
<i>Figura 26</i>	112
<i>Figura 27</i>	113
<i>Figura 28</i>	114
<i>Figura 29</i>	115
<i>Figura 30</i>	116
<i>Figura 31</i>	117
<i>Figura 32</i>	118

<i>Figura 33</i>	119
<i>Figura 34</i>	120
<i>Figura 35</i>	121
<i>Figura 36</i>	122
<i>Figura 37</i>	123
<i>Figura 38</i>	124
<i>Figura 39</i>	125
<i>Figura 40</i>	126
<i>Figura 41</i>	127
<i>Figura 42</i>	128
<i>Figura 43</i>	129
<i>Conclusiones</i>	130
<i>Recomendaciones</i>	132
<i>Glosario</i>	135
<i>Bibliografía</i>	137
<i>Anexo 1</i>	
<i>Formatos para la Descripción de Datos</i>	
<i>Dinámicos</i>	139
<i>Anexo 2</i>	
<i>Diagrama de Bloques Funcional Típico</i>	150

IDENTIFICACION DEL TRABAJO

El esquema de baja frecuencia que funcionaba hasta hace algún tiempo en Guatemala tenía 20 años de estar trabajando, por lo que se hizo necesaria la instalación de un nuevo Esquema de Baja Frecuencia. Esto es motivo, pues, para realizar un estudio que compruebe el funcionamiento del nuevo esquema, el cual deberá operar correctamente, así sea en condiciones normales de operación o bajo condiciones de falla.

El nuevo esquema trabaja con dispositivos de otra tecnología, en cierta forma más sensibles al operar, lo cual nos obliga a determinar debidamente su operación de acuerdo con la coordinación que se necesita.

JUSTIFICACION

Todo sistema de Distribución, Transmisión, etc., necesita obligadamente un buen sistema de protección, y en la situación reinante en el país se hace aun más necesario tener bien montado un esquema de protección funcional. Se analizará el Esquema de Baja Frecuencia recién montado en las diversas Subestaciones del país, con el propósito de proporcionar material que sirva en la actualidad y en el futuro para tener una facilidad en el momento de una readecuación del esquema, o de crecimiento del sistema de transmisión o distribución.

Es necesario, pues, tener un estudio que nos muestre la respuesta del nuevo esquema montado, el cual nos proporcionará información necesaria para una operación correcta del mismo, además de una seguridad en cuanto a la protección del sistema.

OBJETIVOS

HIPOTESIS:

El esquema de protección por baja frecuencia del sistema interconectado INDE - EEGSA opera adecuadamente bajo condiciones de operación normal y de falla.

OBJETIVOS GENERALES:

Comprobar que el esquema de baja frecuencia instalado responde correctamente tanto en condiciones normales como de falla.

Proporcionar un estudio completo del funcionamiento del esquema de baja frecuencia, que sirva tanto al INDE como a la EEGSA, y que sirva para facilitar futuras ampliaciones o cambios en la coordinación.

OBJETIVOS ESPECIFICOS:

Elaborar un estudio que facilite la evaluación constante del esquema de baja frecuencia adoptado.

Demostrar que el esquema instalado funciona correctamente, y, de lo contrario, proporcionar una herramienta para hacer una readecuación del esquema de baja frecuencia.

INTRODUCCION

Proveer servicio continuo es la principal preocupación de las compañías de servicio eléctrico. Durante emergencias severas no siempre es posible mantener la continuidad del servicio en todas partes del sistema, pues se producen cambios en la configuración que pueden resultar en deficiencia de generación en todo el sistema, o bien, en alguna de sus partes si se produce separación. Si la deficiencia de generación no es aliviada en forma rápida, la frecuencia decae y puede llegar a niveles intolerables para el consumidor. Peor aún, puede resultar en el desajuste total de la frecuencia, con el resultado de perder la totalidad del sistema y causar un apagón general.

La intención principal de este trabajo de tesis, es estudiar el comportamiento del sistema, mediante la aplicación de relés de protección de baja frecuencia convencionales, a los restauradores automáticos (RECLOSER), para mejorar la estabilidad del sistema.

I. METODOS PARA ANALISIS DE ESQUEMAS DE PROTECCION DE BAJA FRECUENCIA

A. Concentrado :

En general, en nuestros países los sistemas eléctricos no están interconectados entre sí, de manera que en todos los casos tenemos un gran centro de carga (la capital). Para efectos de este estudio se tomó el sistema aislado; sin embargo, en el año 1996 se efectuó con el Sistema Interconectado, el cual se trata en el Capítulo V. Además, podemos decir que nuestros sistemas no son firmes en el sentido usual de la palabra; pequeñas variaciones de carga o generación resultan en variaciones de frecuencia de considerable magnitud.

Podemos mencionar que la pérdida de una unidad de 50 MW en cualquier sistema eléctrico de Centro América, no puede pasar desapercibida. En nuestro medio un generador de 50 MW significa casi el 10% de la totalidad de la generación del sistema, y la frecuencia rápidamente decae abajo de los 59.5 ciclos. Por otra parte, si tratamos de conectar repentinamente el sistema de 50 MW de carga, se produce una variación de frecuencia considerable, similar a la condición anterior. En vista de estas consideraciones, hace falta encontrar una forma de aplicar los Relés de frecuencia que nos permita distinguir una de otra condición.

El Recloser es usado ampliamente como interruptor de alimentación

en las subestaciones. Los Recloser electrónicos de McGraw Edison de 14.4 KV se fabrican para 560 A. continuos, los más grandes; lo que nos da una capacidad máxima de unos 14,000 KVA. Por lo general, la subestación se diseña de manera que los Recloser se puedan desconectar para su mantenimiento, mientras otro Recloser en la subestación lleva la carga. Es conveniente mantener la carga de cada alimentador por debajo de 7,500 KVA, cuando se requiere esta facilidad. Cuando existe esta condición, los hace especialmente adecuados para utilizarlos en programas de racionamiento de carga automática, porque se puede desconectar la carga gradualmente en los bloques más pequeños, y se puede reconectar de la misma forma. Sólo hay un inconveniente: los relés de baja frecuencia convencionales no se pueden aplicar en el circuito de disparo de la caja electrónica de control, porque los relés están diseñados para trabajar con los circuitos usuales de disparo de los interruptores de potencia convencionales. Es decir, la bandera y el contacto principal quedan en serie con la bobina de disparo del interruptor, mientras que el circuito de disparo del control electrónico de los Recloser necesita un contacto independiente con una duración de por lo menos 1.0 segundos, para darle tiempo al relé de secuencia del control para llegar a la posición en clave.

Además de este inconveniente, nos queda el problema de diferenciar una condición de sobrecarga de una de operación de switcheo normal.

Esta última condición se puede resolver en el 90% de los casos de

la manera siguiente: Determinando el nivel de frecuencia por encima del cual se mantiene ésta, cuando se conecta el alimentador de mayor carga que existe en el sistema de distribución. El programa de racionamiento automático tendrá que empezar por debajo de esta frecuencia.

Adicionalmente, hay que determinar la mayor sobrecarga que pueda ocurrir en el sistema. Esta puede ocurrir de dos formas: Primero, el generador más grande del sistema sale de línea. Segundo, una línea de transmisión opera separando del sistema la planta más grande o combinando plantas que dan la mayor deficiencia posible. Una vez determinada la máxima deficiencia en KW, se selecciona el número de alimentadores de distribución que sumados a la hora pico máximo equivalgan al total de la generación perdida (se presupone que las plantas tienen el mismo factor de carga que el sistema).

No se deben programar relés de baja frecuencia abajo de 58 ciclos, ya que los sistemas con plantas de vapor no deben operar a 58 ciclos por más de un minuto; así que todos los relés deben ajustarse para que operen por encima de esta frecuencia. El programa temporizado o disparo retardado, consiste de dos relés ajustados a operar a los mismos niveles que los del programa de disparo inmediato, pero con retardo de tiempo a cada nivel.

Este programa se puede duplicar si es necesario, es decir, que se pueden conectar dos relés al mismo nivel y con el mismo tiempo en dos

circuitos distintos para lograr la desconexión de un bloque de carga predeterminado que no se puede lograr en un solo alimentador.

A continuación se esquematiza un programa de desconexión de carga automático para un sistema que pierde el 50 % de su generación o sea, con una sobrecarga inicial del 100%.

Una vez determinado el programa, hay que ensayarlo. Con una solución teórica, paso a paso, para determinar la curva teórica de operación, hay que tener especial cuidado de que el programa desconecte por lo menos un 5% de carga más del que se necesita para balancear la generación con la carga, pues, si se llega a un balance abajo de 60 ciclos y no se desconecta carga adicional, el sistema no se podrá acelerar de vuelta para hacerlo llegar a 60 ciclos nuevamente.

La ecuación de Torque de un cuerpo en movimiento rotacional es:

$$T = I \alpha$$

Donde $I =$ constante de inercia

$\alpha =$ aceleración angular = dw / dt

$w =$ velocidad angular = $2 \pi f$

$$T = I (dw / dt)$$

$$T = 2 \pi I (df / dt), \text{ donde } I = (M / w)$$

$$T = 2 \pi (M / w) \cdot (df / dt)$$

Donde $M = G H$

$G =$ capacidad del generador en KVA

$H =$ constante de inercia en KW.seg/KVA

$$T = 2 \pi (GH / 2\pi f) \cdot (df / dt)$$

$$T = (GH / f) \cdot (df / dt), \text{ de donde}$$

$$df / dt = (Tf / GH)$$

Sí, $T =$ torque de aceleración

$$Ta = T / G = \text{torque de aceleración en p/u}$$

entonces:

$$df / dt = Ta (f / 2H) \quad (1)$$

En la ecuación anterior, H es la suma de todas las constantes H (inercia), de las unidades del sistema en p.u., y es equivalente al porcentaje de sobrecarga del sistema, dividido por 100, y computable de la manera siguiente:

$$T_a = \frac{\text{carga conectada} - \text{generación que queda}}{\text{generación que queda}} \quad (2)$$

En la ecuación para df / dt , se acepta que el torque permanece constante, pero, en general, esto no es así.

El torque de las unidades generadoras varía inversamente a la primera potencia de la frecuencia, es decir :

$$T_g = k / f$$

La potencia de la carga varía en forma directamente proporcional a una potencia entre la primera y la segunda frecuencia, es decir :

$$P_l = k f^r$$

$$P_l = T_l f$$

$$T_l = (P_l / f) = (k f^r / f) = k f^{(r-1)}$$

$$dT_l / df = (r - 1) k f^{(r-2)} = ((r-1) k f^{(r-1)} / f)$$

$$T_l + dT_l = k f^{(r-1)} [1 + ((r-1) df / f)]$$

$$T_l + dT_l = T_l [1 + ((r-1) df / f)] \text{ de donde}$$

$$T = T_l [1 + ((r-1) df / f)] \quad (3)$$

Podemos derivar una expresión similar para el torque de las unidades generadoras:

$$T_g = k / f^{-1} = kf$$

$$dT_g / df = -kf^{-2} = -kf / f^3$$

$$dT_g = dT_g / df \cdot df = -kf / f^3 \cdot df$$

$$T_g + dT_g = kf^{-1} - (kf / f^3)df = kf^{-1} [1 - df/f]$$

$$T_{g(n)} = T_{g(n-1)} + dT_g$$

$$T_{g(n)} = T_{g(n-1)} [1 - (df / f)] \quad (4)$$

En las fórmulas (3) y (4), df es negativo para disminuciones de frecuencia, y positivo para aumentos de frecuencia.

B. Detallado :

Modelo en el cual se tiene detallado cada nodo de la red y, por supuesto, el modelo de cada uno de los generadores, controles de voltaje,

turbina y gobernador. Este tipo de modelaje es el más adecuado para estudios de estabilidad dinámica, donde el modelaje completo facilita el monitoreo de las oscilaciones de los rotores, del voltaje y de la actuación de protecciones.

Se utiliza un modelo detallado para estudiar con mayor exactitud la actuación de los controles y permitir en un futuro la iniciación de los estudios dinámicos para los sistemas interconectados.

A continuación, se detallan los modelos empleados en el sistema eléctrico de Guatemala, para generadores, sistemas de excitación, relés y carga eléctrica, clasificados por tipos de control :

REPRESENTACION DEL SISTEMA ELECTRICO DE GUATEMALA

ELEMENTO DEL SISTEMA	MODELO EMPLEADO
1. Generadores Hidráulicos	GENSAL
2. Generadores Térmicos	GENROU
3. Turbina y Gobernadores	
<i>Hidráulicos</i>	IEEEG3
4. Turbinas y Gobernadores	
<i>Térmicos</i>	IEEEG1
5. Sistemas de Excitación	IEEET1
6. Carga Eléctrica	IEELCZ
7. Relés de Baja Frecuencia	LODSHD

Nota: Los anteriores son los formatos para la descripción de datos dinámicos, los cuales se presentan en Anexo 1.

Se realizan pruebas típicas para analizar el comportamiento de los sistemas de excitación y gobernadores, haciendo uso de procedimientos estándar de prueba ante la función escalón, y prueba de circuito abierto para validar los parámetros de cada modelo y hacer ajustes finales. También se validan los pasos de desconexión para los EDBF.

El EDBF debe establecer la mejor forma de desconexión de la carga, de acuerdo con la severidad del desbalance de potencia que haya sufrido el sistema.

Un EDBF de este tipo debe cumplir con los siguientes objetivos :

- 1. Detectar, a través del valor de baja frecuencia y/o su pendiente, cuando el sistema haya sufrido una pérdida de generación severa*
- 2. Desconectar la carga necesaria (la mínima posible) para restablecer el balance entre generación y carga, y asegurar que no se alcanzan valores críticos de baja frecuencia y voltaje*
- 3. Restablecer la frecuencia del sistema a su valor nominal o a un valor dentro de la zona tolerable para regulación secundaria*
- 4. Evitar un disturbio mayor o total de la red (colapso), reduciendo la probabilidad de disparos en cascada de unidades generadoras*

Los criterios para lograr estos objetivos se clasifican así :

a. Monto de carga a desconectar

En un sistema eléctrico longitudinal, como es el caso del sistema de Guatemala, resulta difícil predecir la cantidad máxima de desbalance entre generación y demanda, por lo que se hace muy importante seleccionar las contingencias que a lo largo de la red produzcan las más severas sobrecargas para los diferentes escenarios y efectuar la desconexión de carga en forma coordinada, aprovechando al máximo el apoyo de la línea de interconexión.

Generalmente, una desconexión en un rango de 50% a 60% de la carga, resulta apropiado.

b. Frecuencia de inicio del disparo de carga

Esta deberá ser menor que aquellas frecuencias a las cuales los controles de velocidad de las máquinas generadoras puedan regular y restaurar la desviación de frecuencia experimentada en estado estable. Se recomiendan 59.5 hz, para tener un rango suficiente para discriminar oscilaciones estables.

c. Frecuencia final del disparo de carga

Esta frecuencia deberá ser mayor a la frecuencia de disparo de unidades generadoras de vapor; en su defecto, se recomienda que la desconexión de unidades se efectúe, si fuera necesario, con un retraso de

dos a tres segundos, para dar tiempo a que primero se desconecte la carga y se evite el colapso.

d. *Número de pasos o etapas del sistema*

En sistemas interconectados débiles, los EDBF deberán diseñarse con un número de etapas considerables (resultando apropiado de 3 a 6 etapas), para lograr una operación selectiva y reducir los riesgos de desconectar menos o más carga de la necesaria para establecer el equilibrio. Una diferencia entre pasos, de 3.0 dHz resulta apropiada para la adecuada coordinación del esquema.

e. *Tipo de relevadores y tiempos de retardo*

Las simulaciones para el diseño de los EDBF deberán considerar los tiempos de los relés y de los interruptores. Los relés de baja frecuencia de estado sólido son los más apropiados, pues su tiempo de operación no varía en función de la razón de cambio de la frecuencia (Hz/seg), sino que tienen un tiempo de operación fijo, cosa que no ocurre con los relés electromecánicos, ya que su tiempo de operación sí depende de la variación frecuencia-tiempo.

f. *Velocidad de los interruptores de potencia*

La velocidad de los interruptores de potencia dependerá de su tipo,

teniendo un rango que oscila entre 3 y 11 ciclos.

El tiempo para desconectar la carga a partir del momento de la detección, podrá integrarse de la siguiente forma :

Tiempo de operación del relevador 3-6 ciclos

(según especificaciones técnicas del relevador)

Tiempo de operación del interruptor 3-11 ciclos

(según especificaciones técnicas del relevador)

Tiempo de retardo intencional

Los relevadores y los interruptores serán calibrados de acuerdo con el criterio de diseño.

g. Rotación de los esquemas

Con la finalidad de no afectar siempre a los mismos usuarios en el esquema de desconexión de carga, y dado que las contingencias leves son las más frecuentes y afectan más a los usuarios asociados con los primeros pasos del EDBF, se recomienda, para la aplicación del esquema, un sistema rotativo por año.

En este estudio se establecieron como base los flujos de potencia para 1993; además, se consideraron las siguientes condiciones operativas:

- a) Demanda mínima de fin de semana (2:30 horas)*
- b) Demanda media de día hábil (11:30 horas)*
- c) Demanda máxima de día hábil (18:30 - 19:00 horas)*

La variación estacional de la demanda por cada alimentador es muy pequeña, por lo cual no se consideró necesario cambiar la distribución de la demanda para invierno o verano, siendo estas condiciones representativas en ambas estaciones.

Los patrones de generación se modifican con las estaciones; en invierno la contribución del recurso hidráulico es la más significativa; la generación de gas se utiliza para completar la energía o para satisfacer la demanda máxima. En cambio, en el verano la administración del agua en los embalses de regulación hace que el patrón de generación se modifique, teniendo una alta participación el recurso térmico.

Con la finalidad de validar la información y confrontar los resultados de las simulaciones con la realidad, se efectuaron estudios de flujos de potencia para el sistema.

II.

DESCRIPCION DEL SISTEMA

Generación :

Al momento de realizar el estudio para poner en marcha el EDBF, la capacidad de generación del sistema eléctrico de Guatemala era de 633.1 MW, en 1992, como se indica en el cuadro 1, en el que también se anota la capacidad para los años de 1993 (794.1 MW), 1994 (775.7) y 1995 (779.7). La diferencia observada en la planta Aguacapa obedece a que la unidad 2 de la misma no se encontraba disponible por problemas en su válvula esférica. Por otra parte, se cuenta ya con la generación de 20 unidades de 5.5 MW cada una, instaladas en dos barcazas ubicadas en el Puerto Quetzal, en la costa sur de Guatemala, cuya operación inició en los primeros días del mes de enero de 1993.

Líneas de Transmisión:

Para transmitir la generación de las dos barcazas ya citadas se construyó la línea de transmisión desde el Puerto Quetzal hacia la Central Térmica de Escuintla, en 230 kV, la cual está funcionando actualmente.

La línea de transmisión de 230 KV que parte de la Central Térmica de Escuintla hacia la subestación Muluá 230/69 kV (conocida antes como Escuintla-San Sebastián) se encuentra actualmente energizada en 230 kV.

En esta subestación se instaló un reactor de 30 MVA. Se consideró que para el año 1994 el incremento de la carga del sistema fue de 7%, con respecto al año 1993. Para la asignación de las unidades generadoras para los estudios de flujo de carga en demanda máxima, media y mínima, se consideró el Plan de Operación que se llevó a cabo en 1993.

Se ha considerado, además, la entrada de una carga de 40 MW, correspondiente a una empresa de fundición de acero próxima a la subestación Escuintla.

Se efectuaron estudios de flujo de carga representativos de las condiciones de operación en demanda máxima, media y mínima. Con respecto a estos resultados se puede decir lo siguiente :

A. Demanda Máxima :

A raíz de la entrada en operación de la subestación Muluá 230/69 kV y de las dos barcazas de generación, el perfil de voltaje en el sistema eléctrico de Guatemala es satisfactorio, con excepción de algunos pocos casos, entre los que se puede mencionar a Puerto Barrios, con 62.8 kV, y, en menor grado, El Progreso y Panaluya, con 66 kV, La Esperanza, con 66.1 kV, Antigua, con 66.6 kV, Guadalupe 3, con 67.9 kV, y Guatemala-6, con 67.1 kV. Es conveniente mencionar que, al entrar en operación en 230 kV la línea de transmisión Central Térmica de Escuintla-Muluá, los bancos de capacitores actualmente ubicados en las subestaciones Mazatenango 2

y San Sebastián, entre otras, deberán ser trasladados a otras subestaciones, en las que el valor de voltaje aún puede y debe ser mejorado (Puerto Barrios, La Esperanza, Huehuetenango, por ejemplo).

La Demanda Máxima anual de día hábil en el año se consideró de las 18:30 a las 19:00 horas, en época de verano.

B. Demanda Media :

Los niveles de voltaje, al igual que en demanda máxima, son aceptables, salvo generalmente en los casos anteriormente mencionados. En algunos de estos nodos el voltaje es más bajo que en demanda máxima, y en otros, es, al contrario, en función de las condiciones de carga, principalmente la componente industrial de la misma. Así, en Puerto Barrios hay 66.2 kV, en Progreso 67.4 kV, en Panaluya 67.3 kV, en La Esperanza 68 kV, en Antigua 67.2 kV, en Guadalupe-3 66.3 kV y en Guatemala-6 67.3 kV.

La Demanda Media de día hábil se consideró a las 11:00 horas.

C. Demanda Mínima :

En este caso no se presenta el problema de bajos voltajes en la red, sino, por el contrario, se debe tener cuidado con las sobretensiones, debidas a lo descargado que está el sistema con respecto a los otros dos casos. Como se puede ver, en este caso se requiere conectar el reactor de

la subestación Muluá y que una o más unidades absorban potencia reactiva de la red.

La Demanda Mínima de fin de semana se consideró a las 2:30 horas.

Los tres casos de flujos de potencia anteriores, fueron la base para los análisis de contingencias que se simularon con el sistema eléctrico de Guatemala.

CUADRO No. 1

GUATEMALA: RESUMEN DE CAPACIDAD INSTALADA Y CAPACIDAD CONFIABLE

Central Generadora	Capacidad Instalada		CAPACIDAD CONFIABLE							
	MW	%	1992		1993		1994		1995	
			MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
TOTAL	793.1	100.0	633.1	100.0	794.1	100.0	777.9	100.0	787.9	100.0
Hidráulica	456.1	57.6	418.1	66.1	438.1	55.2	435.9	56.0	445.9	56.6
Chixoy	276.5	34.9	276.5	43.7	276.5	34.8	275.0	35.3	275.0	34.9
Aguacapa	90.0	11.2	60.0	9.5	80.0	10.0	75.0	9.6	75.0	9.5
Jurún Marinalá	60.0	7.6	55.0	8.6	55.0	6.9	60.0	7.7	60.0	7.6
Los Esclavos	13.0	1.6	13.0	2.1	13.6	1.6	13.0	1.7	13.0	1.6
Michatoyas	6.0	0.8	3.0	0.5	3.0	0.4	2.3	0.3	2.3	0.3
Santa María	6.0	0.8	6.0	1.0	6.0	0.8	6.0	0.7	6.0	0.8
El Porvenir	2.0	0.3	2.0	0.3	2.0	0.3	2.0	0.3	2.0	0.3
Río Hondo	2.0	0.3	2.0	0.3	2.0	0.3	2.0	0.3	2.0	0.3
Chichaic	0.6	0.1	0.6	0.1	0.6	0.1	0.6	0.1	0.6	0.1
Río Bobos (privada)	-	-	-	-	-	-	-	-	10.0	1.3
Térmica (vapor)	108.0	13.5	56.0	8.8	69.0	8.6	65.0	8.3	65.0	80.2
Vapor 1 Escuintla	30.0	3.8	-	-	-	-	-	-	-	-
Vapor 2 Escuintla	45.0	5.7	32.0	5.0	45.0	5.6	40.0	5.1	40.0	5.1
Vapor 1 Laguna	3.5	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-
Vapor 2 Laguna	3.5	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-
Vapor 3 Laguna	13.0	1.6	12.0	1.9	12.0	1.5	12.5	1.6	12.5	1.6
Vapor 4 Laguna	13.0	1.6	12.0	1.9	12.0	1.5	12.5	1.6	12.5	1.6
Térmica (gas)	219.0	27.6	149.0	23.5	177.0	22.3	154.0	19.8	154.0	19.5
Gas 1 Escuintla	10.0	1.3	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas 2 Escuintla	10.0	1.3	10.0	1.6	10.0	1.3	10.0	1.3	10.0	1.3
Gas 3 Escuintla	24.0	3.0	20.0	3.2	20.0	2.5	20.0	2.6	20.0	2.5
Gas 4 Escuintla	24.0	3.0	20.0	3.2	20.0	2.5	20.0	2.6	20.0	2.5
Gas 5 Escuintla	32.0	4.0	12.0	1.9	24.0	3.0	-	-	-	-
Gas 6 Escuintla	45.0	5.7	29.0	4.6	45.0	5.7	42.0	5.4	42.0	5.3
Gas 1 Laguna	10.0	1.3	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas 2 Laguna	16.0	2.0	15.0	2.3	15.0	1.9	16.0	2.1	16.0	2.0
Gas 3 Laguna	16.0	2.0	15.0	2.3	15.0	1.9	16.0	2.1	16.0	2.0
Gas 4 Laguna	32.0	4.0	28.0	4.4	28.0	3.5	30.0	3.8	30.0	3.8
Cogeneración	10.0	1.3	10.0	1.6	10.0	1.3	20.0	2.6	20.0	2.5
Barcazas	-	-	-	-	100.0	12.6	103.0	13.2	103.0	13.1

CAPITULO III

RESULTADOS DEL ESTUDIO APLICADO AL SISTEMA GUATEMALTECO

A. *Análisis :*

En este estudio se establecieron como base los flujos de potencia para 1993; además, se consideraron las siguientes condiciones operativas:

- a) Demanda mínima de fin de semana (2:30 horas)*
- b) Demanda media de día hábil (11:30 horas)*
- c) Demanda máxima de día hábil (18:30 - 19:00 horas)*

La variación estacional de la demanda por cada alimentador es muy pequeña, por lo cual no se consideró necesario cambiar la distribución de la demanda para invierno o verano, siendo estas condiciones representativas en ambas estaciones.

Los patrones de generación se modifican con las estaciones; en invierno la contribución del recurso hidráulico es la más significativa; la generación de gas se utiliza para completar la energía o para satisfacer la demanda máxima. En cambio, en el verano la administración del agua en los embalses de regulación hace que el patrón de generación se modifique, teniendo una alta participación el recurso de gas.

Con la finalidad de validar la información y confrontar los resultados de las simulaciones con la realidad, se efectuaron estudios de flujos de potencia para el sistema.

1. *Diseño del Esquema de Desconexión por Baja Frecuencia:*

El diseño del EDBF para el sistema eléctrico de Guatemala debe contemplar la protección del sistema global interconectado con el Salvador y de la red operando aislada, lo cual es objeto de este estudio. Por lo tanto, no se considerará el sistema interconectado con el Salvador. Se realizaron estudios dinámicos para evaluar los esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia (EDBF) actualmente implantado, utilizando un modelo detallado para el sistema.

La EEGSA adquirió un lote de relés de estado sólido, lo cual le permitió reemplazar los antiguos relés electromecánicos y poner en práctica el EDBF nuevo.

Haciendo uso de un modelo concentrado y uno detallado, se realizó un trabajo iterativo para probar los diversos esquemas y seleccionar el que mejor respondiera a los planteamientos de defensa contra disturbios.

La clasificación de las contingencias para la prueba y simulación de los esquemas se muestra en el cuadro 2; éste contempla principalmente pérdida de generación en los porcentajes indicados en el mismo.

2. Comentarios del EDBF anterior, INDE - EEGSA :

Como se puede ver en el cuadro 3, la primera etapa del EDBF anterior se encontraba en 59 hz, con un porcentaje global de disparo de carga de 4.31%.

3. Comentarios del EDBF propuesto, INDE - EEGSA :

Con el nuevo EDBF propuesto y aplicado, como se muestra en el cuadro 4, se procedió a simular varias contingencias, como se indica a continuación:

a. En demanda máxima :

En contingencia leve se simuló la pérdida de generación de las dos barcazas (100 MW, 17%), resultado que se muestra en las figuras 1 (página 27) para variación de frecuencia y 2 (página 28) para variación de voltaje; en contingencia mediana, adicional a la pérdida de las dos barcazas, se considera la salida de Vapor 2 de Escuintla y Gas 6 de Escuintla (190 MW, 33%), resultado que se muestra en las figuras 3 (página 29) para variación de frecuencia y 4 (página 30) para variación de voltaje; en contingencia severa, se incluyen en adición la salida de las tres unidades de Aguacapa (271 MW, 47%), resultado que se muestra en las

figuras 5 (página 31) para variación de frecuencia y 6 (página 32) para variación de voltaje.

b. En demanda media :

Para una contingencia leve se simuló la pérdida de las dos barcazas (100 MW, 23%), resultado que se muestra en las figuras 7 (página 33) para variación de frecuencia y 8 (página 34) para variación de voltaje; en contingencia mediana, la pérdida de las dos barcazas y Gas 6 de Escuintla (145MW, 33%), resultado que se muestra en las figuras 9 (página 35) para variación de frecuencia y 10 (página 36) para variación de voltaje; en contingencia severa, la pérdida de las dos barcazas, Vapor 2 de Escuintla y Gas 6 de Escuintla (190 MW, 44%), resultado que se muestra en las figuras 11 (página 37) para variación de frecuencia y 12 (página 38) para variación de voltaje.

c. En demanda mínima :

Para una contingencia leve se simuló la pérdida de una barcaza (50 MW, 20%), resultado que se muestra en las figuras 13 (página 39) para variación de frecuencia y 14 (página 40) para variación de voltaje; en contingencia mediana, la pérdida de una barcaza y Vapor 3 y Gas 3 de

Planta Laguna (72MW, 28%), resultado que se muestra en las figuras 15 (página 41) para variación de frecuencia y 16 (página 42) para variación de voltaje; en contingencia severa, la pérdida de las dos barcazas (100 MW, 39%), resultado que se muestra en las figuras 17 (página 43) para variación de frecuencia y 18 (página 44) para variación de voltaje.

Para validar el esquema propuesto al inicio se realizaron varios tipos de contingencias y las condiciones de operación del sistema: la contingencia simulada de acuerdo con la clasificación realizada en los puntos anteriores, así como el reporte de actuación del esquema, resaltando las frecuencias mínimas alcanzadas, así como la frecuencia final alcanzada en estado estable.

CUADRO No. 2

GUATEMALA: CLASIFICACION DE CONTINGENCIAS

Condición de Operación	Tipo de contingencia: Pérdida de generación					
	LEVE		MEDIANA		SEVERA	
	P	(%)	P	(%)	P	(%)
MAXIMA	100 MW	17	190 MW	33	271 MW	48
MEDIA	100 MW	23	145 MW	33	190 MW	44
MINIMA	50 MW	20	72 MW	28	100 MW	39

CUADRO No. 3

GUATEMALA:
ESQUEMA ACTUAL DE DESCONEXION DE BAJA FRECUENCIA, 1992

<i>Etapas</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Porcentaje global</i>	<i>Líneas de Transmisión</i>	<i>Subestaciones</i>	<i>Porcentaje de carga de la barra a desconectar</i>	<i>Tiempo de actuación (seg) relevador + disyuntor</i>
1	59.0	4.31	Guate 2		14.1	0.145
			Guat - 6		23.4	0.225
				Mixco	67.0	0.145
2	58.5	4.14	Guate 3		16.5	0.145
				Centro	25.2	0.145
				Amatit	23.0	0.145
				Guada 2	10.8	0.295
3	58.0	3.72	Guate 6		20.2	0.295
			Guate 3		12.8	0.145
			Guada 4		38.9	0.295
4	57.5	4.81	Guate 3		38.5	0.295
			Guada 3		13.7	0.145
				Mixco	33.0	0.295
				Centro	18.8	0.145
5	57.5	4.01	Guate 2		13.5	1.045
			Guate 3		20.6	1.045
			Centro		7.2	1.045
			Guada 2		12.7	1.045
				Amatit	16.7	1.045
6	57.5	1.86	Guate 3		15.4	2.045
			Guada 3		13.7	2.045
7	58.0	1.78	Guate 2		23.7	3.045
8	58.5	2.13	Guate 6		25.8	5.045
				Centro	13.0	5.045
TOTAL		26.76				

CUADRO No. 4

**GUATEMALA:
ESQUEMA PROPUESTO DE DESCONEXION DE BAJA FRECUENCIA, 1992**

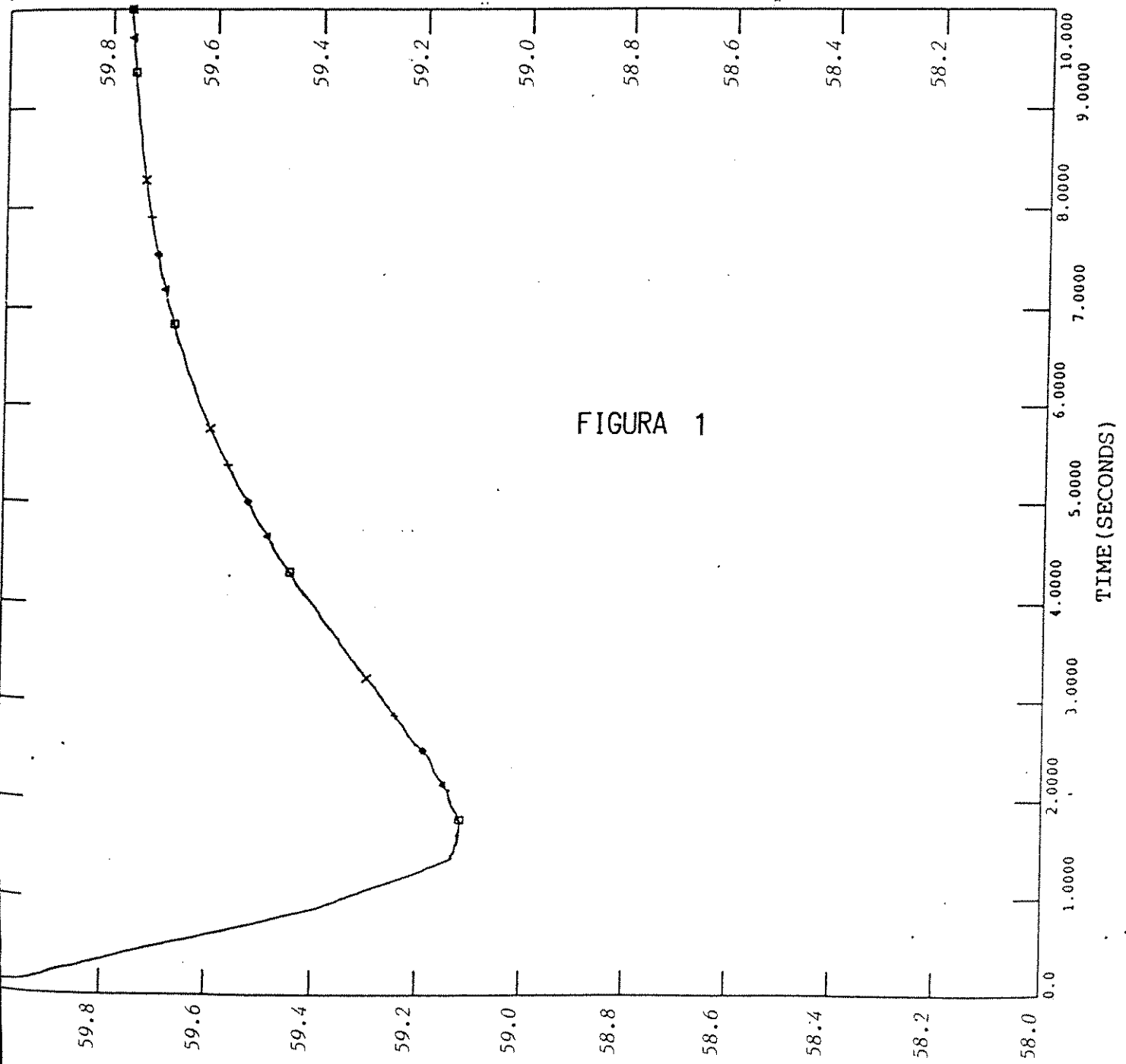
<i>Etapas</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Líneas de Transmisión</i>	<i>Subestaciones</i>	<i>Tiempo de actuación (seg) relevador + disyuntor</i>
1	59.5	Cent 4		0.145
2	59.2	Guate 6		0.145
		Guada 2		0.145
		Guada 4		0.145
		Guate 2		0.145
		Guate 3		0.145
		Guate 6		0.145
		Guat - 6		0.145
3	58.9	Guada 2		0.145
		Guada 3		0.145
		Guada 4		0.145
		Guate 2		0.145
		Guate 3		0.145
		Guate 6		0.145
		Guat - 6		0.145
4	58.6		Amatit	0.145
			Antigu	0.145
		Guada 2		0.145
		Guada 3		0.145
		Cent 1		0.145
		Guat - 6		0.145
			Mixco	0.145
			Amatit	0.145
			Cent 1	0.145
		Guada 3		0.145
Guada 4		0.145		
Guate 2		0.145		
Guate 3		0.145		
Guat - 6		0.145		
5	58.3		Amatit	0.145
			Cent 1	0.145
		Guada 3		0.145
		Guada 4		0.145
		Guate 2		0.145
		Guate 3		0.145
		Guat - 6		0.145
6	58.0		Cent 1	0.145
		Guada 4		0.145
		Guate 2		0.145
		Guate 3		0.145
		Guat - 6		0.145

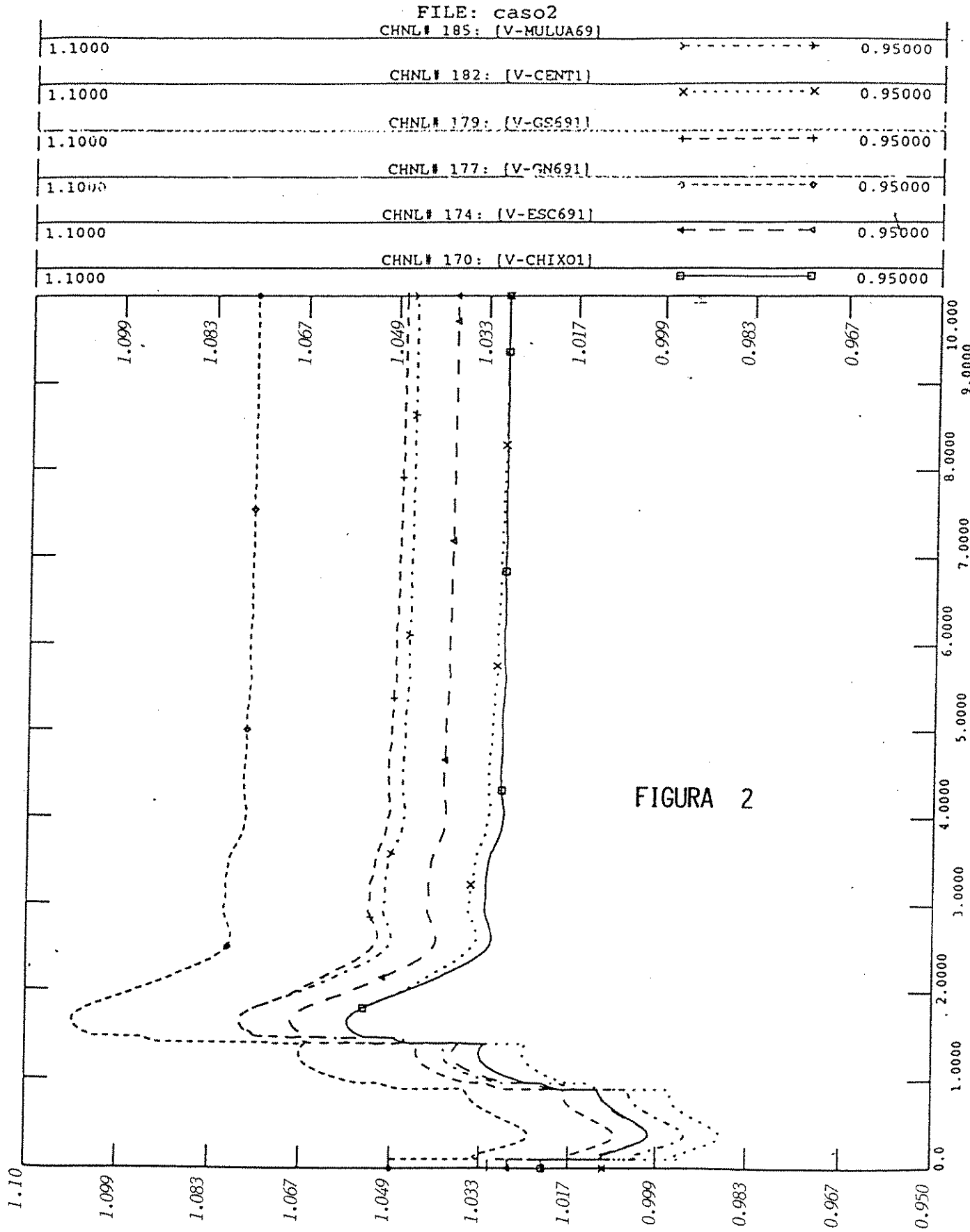
Nota: Se incluye la carga de todos los circuitos de las subestaciones conectados a la línea de transmisión que tienen el ajuste de frecuencia en el valor correspondiente.

FILE: caso2

WED, DEC 09 1992 04:51
PERDIDA BARCAZAS

60.000	CHNL# 164: $60 * (1 + [FRQ-GS691])$	x-----x	58.000
60.000	CHNL# 162: $60 * (1 + [FRQ-GNS91])$	+-----+	58.000
60.000	CHNL# 159: $60 * (1 + [FRQ-ESC691])$	o-----o	58.000
60.000	CHNL# 155: $60 * (1 + [FRQ-CHIXO1])$	^-----^	58.000
60.000	CHNL# 154: $60 * (1 + [FRQ-AGUACA])$	o-----o	58.000





FILE: caso3

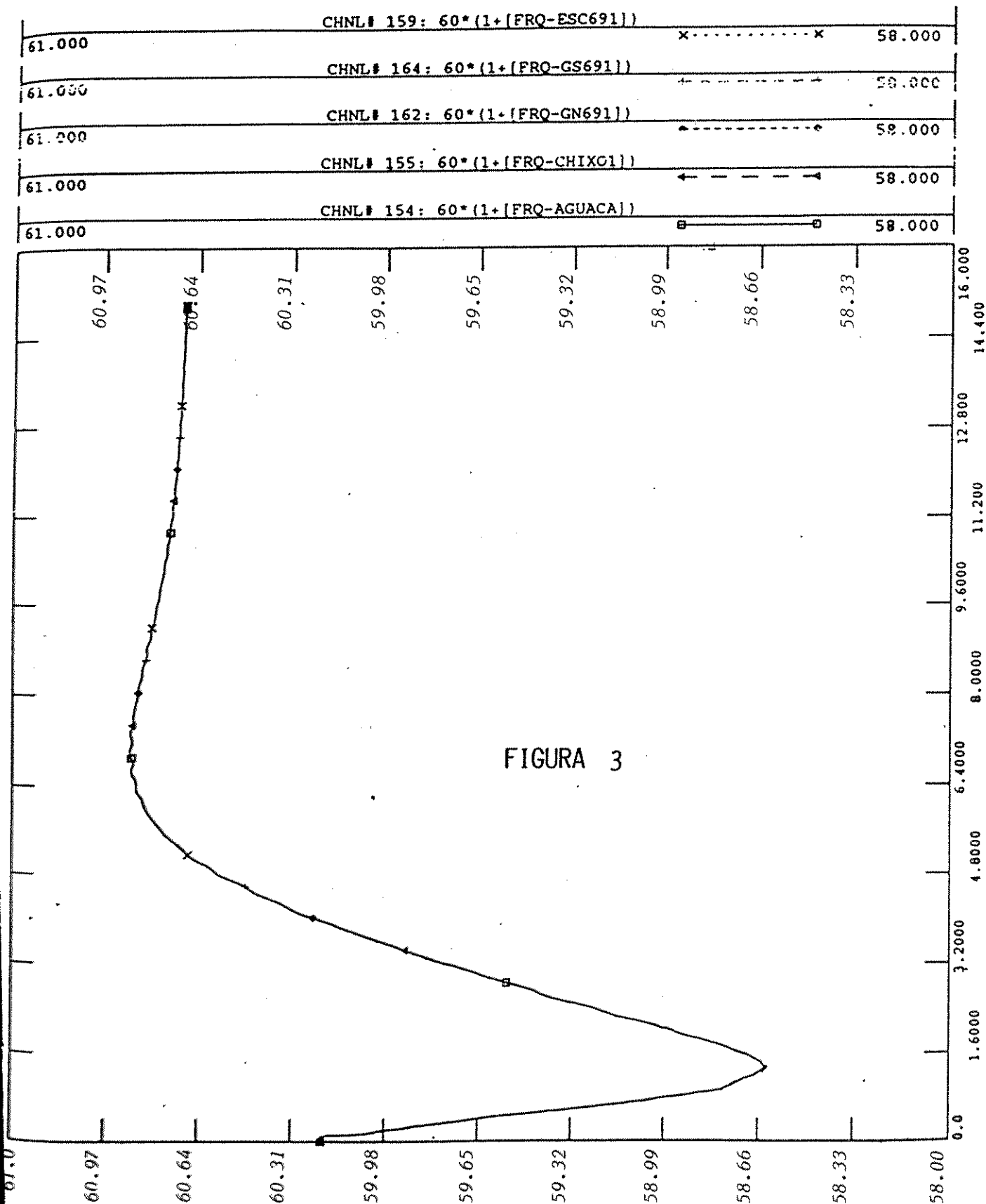
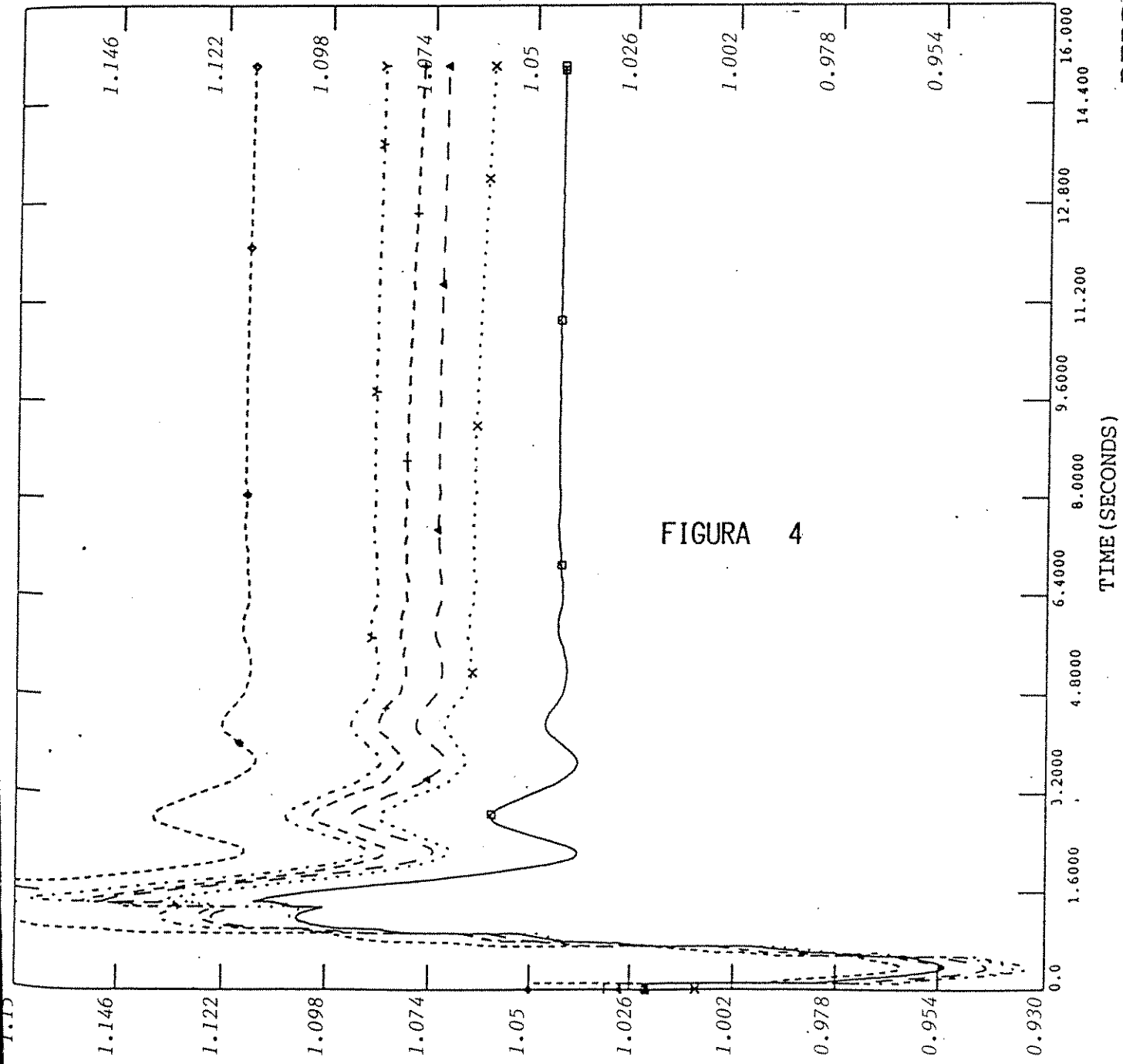


FIGURA 3

WED, DEC 09 1992 07:28
 PERDIDA BARC, EV-2, EG-6

FILE: caso3
 CHNL# 185: [V-MULUA69]

1.1500	CHNL# 182: [V-CENT1]	0.93000
1.1500	CHNL# 179: [V-GS691]	0.93000
1.1500	CHNL# 177: [V-GN691]	0.93000
1.1500	CHNL# 174: [V-ESC691]	0.93000
1.1500	CHNL# 170: [V-CHIXO1]	0.93000

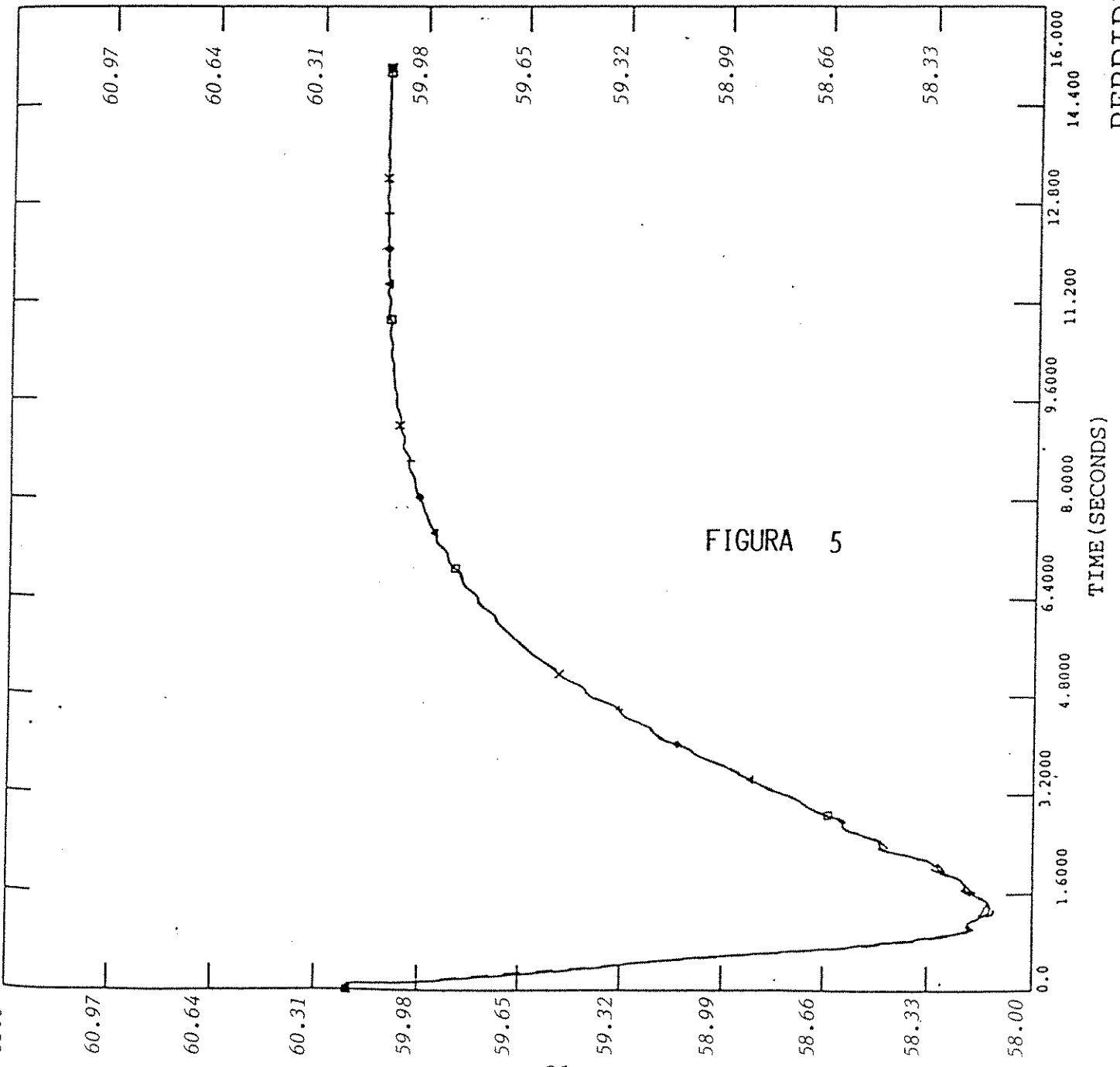


PERDIDA BARC, EV-2, EG-6
 WED. DEC 09 1992 09:27

FILE: caso4a

WED, DEC 09 1992 10:37
 PERDIDA BAR+E72+EG6+AG123

61.000	CHNL# 159: $60 * (1 + [FRQ - ESC691])$	x-----x	58.000
61.000	CHNL# 164: $60 * (1 + [FRQ - GS691])$	+-----+	58.000
61.000	CHNL# 162: $60 * (1 + [FRQ - GN691])$	o-----o	58.000
61.000	CHNL# 155: $60 * (1 + [FRQ - CHIXO1])$	^-----^	58.000
61.000	CHNL# 154: $60 * (1 + [FRQ - AGUACA])$	o-----o	58.000



FILE: caso4a
 CHNL# 185: [V-MULUA69]

1.3000	CHNL# 185: [V-MULUA69]	0.70000
1.3000	CHNL# 182: [V-CENT1]	0.70000
1.3000	CHNL# 179: [V-GS691]	0.70000
1.3000	CHNL# 177: [V-GN691]	0.70000
1.3000	CHNL# 174: [V-ESC691]	0.70000
1.3000	CHNL# 170: [V-CHIXO1]	0.70000

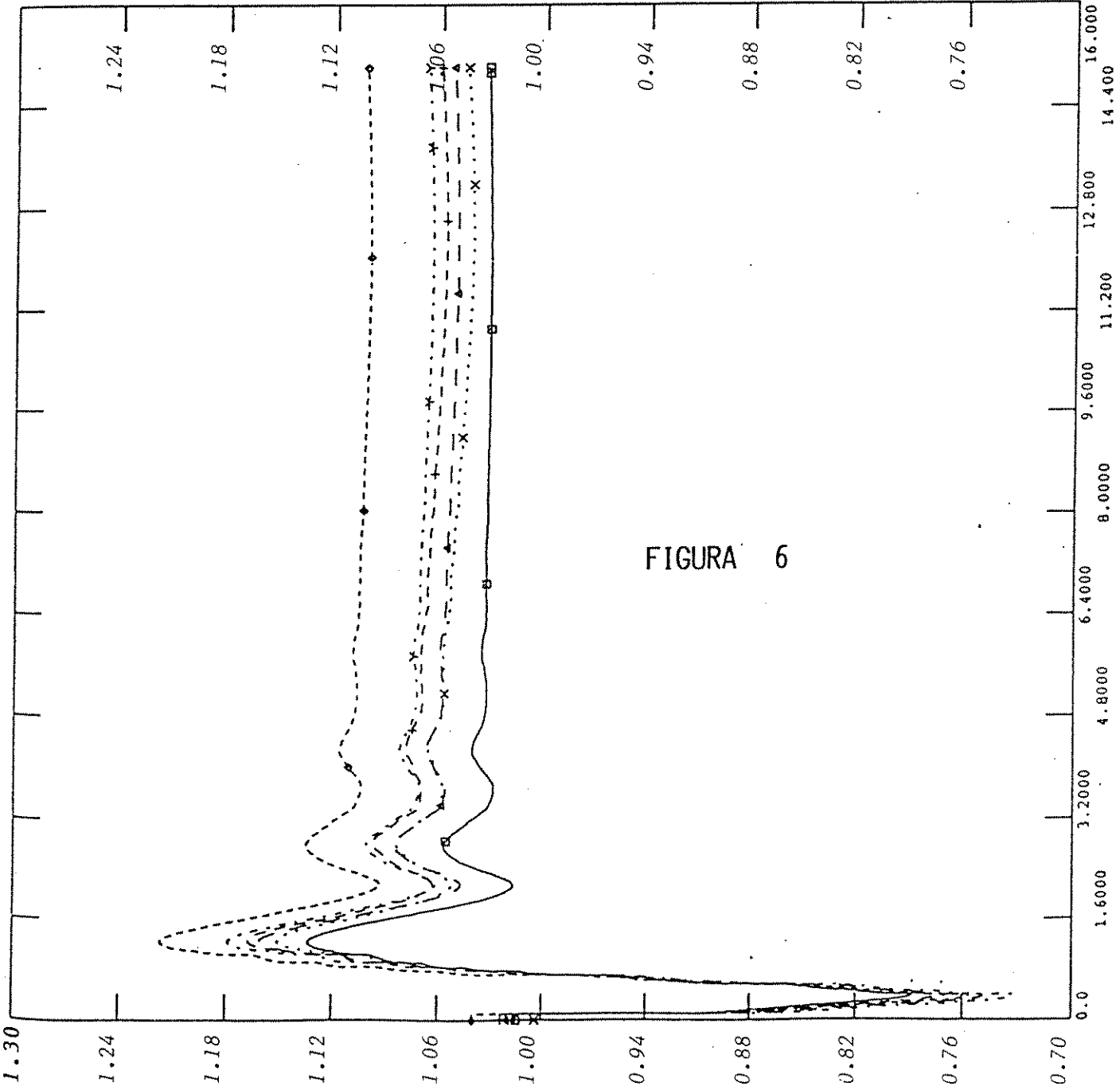


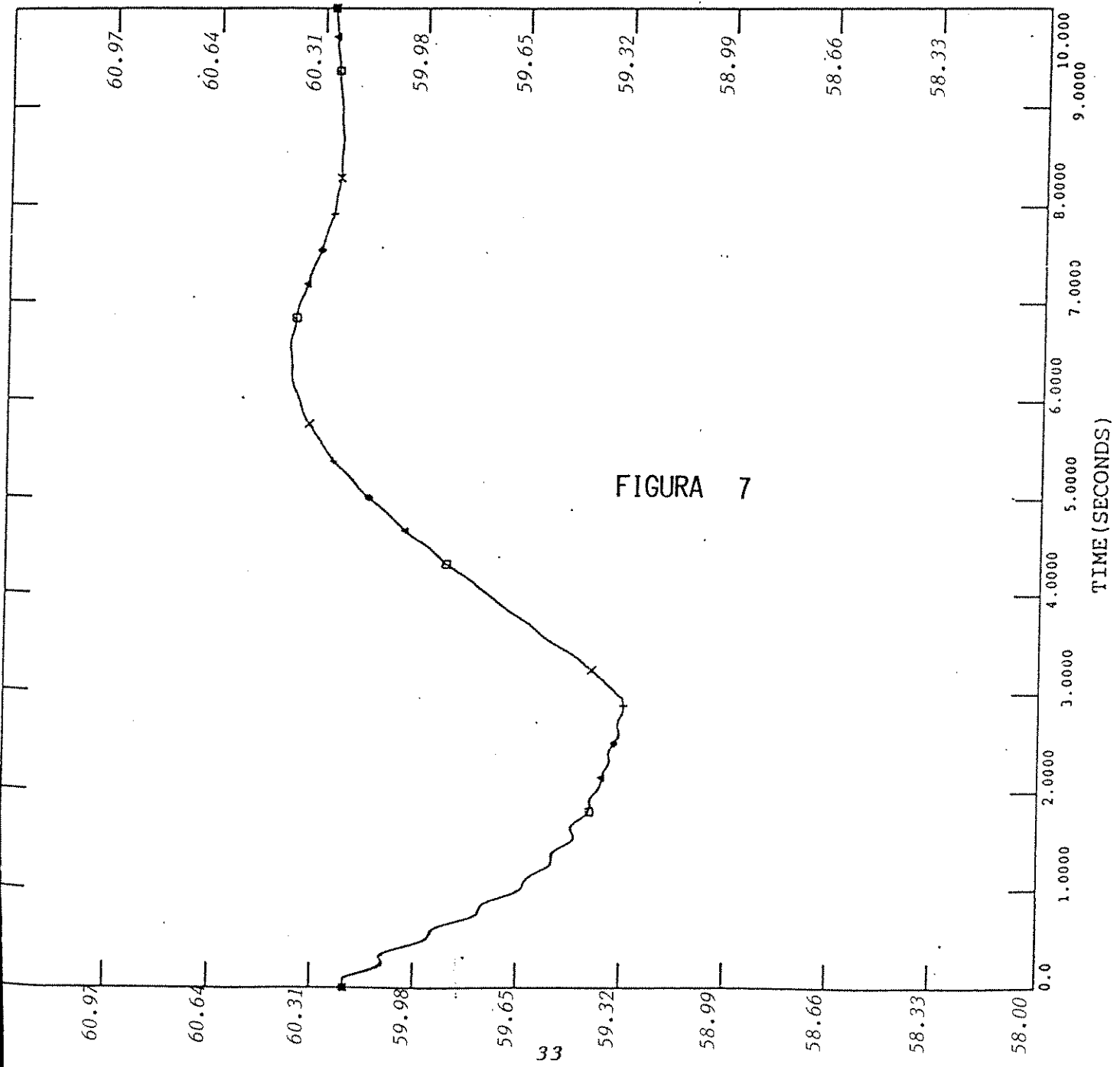
FIGURA 6

WED, DEC 09 1992 10:58
 PERDIDA BAR+EV2+EG6+AG123

FILE: caso5

WED, DEC 09 1992 12:34
 PERDIDA BARCAZAS

61.000	CHNL# 159: 60*(1+[FRQ-ESC691])	x.....x	58.000
61.000	CHNL# 164: 60*(1+[FRQ-GS691])	+-----+	58.000
61.000	CHNL# 162: 60*(1+[FRQ-GN691])	♦-----♦	58.000
61.000	CHNL# 155: 60*(1+[FRQ-CHIXO1])	←-----→	58.000
61.000	CHNL# 154: 60*(1+[FRQ-AGUACA])	□-----□	58.000



FILE: caso5
 CHNL# 185: [V-MULUA69]

1.3000	CHNL# 182: [V-CENT1]	0.70000
1.3000	CHNL# 179: [V-GS691]	0.70000
1.3000	CHNL# 177: [V-GN691]	0.70000
1.3000	CHNL# 174: [V-ESC691]	0.70000
1.3000	CHNL# 170: [V-CHIXO1]	0.70000

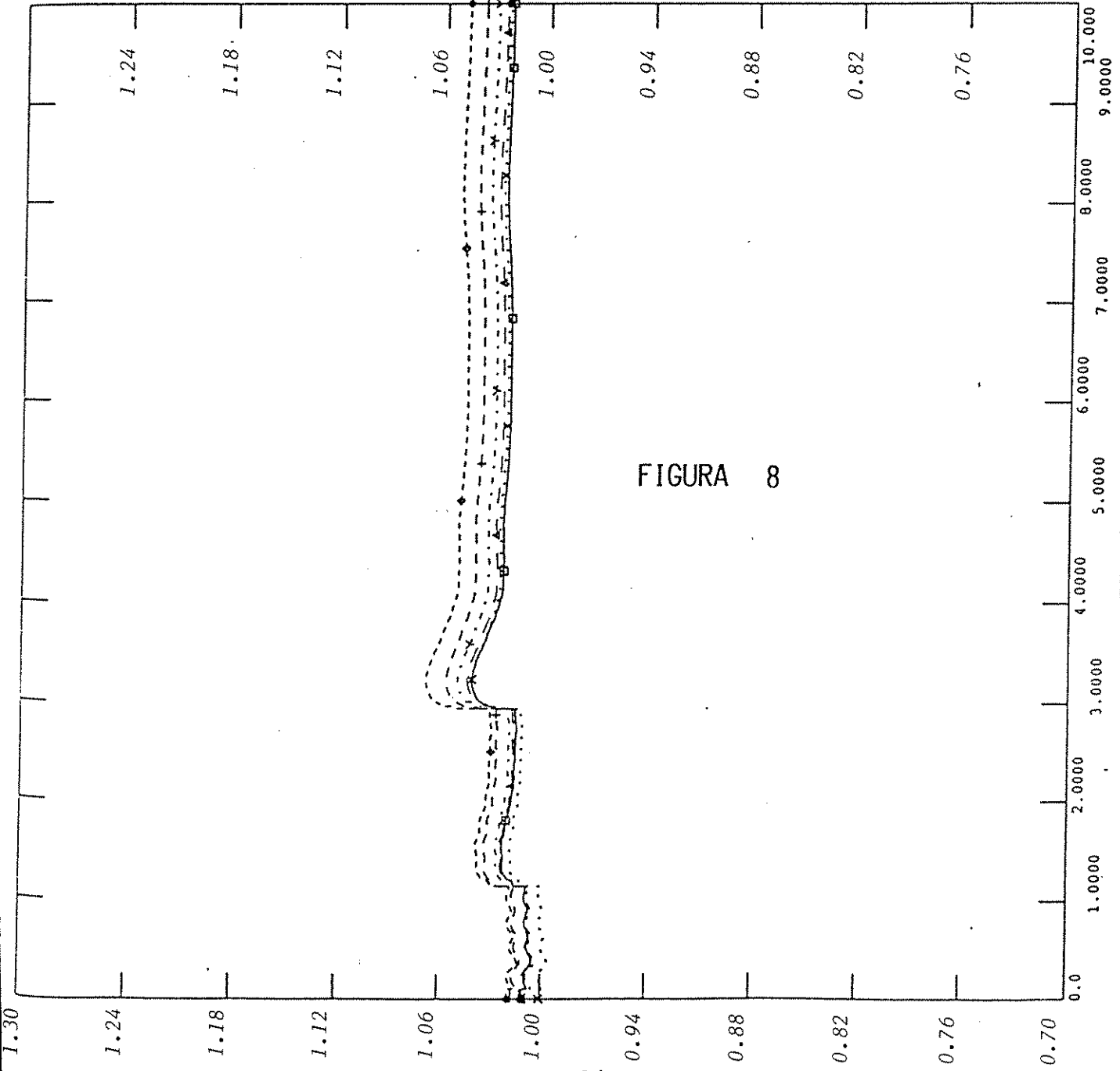


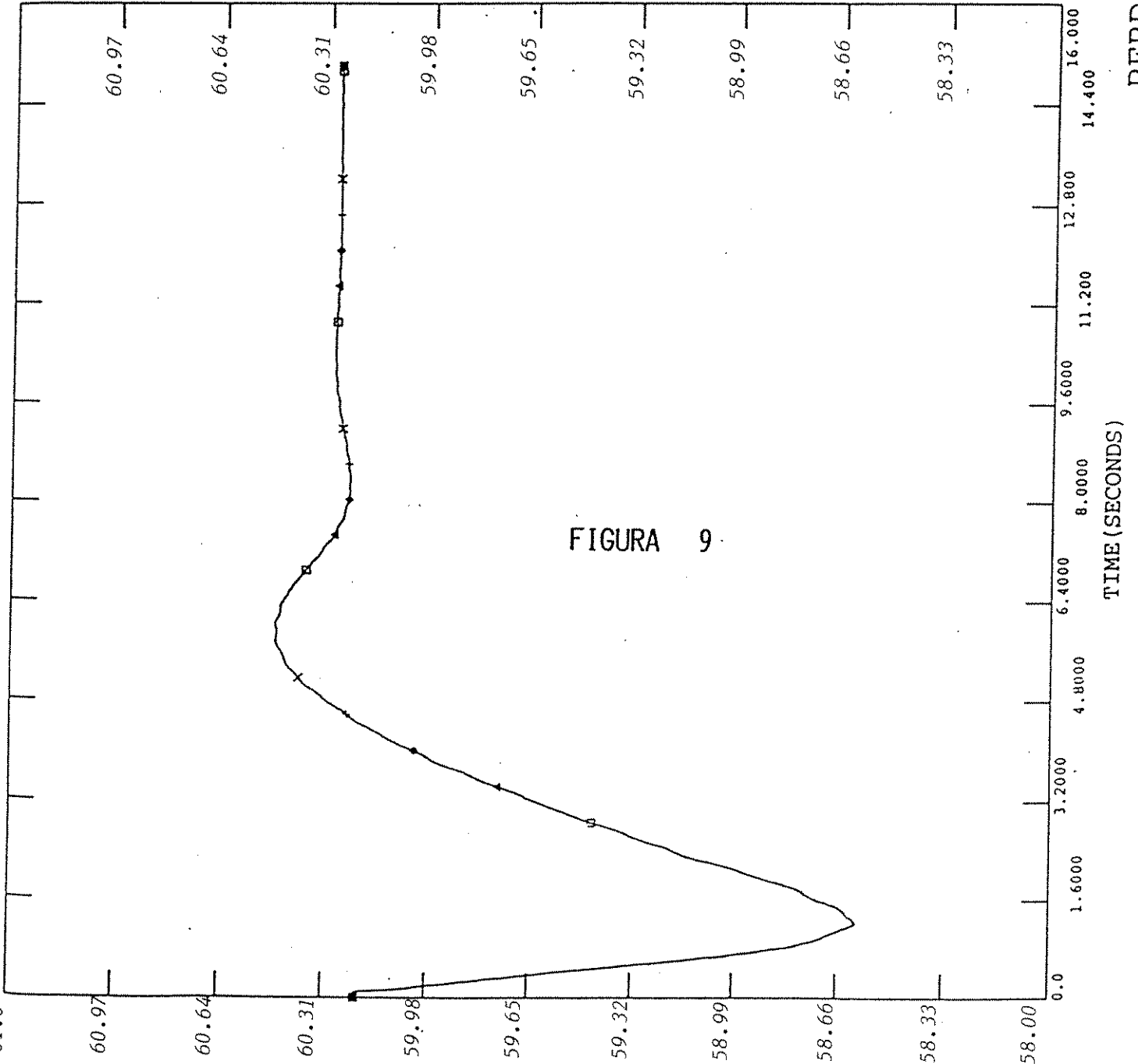
FIGURA 8

WED, DEC 09 1992 12:47
 PERDIDA BARCAZAS

FILE: caso6

WED, DEC 09 1992 12:56
 PERDIDA BARCAZAS+EGAS-6

61.000	CHNL# 159: $60 * (1 + [FRQ-ESC691])$	x.....x	58.000
61.000	CHNL# 164: $60 * (1 + [FRQ-GS691])$	+-----+	58.000
61.000	CHNL# 162: $60 * (1 + [FRQ-GN691])$	◆-----◆	58.000
61.000	CHNL# 155: $60 * (1 + [FRQ-CHIXO1])$	←-----→	58.000
61.000	CHNL# 154: $60 * (1 + [FRQ-AGUACA])$	□-----□	58.000



FILE: caso6
 CHNL# 185: [V-MULUA69]

1.3000	CHNL# 182: [V-CENT1]	0.70000
1.3000	CHNL# 179: [V-GS691]	0.70000
1.3000	CHNL# 177: [V-GH691]	0.70000
1.3000	CHNL# 174: [V-ESC691]	0.70000
1.3000	CHNL# 170: [V-CHIX01]	0.70000

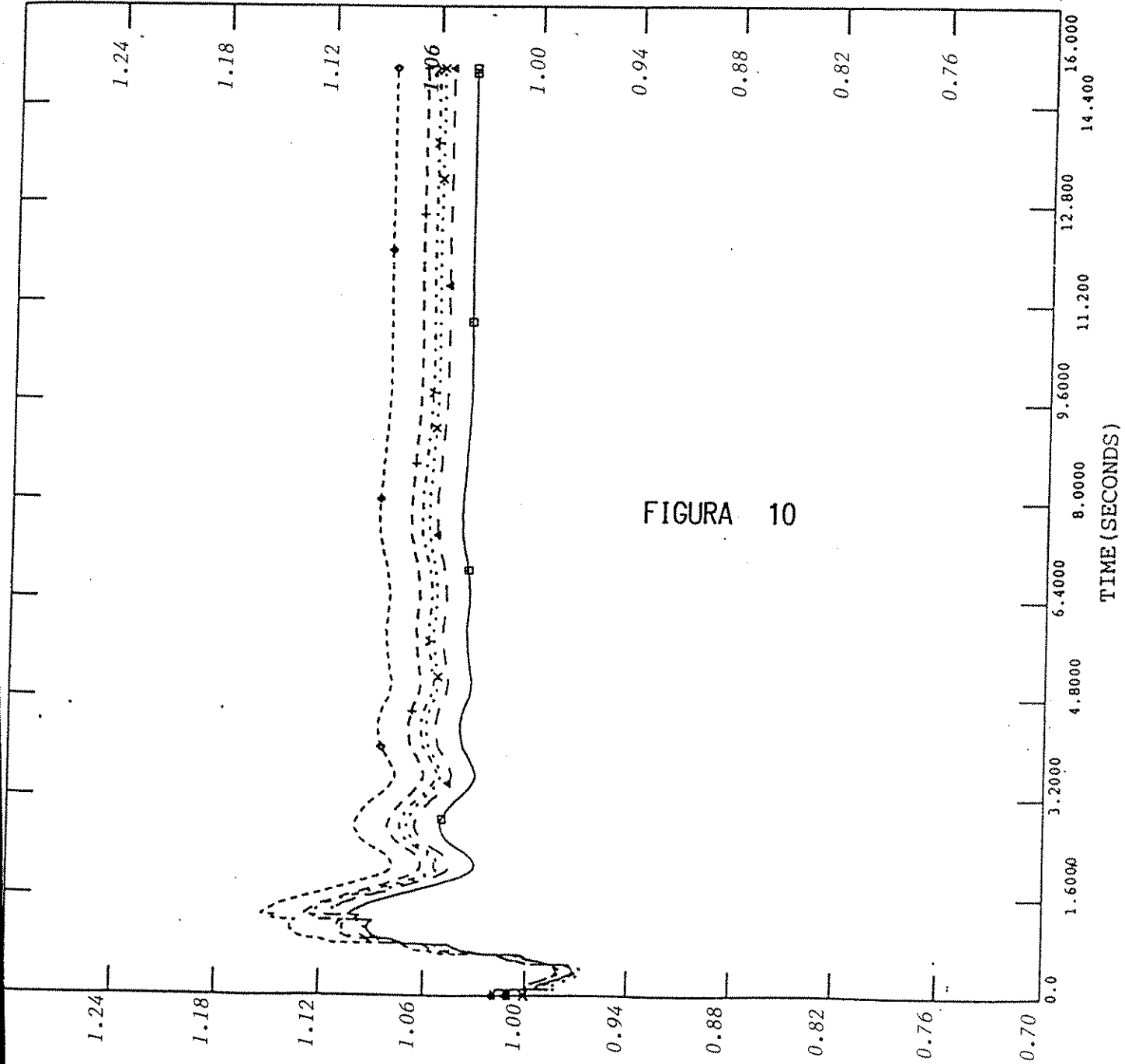
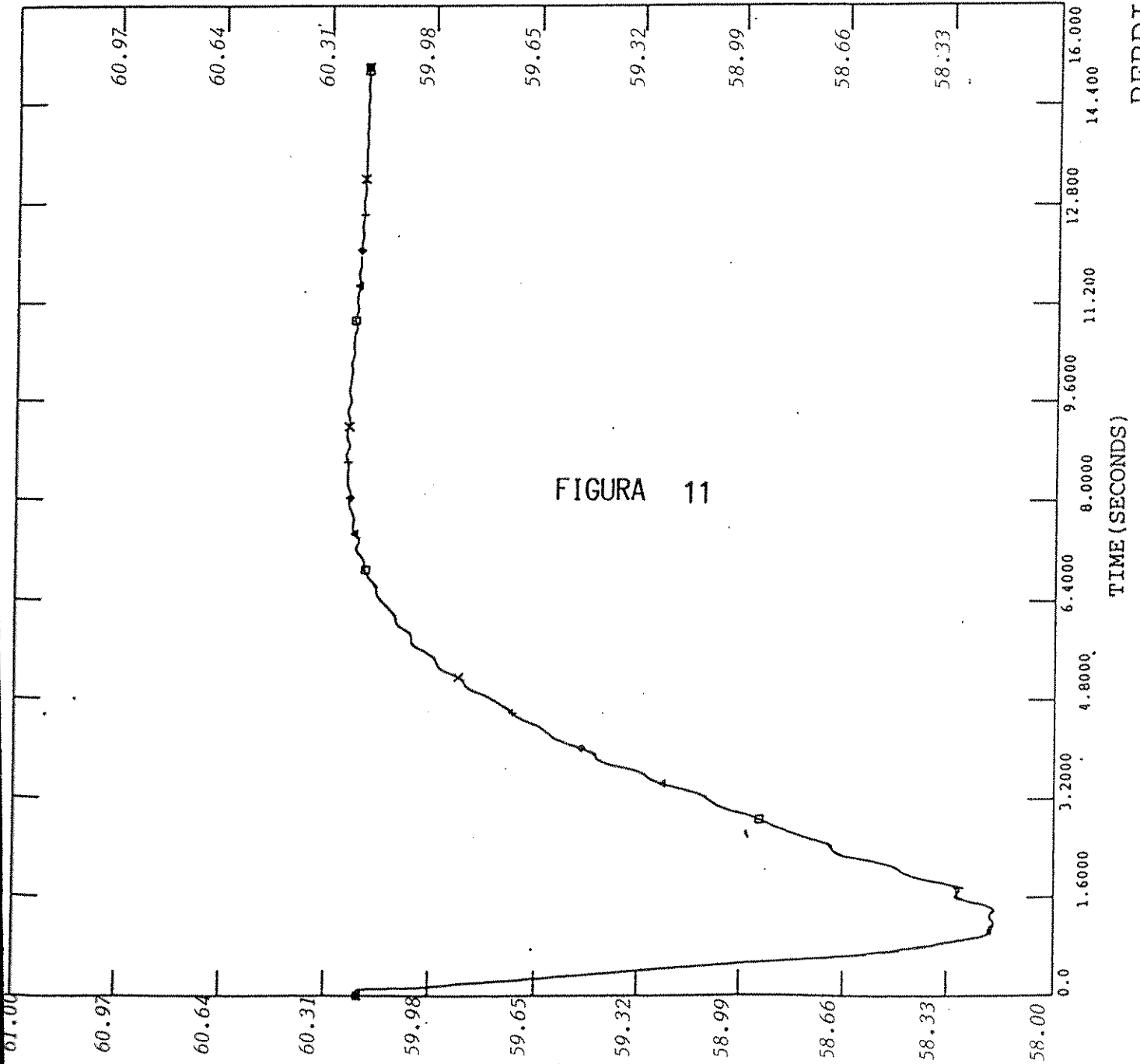


FIGURA 10

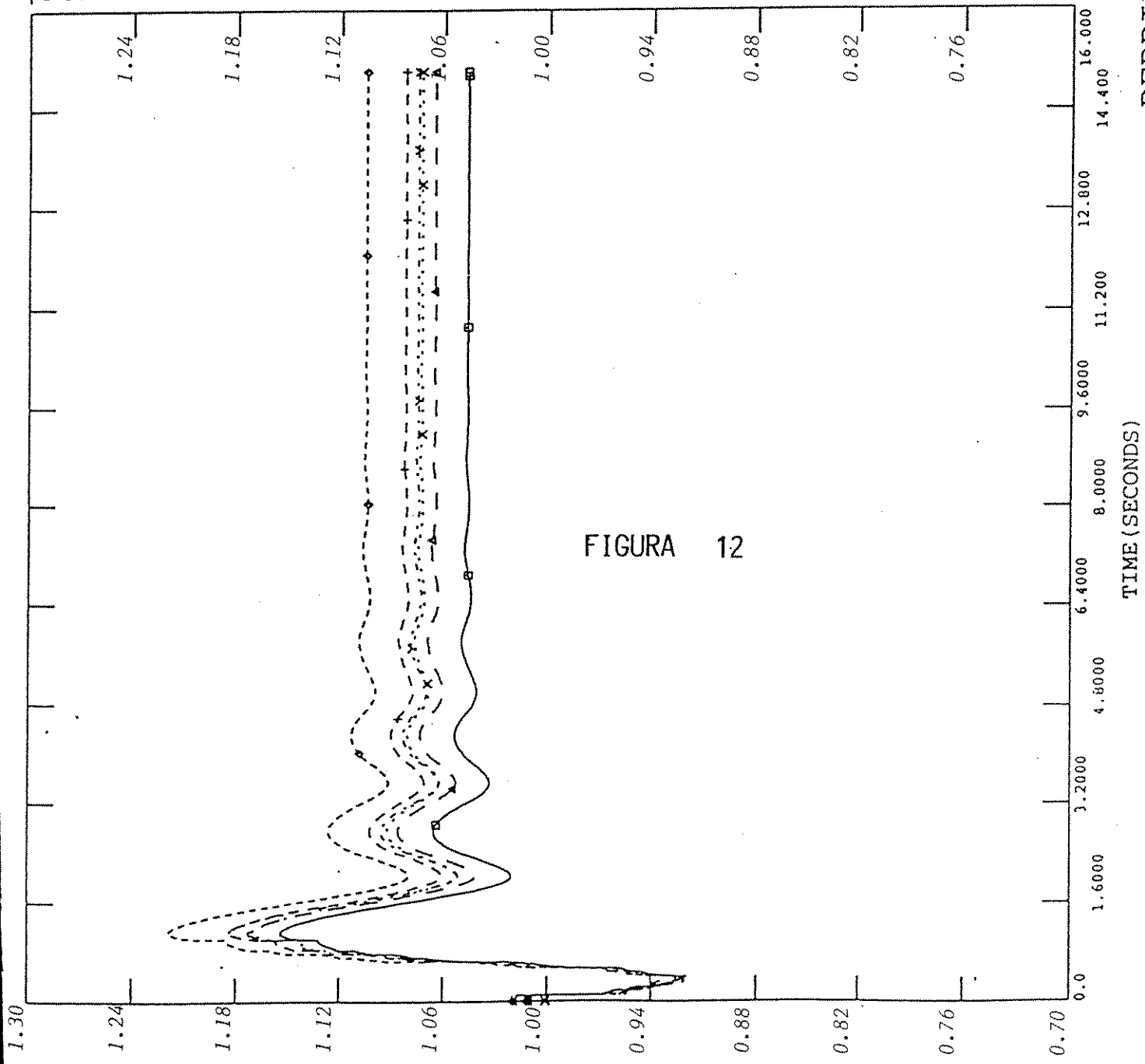
FILE: caso7

61.000	CHNL# 159: $60 * (1 + [FRQ - ESC691])$	x-----x	59.000
61.000	CHNL# 164: $60 * (1 + [FRQ - GS691])$	+-----+	58.000
61.000	CHNL# 162: $60 * (1 + [FRQ - GN691])$	o-----o	58.000
61.000	CHNL# 155: $60 * (1 + [FRQ - CHIXO1])$	^-----^	58.000
61.000	CHNL# 154: $60 * (1 + [FRQ - AGUACA])$	o-----o	58.000



FILE: caso7
 CHNL# 185: [V-MULUA69]

1.3000	CHNL# 182: [V-CENT1]	x.....x	0.70000
1.3000	CHNL# 179: [V-GS691]	+-----+	0.70000
1.3000	CHNL# 177: [V-GN691]	o-----o	0.70000
1.3000	CHNL# 174: [V-ESC691]	^-----^	0.70000
1.3000	CHNL# 170: [V-CHIXO1]	o-----o	0.70000



FILE: caso8

61.000	CHNL# 159: 60*(1+[FRQ-ESC691])	x.....x	58.000
61.000	CHNL# 164: 60*(1+[FRQ-GS691])	+-----+	58.000
61.000	CHNL# 162: 60*(1+[FRQ-GN691])	o-----o	58.000
61.000	CHNL# 155: 60*(1+[FRQ-CHIXO1])	^-----^	58.000
61.000	CHNL# 154: 60*(1+[FRQ-AGUACA])	□-----□	58.000

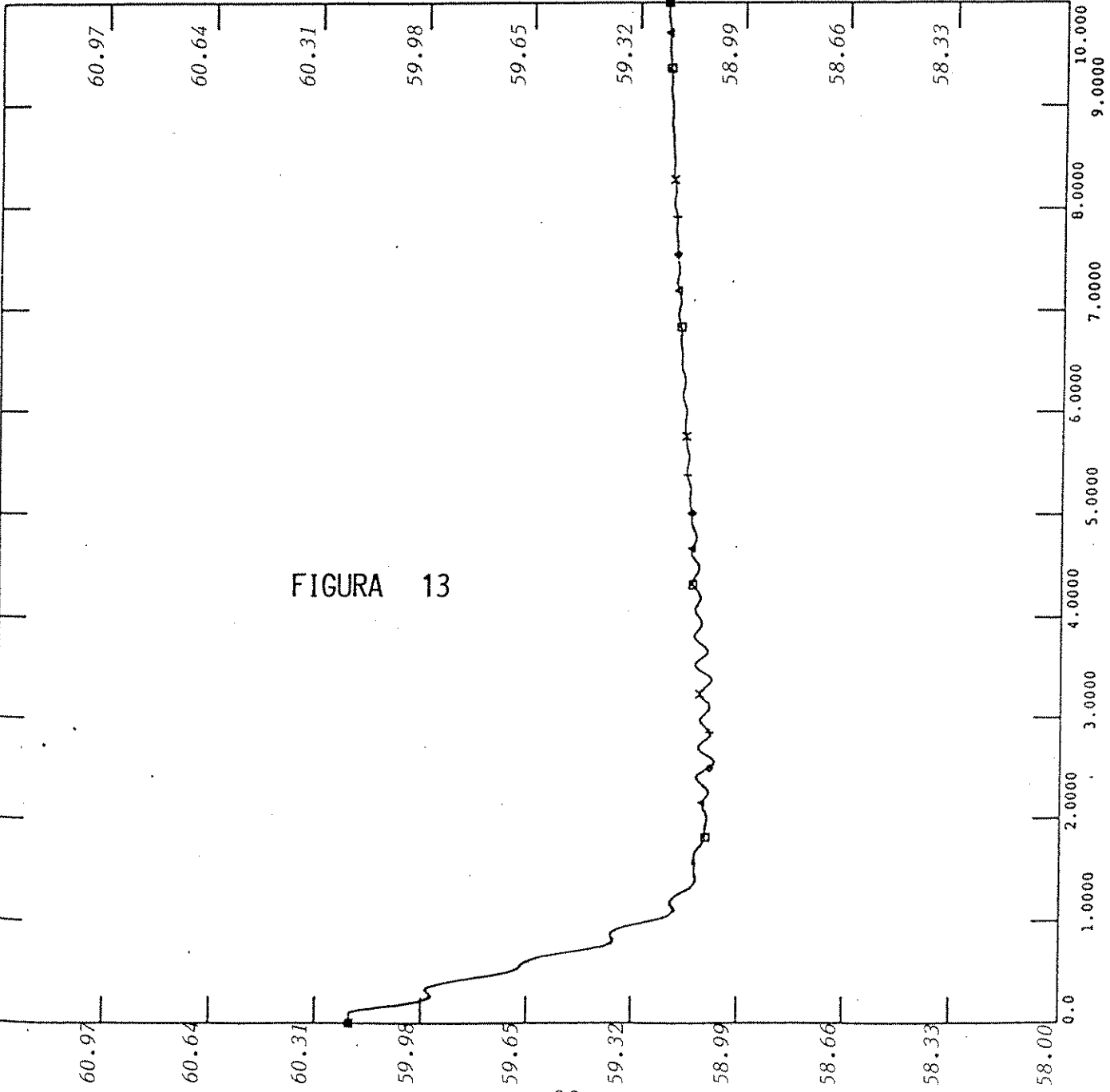


FIGURA 13

TIME (SECONDS)

WED, DEC 09 1992 14:00
 PERDIDA UNA BARCAZA

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
 BIBLIOTECA CENTRAL

FILE: caso8
 CHNL# 185: [V-MULUA69]

CHNL# 182: [V-CENT1]

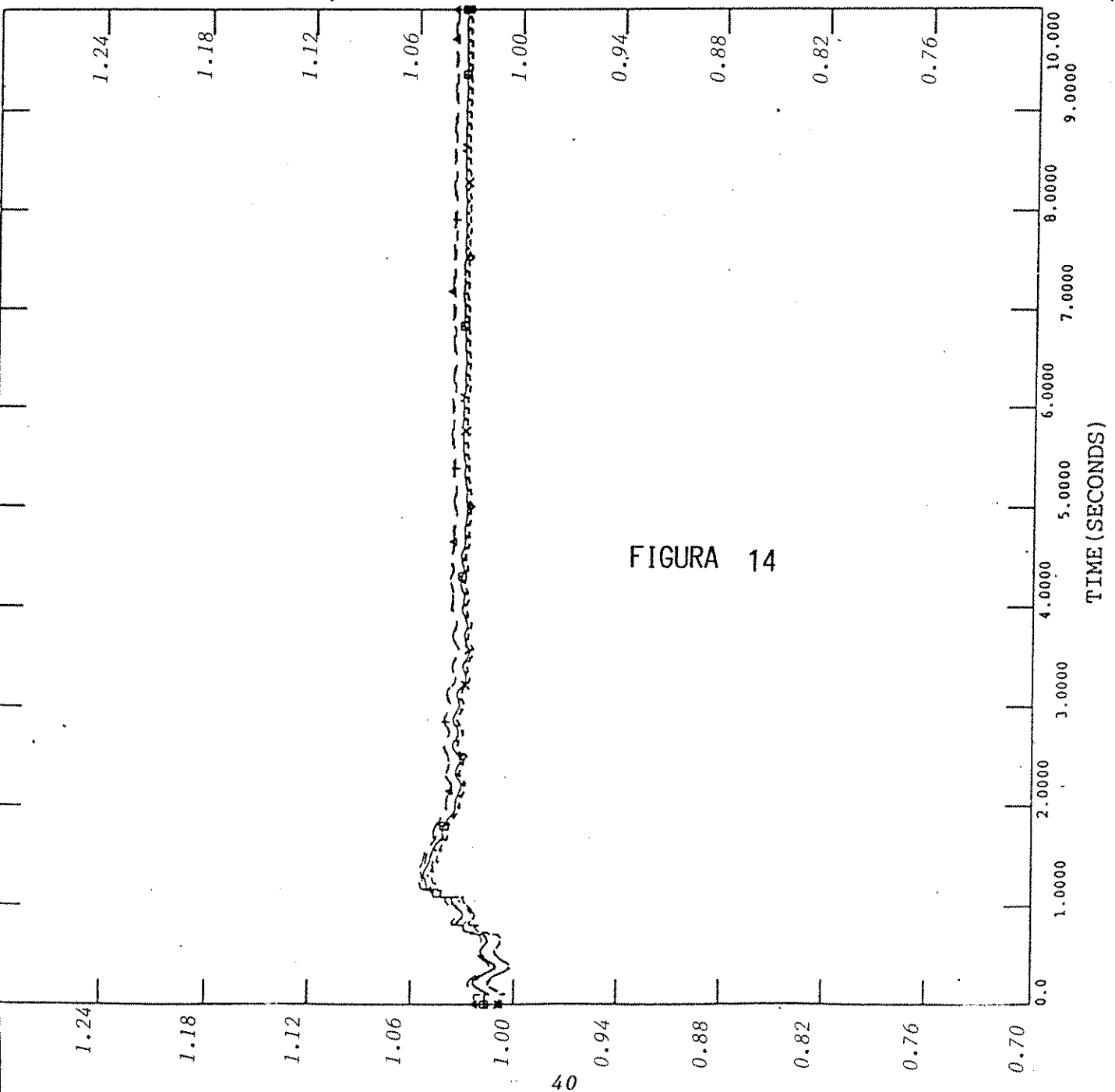
CHNL# 179: [V-GS691]

CHNL# 177: [V-GN691]

CHNL# 174: [V-ESC691]

CHNL# 170: [V-CHIXO1]

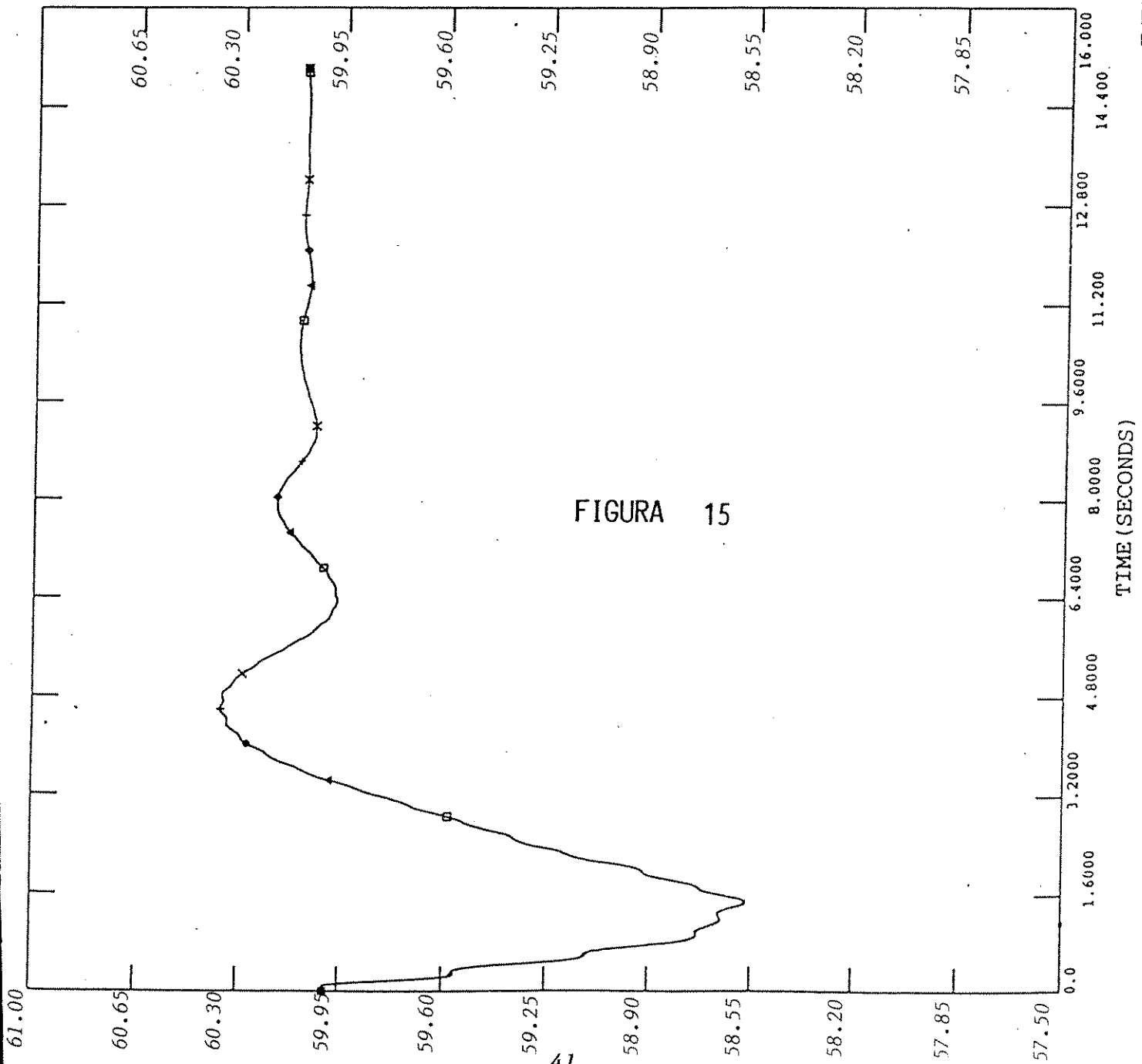
1.3000	Y-----+	0.70000
1.3000	X-----X	0.70000
1.3000	+-----+	0.70000
1.3000	◆-----◆	0.70000
1.3000	←-----→	0.70000
1.3000	□-----□	0.70000



WED, DEC 09 1992 14:08
 PERDIDA UNA BARCAZA

FILE: cas011

61.000	CHNL# 159: $60 * (1 + [FRQ - ESC691])$	x.....x	57.500
61.000	CHNL# 164: $60 * (1 + [FRQ - GS691])$	+-----+	57.500
61.000	CHNL# 162: $60 * (1 + [FRQ - GN691])$	◆-----◆	57.500
61.000	CHNL# 155: $60 * (1 + [FRQ - CHIXO1])$	←-----→	57.500
61.000	CHNL# 154: $60 * (1 + [FRQ - AGUACA])$	□-----□	57.500



WED, DEC 09 1992 15:05
 PERDIDA BARCI+LV3+LG3

FILE: cas01
 CHNL# 185: [V-MULUA69]

1.3000	CHNL# 185: [V-MULUA69]	0.70000
1.3000	CHNL# 182: [V-CENT1]	0.70000
1.3000	CHNL# 179: [V-GS691]	0.70000
1.3000	CHNL# 177: [V-GN691]	0.70000
1.3000	CHNL# 174: [V-ESC691]	0.70000
1.3000	CHNL# 170: [V-CHIXO1]	0.70000

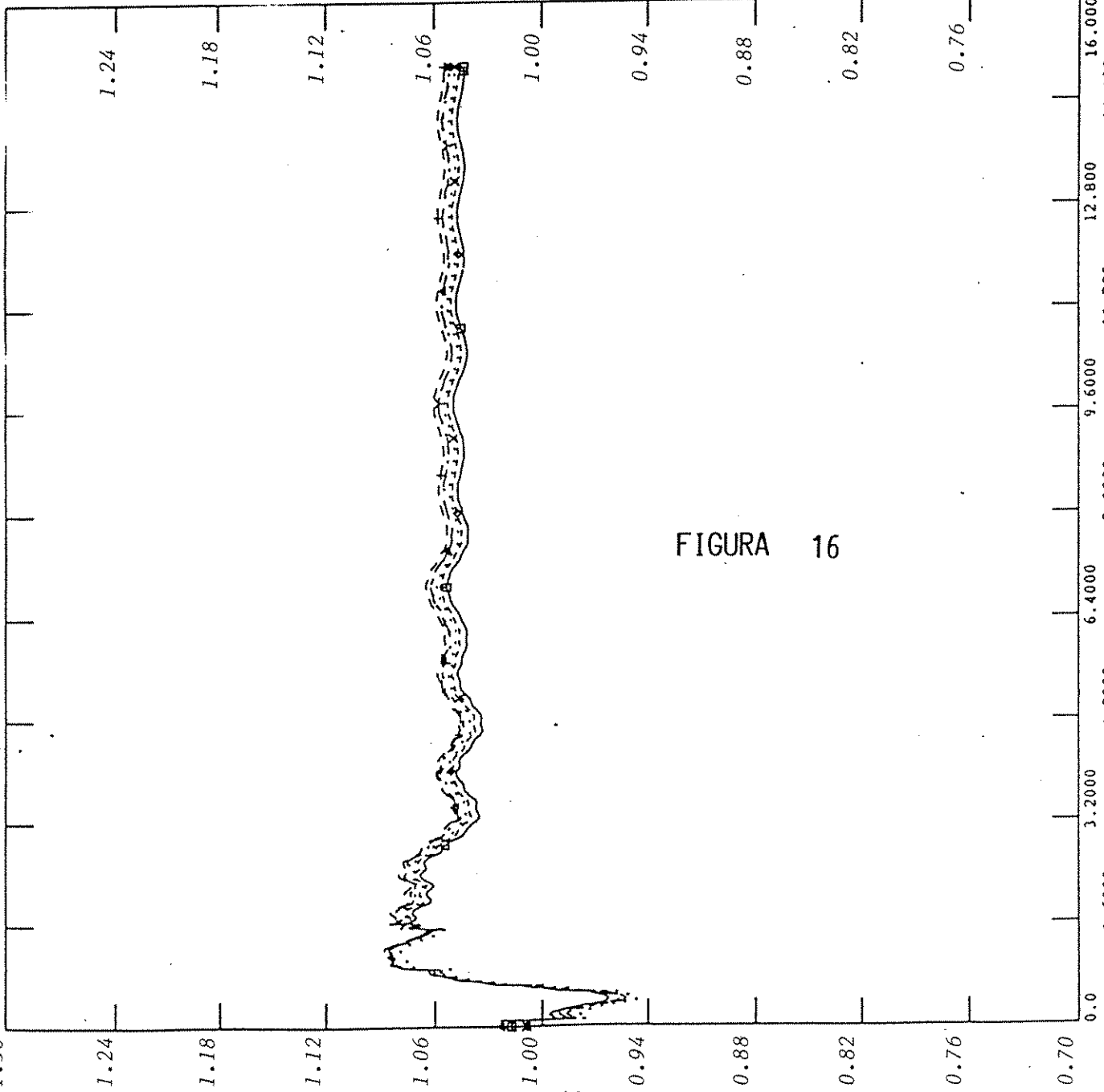


FIGURA 16

WED, DEC 09 1992 15:00
 PERDIDA BARC1+LV3+LG3

FILE: caso9

WED, DEC 09 1992 14:13
 PERDIDA DOS BARCAZAS

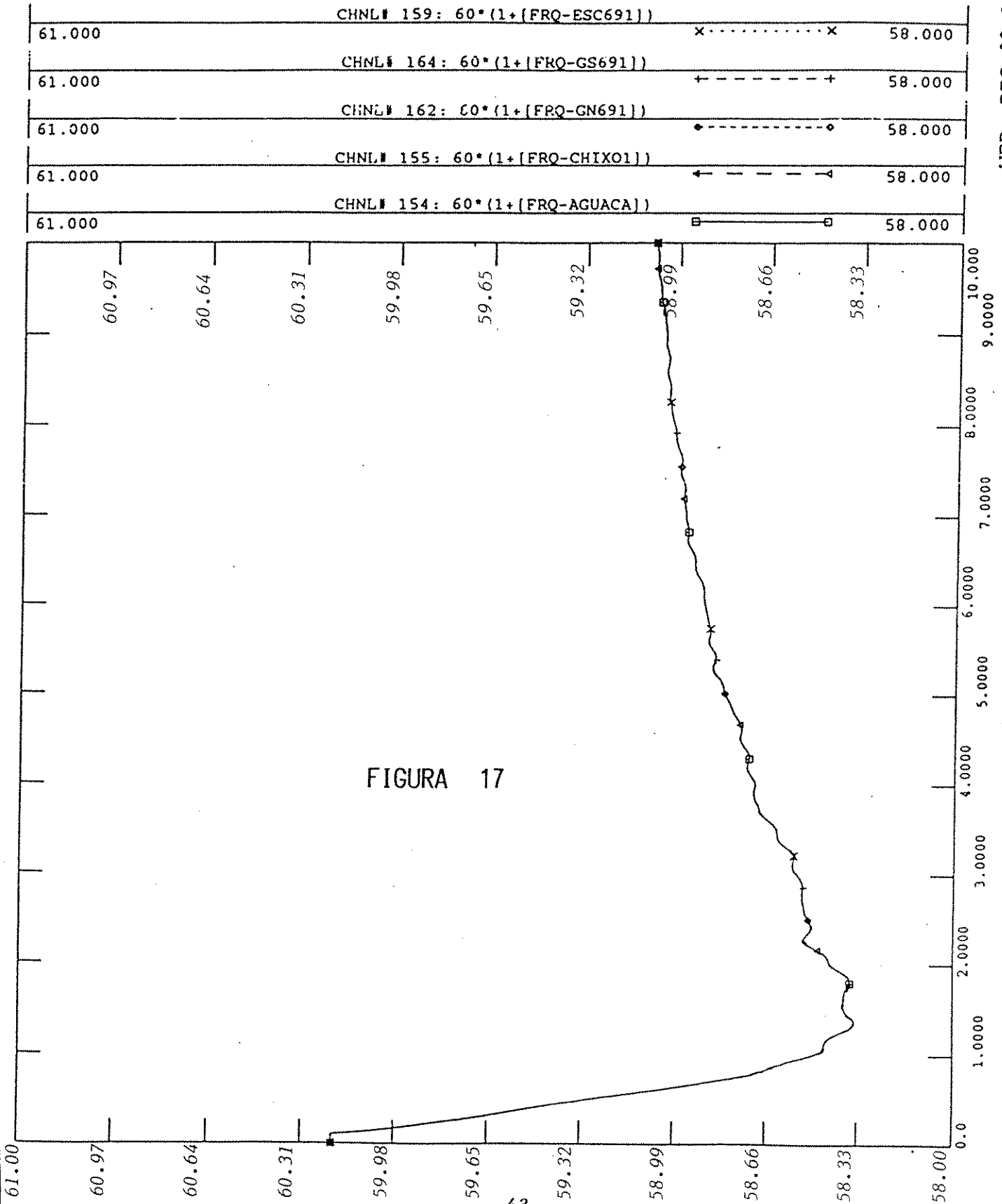


FIGURA 17

FILE: caso9
 CHNL# 185: [V-MULUA69]

1.3000	CHNL# 185: [V-MULUA69]	→ ····· →	0.70000
1.3000	CHNL# 182: [V-CENT1]	x ····· x	0.70000
1.3000	CHNL# 179: [V-US691]	+ ····· +	0.70000
1.3000	CHNL# 177: [V-GN691]	◆ ····· ◆	0.70000
1.3000	CHNL# 174: [V-ESC691]	← ····· →	0.70000
1.3000	CHNL# 170: [V-CHIXO1]	□ ····· □	0.70000

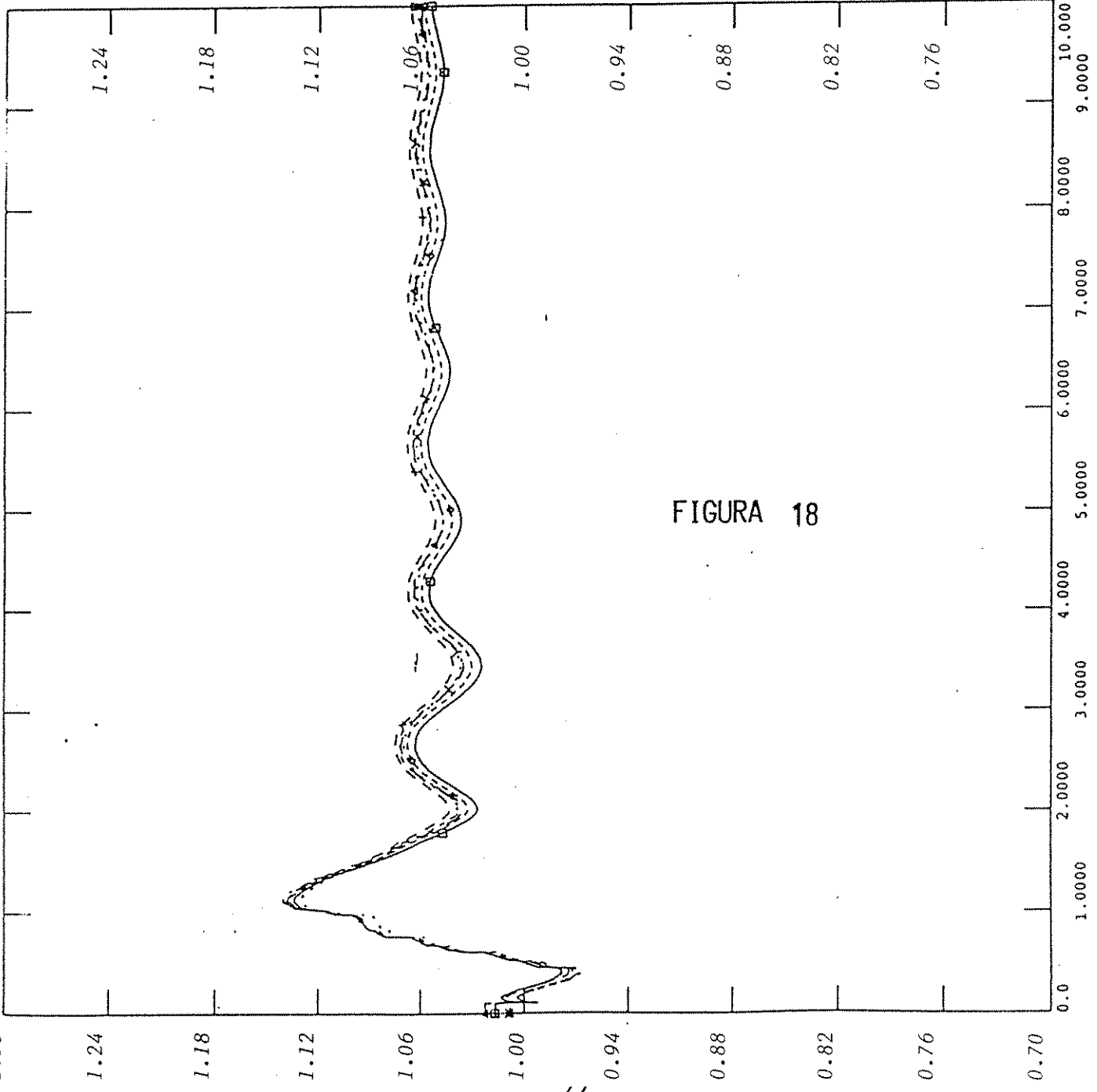


FIGURA 18

WED, DEC 09 1992 14:09
 PERDIDA DOS BARCAZAS

IV. INSTALACION Y PUESTA EN OPERACION DEL ESQUEMA

INFORMACION GENERAL

Todo el esquema está basado en el relevador BE1-81 del fabricante Bassler, el cual tiene la EEGSA instalado en todos los circuitos del esquema.

A. DISPOSITIVOS UTILIZADOS

1. Tipo de Relevador

El relevador digital de baja frecuencia BE1-81 es un dispositivo de protección, de una fase, estado sólido, diseñado para detectar condiciones de baja frecuencia y proveer una salida para activar circuitos de control externos y/o alarmas. Ambos estilos, 50 y 60 Hz, están disponibles, con características de retraso definido de tiempo o retraso inverso de tiempo.

a. Descripción

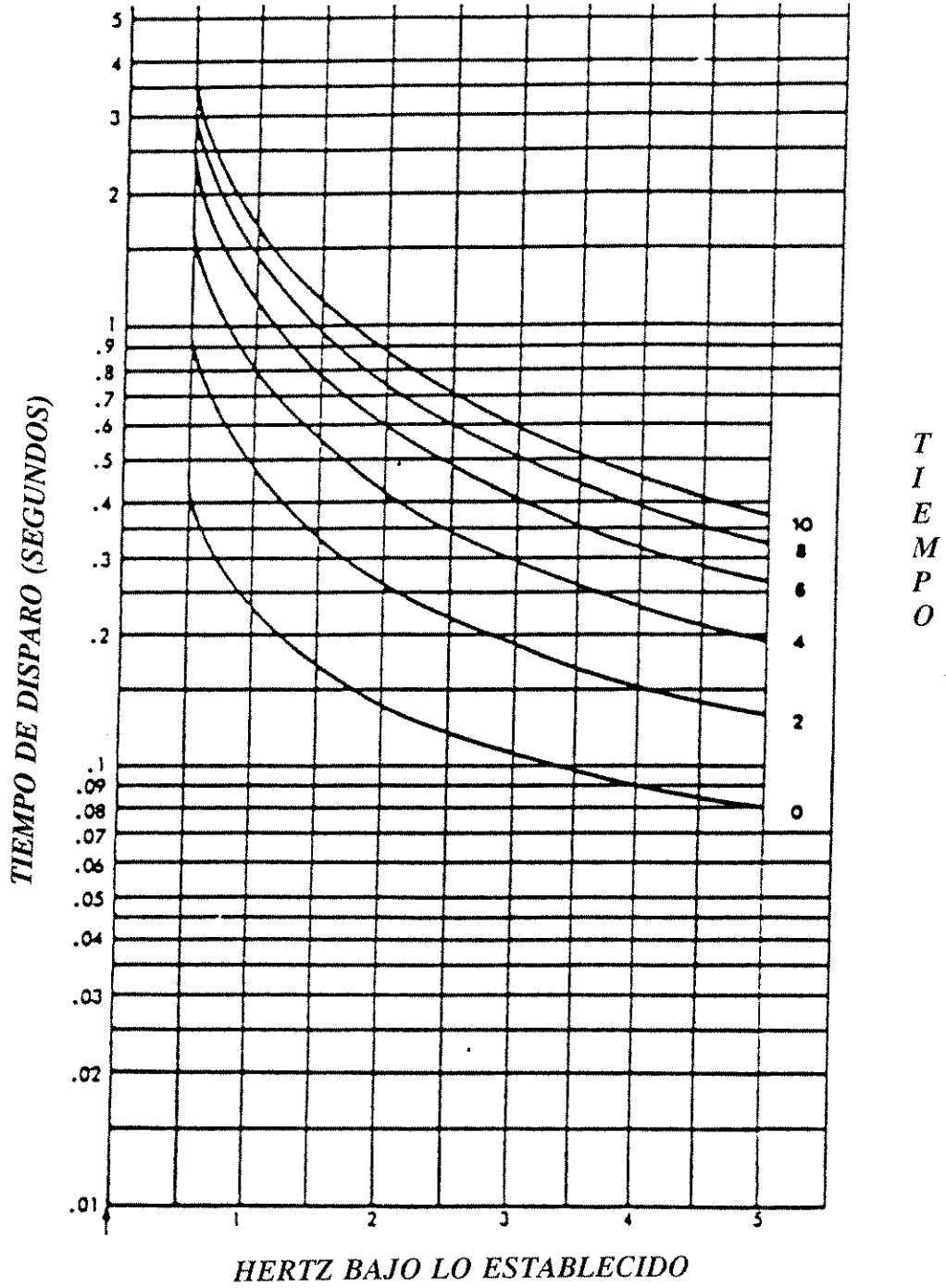
El relé del voltaje aplicado con la frecuencia de un cristal oscilador de referencia. Cuando la frecuencia medida es más baja que un nivel prefijado para un determinado período, los circuitos de control externo y/o las alarmas son activados por el relevador. Cualquiera de los dos tipos de características de retraso de tiempo (definido o inverso) están disponibles.

El ajuste del disparo de frecuencia de la opción de tiempo

definido, es ajustable por medio de 3 selectores en el panel frontal, entre 0.05 Hz y 5.00 Hz, en incrementos de 0.05 Hz por debajo de la frecuencia nominal del sistema. El tiempo de retraso (medido en ciclos de la forma de onda de baja frecuencia) es ajustable por medio de dos selectores en el panel frontal, de 01 a 99 ciclos. El tiempo real de disparo es el del tiempo de retraso, más un ciclo.

El ajuste del disparo de frecuencia de la opción de tiempo inverso también es ajustable por medio de tres selectores en el panel frontal, entre 0.05 Hz y 5.00 Hz, en incrementos de 0.05 Hz por debajo de la frecuencia nominal del sistema. La característica de retraso inverso de tiempo es inversamente proporcional a la magnitud de la diferencia de frecuencia entre la forma de onda medida y el ajuste de frecuencia establecido. Este tiempo debe ser ajustado para corresponder a una curva característica, la cual podemos observar a continuación, por medio de un dial de tiempo en el panel frontal, ajustable continuamente.

SENSOR DE 60HZ



b. Descripción del Número de Modelo y Estilo

Las características eléctricas y opcionales incluidas en un modelo particular de relevador de baja frecuencia BE1-81, están definidas por una combinación de letras y números que hacen su número de estilo. El número de modelo, seguido por el número de estilo, aparecen en el panel frontal, en la horquilla "drawout" y dentro de la caja. A continuación se muestra un ejemplo de Número de estilo, en el cual se pueden identificar las opciones que están incorporadas a los relevadores utilizados en el sistema EEGSA.

EJEMPLO DE NUMERO DE ESTILO: T1E-E1D-BON5F

El número de estilo indicado arriba, describe un relevador de baja frecuencia con las siguientes características:

- (T) Tipo de Entrada de sensado en una fase*
- (1) Rango nominal de entrada de sensado de 120 Vac, 60Hz*
- (E) Un relevador de salida normalmente abierto*
- (E1) Retraso definido de tiempo*
- (D) Potencia de operación interna obtenida de fuente externa de 24 Vdc*
- (B) Una bandera operada con corriente*

- (O) *Potencia de operación del relevador interno independiente del voltaje detectado*
- (N) *Opción 2 no disponible*
- (5) *Sin salida auxiliar*
- (F) *Montura semi-flush*

c. Especificaciones

Carga de entrada:

La carga de la entrada es de 2 VA para los estilos de 50z y para los estilos de 60 Hz.

Indicador de energía:

Una luz en el panel frontal se enciende para indicar que el suministro de energía está proveyendo voltajes nominales de operación a los circuitos del relevador. El indicador es visible a través de la ventana del cobertor del relevador.

Retraso de tiempo:

El retraso de tiempo definido o el retraso de tiempo inverso pueden ser seleccionados opcionalmente para el relevador. El retraso de tiempo definido puede ser ajustado para cualquier tiempo deseado entre 1 y 99 ciclos, en incrementos de 1 ciclo, usando los dos selectores en el panel frontal. Para evitar disparos molestos, el fabricante recomienda que debe ser usado un mínimo de 3 ciclos de

retraso, ya que una variación de frecuencia en operación normal no excede este tiempo. Con el retraso de tiempo inverso, el relevador provee un retraso inversamente proporcional a la diferencia de frecuencia medida. Un ajuste en el panel frontal permite la selección de la curva de retraso de tiempo inverso para cubrir los rangos de tiempo, aplicables para cualquiera de los estilos, 60 Hz o 50Hz.

Bandera de Indicación:

Deben seleccionarse el disparo de corriente directa o las banderas operadas internamente. La bandera requiere un mínimo de 0.2 Adc para una operación adecuada, y está diseñada para soportar 30 Amperios por un segundo, 7 Amperios por 2 minutos y 3 Amperios en forma continua. La bandera operada internamente debe ser especificada si el circuito de control de interrupción está energizado en corriente alterna.

Tiempo de "reset":

El restablecimiento del retraso es automático e instantáneo cuando la frecuencia se incrementa arriba de la marca prefijada. (NOTA: la bandera debe ser reestablecida manualmente)

Ajuste de "pickup":

El umbral de operación es ajustado en Hertz por debajo de la frecuencia nominal, en incrementos de 0.05 Hz, usando los tres

selectores en el panel frontal.

Ajuste de precisión:

El relevador inicia la operación y chequea la regulación del tiempo dentro de 0.025 Hz del punto de disparo en un sistema de 60Hz, y dentro de 0.035 Hz en un sistema de 50 Hz.

Relación del 99% del valor de inicio (diferencia de "dropout" frecuencia)

Estabilidad de temperatura:

La variación del punto de inicio no excederá de 0.03 Hz sobre el rango de temperatura de operación.

Temperatura de Operación:

De -20°C (-4°F) a 65°C (149°F)

Temperatura de Almacenaje:

De -50°C (-58°F) a 90°C (194°F)

Peso:

10.5 libras netas

Inhibición de bajo voltaje:

El relevador está ajustado por la fábrica para un nivel de inhibición de bajo voltaje de 80 Vac, que previene disparos molestos durante el arranque de equipo protegido. Este nivel debe ser ajustado internamente por el usuario para niveles de inhibición entre 40 y 120 Vac.

d. Controles e Indicadores

DISPARO DE FRECUENCIA, DEBAJO DE 60Hz

Selectores de control:

Estos tres selectores en el panel frontal, permiten el ajuste del disparo de frecuencia en incrementos de 0.05 Hz. Los "settings" (ajustes) del selector muestran la frecuencia (en hertzios) debajo de la frecuencia nominal del sistema a la cual el umbral de operación del relevador de disparo está puesto.

CIRCUITOS DE RETRASO

Selectores de control:

En los estilos de tiempo definido, dos selectores en el panel frontal permiten seleccionar el tiempo (medido en ciclos de la forma de onda de baja frecuencia). El rango del tiempo de retardo es de 01 a 99 ciclos.

NOTA: *Pueden ocurrir disparos falsos si el retardo se establece por debajo de 3 ciclos. El relevador no funcionará si estos selectores se ponen en 00.*

PALANCA DE RESTABLECIMIENTO

La bandera de operación:

La bandera de operación es un dispositivo operado magnéticamente.

Por lo tanto, la bandera debe ser regresada a su posición normal (negro), después de que la condición de baja frecuencia ha sido removida, presionando la palanca que se extiende a través de la parte baja izquierda de la cubierta frontal del relevador.

INDICADOR DE PODER:

Un diodo emisor de luz rojo (LED) se enciende cuando la fuente de poder del relevador está proporcionando un voltaje nominal de 24 Vdc a la circuitería del relevador.

BANDERA DE OPERACION:

Una condición de baja frecuencia cambia la bandera de operación de normalmente negro a rojo. La bandera es magnéticamente cerrada y debe ser manualmente regresada por la palanca de restablecimiento de bandera después de que la falla ha sido removida (liberada).

2. Tipo de Reclosers

Las operaciones del Recloser son programadas con gran precisión, por medio del panel electrónico de control. Las características de disparo y tiempo de recierre son ajustables. Los programas de operación son precisos e invariables, habilitando el cierre coordinado con otros dispositivos de protección en el sistema. Cuando el sistema requiere

cambios, los ajustes en el programa son fáciles de realizar, sin tener que sacrificar la precisión y consistencia del equipo.

Los recloser tipo WE usados en este EDBF ofrecen una amplia selección de rangos para la variedad de propósitos que el sistema necesita; de momento, los únicos que tienen instalado relevador de baja frecuencia son los WE de McGraw Edison, los tipo Brush que están instalados en circuitos que al iniciar operaciones comenzaron con baja carga y, actualmente, cinco circuitos cuentan con carga arriba de 5MW y otros cinco por abajo de 5MW, por lo que se está evaluando incluirlos en el esquema, aunque por el momento no se cuenta con relevadores para instalar; y RE que tienen carga muy baja, por lo que no se ha pensado en colocarles el relevador de baja frecuencia.

a. Rangos y Características del Equipo

El Recloser tipo WE utilizado brinda protección trifásica para voltajes de 14.4 kV, corrientes máximas continuas de 560 amperios y un rango de interrupción máximo a voltaje nominal de 10,000 amperios.

La información de fallas es proporcionada al control por los transformadores de corriente montados en el recloser. Las señales de disparo y cierre del control energizan los circuitos de operación en el recloser.

b. Operación del Recloser

Disparo :

Cuando fluye corriente en exceso del valor mínimo de disparo que satisface la característica de tiempo programada para el disparo, la bobina de disparo en el recloser se energiza desde el control, por su misma batería. Esta bobina suelta un gancho y carga un pin, el cual abre los contactos del recloser. El tiempo máximo de apertura esperado es de 2.7 ciclos, según especificaciones del fabricante.

Cierre :

La fuerza para cierre, así como la fuerza para cargar los resortes de apertura, es proporcionada por una bobina de cierre de alto voltaje, conectada de fase a fase. Cuando los contactos del recloser están cerrados, la bobina se engancha en la posición de abajo. Este gancho se dispara simultáneamente con la liberación de los resortes de apertura del recloser, y la bobina se mueve hacia arriba.

El recloser WE clasificado para 14.4 kV está equipado con un contactor de bobina de cierre de alto voltaje, con dos interruptores en serie.

Un fusible para la bobina de cierre dentro del recloser protege la bobina de cierre contra daños térmicos. La bobina de cierre está diseñada para repeticiones momentáneas, más que para operaciones continuas. Si un mal funcionamiento ocurre en el electroimán de la bobina o en la bobina de cierre del contactor, resulta en el cierre de la bobina, siendo energizada para un período prolongado. El fusible de la bobina de cierre abrirá el circuito de alto voltaje antes de que cualquier daño térmico pueda ocurrir.

B. PUESTA EN OPERACION

Descripción General

Las descripciones generalizadas de los circuitos contenidas en esta sección se aplican a ambos relevadores de baja frecuencia, 50 Hz y 60 Hz. (Referirse al Anexo 2 para un diagrama de bloque funcional típico.)

Detección

Cuando se aplican 120 Vac de una fase a la entrada de detección, el transformador de entrada provee las señales apropiadas para la inhibición del voltaje y el acondicionamiento de los circuitos de entrada.

Circuito de Inhibición de Bajo Voltaje

Este circuito previene disparos del relevador resultantes de las condiciones de transiente de baja frecuencia asociadas con el encendido del equipo. Inhibe la detección de condiciones de baja frecuencia por medio del circuito sincronizador y del circuito de salida hasta que la detección de voltaje de entrada es mayor de 80 Vac.

Circuito Condicionante de Entrada

El circuito condicionante de entrada convierte el voltaje detectado a una "onda cuadrada" cuyas transiciones corresponden a los cruces cero de la forma de onda de entrada. La "onda cuadrada" resultante (después de más modelado) es aplicada al circuito sincronizador.

Cristal Oscilador de Referencia

Este oscilador de cristal controlado de 4 Mhz provee una referencia precisa al circuito sincronizador y al circuito de frecuencia de referencia.

Circuito Sincronizador

Este circuito sincroniza la "onda cuadrada" (representativa de

la forma de onda de entrada) con el cristal oscilador de referencia para generar un pulso cero cruzado y sincronizado, utilizado para "resetear o restablecer" el tiempo del sistema. Cada vez que ocurre un pulso cruzado cero, es iniciada una nueva comparación de frecuencia.

Circuito de Referencia

Este circuito genera una señal de referencia cada 16.667 ms (a frecuencia nominal del sistema de 60 Hz) o cada 20.000 ms (a frecuencia nominal del sistema de 50 Hz) después de sincronizado el pulso cruzado cero. Esta señal es generada por el conteo de pulsos del oscilador de referencia. Cuando se alcanza el conteo apropiado, una señal de salida es aplicada al circuito de diferencia de período.

Circuito de Diferencia de Período

Este circuito inicia una secuencia de pulsos, empezando con la ocurrencia de la señal de referencia y finalizando con la del pulso cero cruzado sincronizado. La duración del tiempo entre ambas señales es la diferencia en período entre la forma de onda de entrada y la frecuencia nominal del sistema. Cada pulso en la sucesión de pulsos representa una diferencia de un microsegundo en

el período.

Circuito de Diferencia de Período a Diferencia de Frecuencia

Este circuito convierte los pulsos recibidos del circuito de diferencia de período a un pulso por cada 0.05 Hz de diferencia de la frecuencia nominal. Esto está complementado por un divisor de escala variable que compensa la relación inversa entre el período y la frecuencia.

Comparador del Umbral de "INICIO"

Este circuito cuenta el número de pulsos provenientes del circuito de diferencia de frecuencia, y lo compara con el "inicio" del control del panel frontal. Cuando la frecuencia decrece más allá de la diferencia establecida por el control frontal, un pulso de salida es aplicado al circuito apropiado de tiempo.

Circuito de Retraso de Tiempo Definido

El circuito de retraso de tiempo definido cuenta el número de ciclos consecutivos de la forma de onda de baja frecuencia, luego de que ocurre el pulso de salida del comparador del umbral de inicio. Cuando el número de ciclos de baja frecuencia iguala lo establecido en el panel frontal, un pulso es generado al circuito de

salida de disparo. Es recomendable que el control de retraso de tiempo sea establecido para un mínimo de 3 ciclos de retraso, para reducir la posibilidad de una señal de disparo causado por una condición de baja frecuencia de transiente generada.

SCR o Relevador de Salida

La señal de salida del circuito de retraso de tiempo está ópticamente acoplada al "impulsor de salida. El impulsor de salida proporciona tanto la corriente de operación para la opción de relevador de salida como una señal de apertura para disparar la opción de salida del SCR. El SCR continuará conduciendo después que la señal de salida haya sido removida hasta que la corriente sea externamente interrumpida. Con la opción de salida de relevador, tanto contactos normalmente cerrados como normalmente abiertos pueden ser seleccionados. Un set opcional de contactos auxiliares de relevador pueden ser especificados cuando la opción de relevador de salida sea seleccionada. Los contactos del relevador permanecen en condición energizada mientras la entrada sensible está por debajo del "pickup".

Impulsor de Bandera Operada Internamente

La salida del circuito de retraso de tiempo es aplicada a este

circuito para impulsar el indicador de bandera. El indicador es disparado sin tener en cuenta el nivel de corriente en el circuito de disparo.

Impulsor de Bandera Operado Corrientemente

Este circuito operará cuando un mínimo de corriente de 0.2 ADC fluya en el circuito de disparo de salida. Un relevador "lector" en serie con el contacto de salida provee la señal al indicador de bandera.

Indicador de Bandera

El indicador de bandera (disparo) es visible en el panel frontal. La bandera es magnéticamente cerrada y debe ser vuelta a colocar manualmente después que la condición de falla ha sido liberada.

1. Circuitos Incluidos

Se muestran en la tabla 1 de Circuitos incluidos en el esquema de desconexión de baja frecuencia.

2. Circuitos Incluidos y Ajustes Realizados

Se muestran en la tabla 2.

TABLA 2
CIRCUITOS INCLUIDOS Y AJUSTES REALIZADOS

<i>Etapas</i>	<i>Circuito</i>	<i>Hz</i>	<i>Frecuencia Carga</i>	<i>Frecuencia nueva</i>
1	35	58.0	2742.60	58.0
	47	58.0	3550.08	58.0
	52	58.0	3846.26	58.0
	22	58.0	4325.56	58.3
	33	58.0	4539.23	58.3
	12	58.0	4923.09	58.3
	58	58.0	5433.65	58.3
2	41	58.3	3250.08	58.3
	51	58.3	3327.37	58.3
	85	58.3	3449.86	58.3
	44	58.3	4148.13	58.3
	106	58.3	4339.07	58.3
	57	58.3	4441.16	58.6
	14	58.3	4525.07	58.6
	56	58.3	5189.56	58.6
	43	58.3	5379.99	58.6
	46	58.3	6540.74	58.6
3	21	58.6	1428.55	58.6
	23	58.6	3463.35	58.6
	103	58.6	3582.25	58.6
	42	58.6	4148.13	58.6
	34	58.6	4631.62	58.6
	82	58.6	4684.41	58.6
	91	58.6	4776.01	58.6
	32	58.6	5303.95	58.9
	37	58.6	5402.94	58.9
	84	58.6	5723.01	58.9
	19	58.6	5971.17	58.9
	38	58.6	62.91.20	58.9
	4	17	58.9	2534.01
109		58.9	4566.08	58.9
36		58.9	5009.91	58.9
45		58.9	5379.99	58.9
49		58.9	5396.27	58.9
28		58.9	5573.60	58.9
90		58.9	5676.99	59.2
25		58.9	5722.36	59.2
100		58.9	5759.60	59.2
55		58.9	6190.77	59.2
40		58.9	6540.74	59.2
5		89	59.2	3731.24
	20	59.2	4478.22	59.2
	11	59.2	5445.18	59.5
	24	59.2	5635.73	59.5
	59	59.2	6207.34	59.5
	110	59.2	6754.03	59.5
6	31	59.5	4280.73	58.0
	18	59.5	4539.02	58.0
	113	59.5	5779.02	58.0
	26	59.5	6663.69	58.0

		TERCERA ETAPA	17	1436.71
			25	3491.05
			28	4652.91
			36	5662.79
			40	3845.49
			45	4409.45
			55	4380.54
			90	4340.01
			100	2545.53
			109	4127.32
		Total		38891.80
		CUARTA ETAPA	19	3643.48
			23	4909.26
			34	4778.15
			37	5903.11
			38	3974.07
			82	3861.35
			84	5659.54
			91	2029.61
			87	6455.32
			102	5144.44
			103	2123.68
		Total		48482.01
		QUINTA ETAPA	14	3452.91
			41	4270.27
			46	6613.27
			56	4119.03
			57	2126.86
			106	4790.63
		Total		25372.97
		SEXTA ETAPA	12	1633.80
			33	4354.56
			35	1563.92
			47	2871.94
			58	2910.14
		Total		13334.36
		Total de todas las Etapas		171125.61
		Generación Perdida		168 MW.

Caso 3

Fecha	Hora	Etapas	Circuitos	Carga en KVA
10-05-93	13:00	PRIMERA ETAPA	18	5238.18
			26	4003.75
			31	5192.74
			46	6490.72
			113	3803.50
		Total		24728.89
		SEGUNDA ETAPA	11	3288.77
			20	5883.45
			24	6866.89
			59	4206.01
			89	4349.89
			93	2510.44
		Total		30968.81
		TERCERA ETAPA	17	1356.48
			25	3494.11
			28	4245.51
			36	5383.11
			40	3741.42
			45	2671.69
			55	3947.43
			90	4261.62
		Total		4231.77
		Total de las tres Etapas		38632.63
		Frecuencia Mínima		94330.33
				58.7 Hz.

Caso 4

Fecha	Hora	Etapas	Circuitos	Carga en KVA
12-05-93	18:00	PRIMERA ETAPA	18	4301.89
			26	6252.32
			31	6121.23
			46	6123.19
		Total		22798.63
		SEGUNDA ETAPA	59	5629.04
		Total		5629.04
		Total de las dos Etapas		28427.67
		Frecuencia Mínima		59.4 Hz.
		Nota: Fluyendo 38 MW del INDE a CEL		

Caso 5

<i>Fecha</i>	<i>Hora</i>	<i>Etapas</i>	<i>Circuitos</i>	<i>Carga en KVA</i>
19-06-93	14:00	PRIMERA ETAPA	18	3461.51
			26	4775.56
			31	4507.76
			<i>Total</i>	12744.83
		SEGUNDA ETAPA	11	3336.41
			20	4837.73
			24	4814.95
			59	3460.12
			89	4250.89
			110	3737.13
		<i>Total</i>		24437.23
		<i>Total de las dos Etapas</i>		37182.06
		<i>Frecuencia Mínima</i> <i>Nota: Fluyen 38</i> <i>MW del CEL al SNI</i>		59.3 Hz.

Caso 6

<i>Fecha</i>	<i>Hora</i>	<i>Etapas</i>	<i>Circuitos</i>	<i>Carga en KVA</i>
21-06-93	13:00	PRIMERA ETAPA	18	4285.89
			26	4286.65
			31	5008.58
			<i>Total</i>	13581.12
		SEGUNDA ETAPA	11	3236.75
			20	5532.17
			24	6152.34
			59	4196.16
			89	4421.16
			110	4285.60
		<i>Total</i>		27824.18

		<i>TERCERA ETAPA</i>	<i>17</i>	<i>1487.21</i>
			<i>25</i>	<i>3614.08</i>
			<i>28</i>	<i>4332.98</i>
			<i>45</i>	<i>3663.06</i>
			<i>49</i>	<i>4574.90</i>
			<i>55</i>	<i>2350.41</i>
			<i>100</i>	<i>2348.00</i>
			<i>109</i>	<i>4038.99</i>
		<i>Total</i>		<i>26409.63</i>
		<i>Total de las tres Etapas</i>		<i>67814.93</i>
		<i>Frecuencia Mínima Fluye del INDE a CEL 80 MW</i>		<i>57.2 Hz</i>

Caso 7

<i>Fecha</i>	<i>Hora</i>	<i>Etapas</i>	<i>Circuitos</i>	<i>Carga en KVA</i>
<i>25-06-93</i>	<i>10:00</i>	<i>PRIMERA ETAPA</i>	<i>18</i>	<i>4312.32</i>
			<i>26</i>	<i>3731.51</i>
			<i>31</i>	<i>5195.17</i>
		<i>Total</i>		<i>13239.00</i>
		<i>Total de la Etapa</i>		<i>13239.00</i>
		<i>Frecuencia Mínima</i> <i>Nota: Fluyen 55 MW del INDE a CEL</i>		<i>59.4 Hz.</i>

Caso 8

<i>Fecha</i>	<i>Hora</i>	<i>Etapas</i>	<i>Circuitos</i>	<i>Carga en KVA</i>
25-06-93	16:00	PRIMERA ETAPA	18	4065.18
			31	5395.09
		Total		9460.27
		SEGUNDA ETAPA	20	5670.92
			24	6272.21
			59	4922.08
		Total		16865.21
		Total de las dos Etapas		26325.48
		Frecuencia Mínima Nota: Flujo de 80 MW del CEL a INDE		59.1 Hz.

Caso 9

<i>Fecha</i>	<i>Hora</i>	<i>Etapas</i>	<i>Circuitos</i>	<i>Carga en KVA</i>
08-07-93	17:00	PRIMERA ETAPA	18	4268.14
			31	4799.47
		Total		9067.61
		SEGUNDA ETAPA	20	4732.64
			24	5113.11
			59	4052.81
			110	4357.30
		Total		18255.86
		Total de las dos Etapas		27323.47
		Nota: Fluyen 20 MW del INDE a CEL		

Caso 10

<i>Fecha</i>	<i>Hora</i>	<i>Etapas</i>	<i>Circuitos</i>	<i>Carga en KVA</i>
08-07-93	22:00	PRIMERA ETAPA	18	4463.24
			31	5491.13
		<i>Total</i>		9954.37
		SEGUNDA ETAPA	11	5725.89
			20	5078.79
			24	4138.57
			59	5595.37
			89	6136.48
			110	6126.18
		<i>Total</i>		32801.28
		<i>Total de las dos Etapas</i>		42755.65
		<i>Nota: Fluyen 51 MW del INDE a CEL</i>		

Caso 11

<i>Fecha</i>	<i>Hora</i>	<i>Etapas</i>	<i>Circuitos</i>	<i>Carga en KVA</i>
15-07-93	12:00	PRIMERA ETAPA	18	4837.65
			31	5495.91
		<i>Total</i>		10333.56
		SEGUNDA ETAPA	20	5626.42
			59	4233.42
			110	3944.93
		<i>Total</i>		13804.77
		<i>Total de las dos Etapas</i>		24138.33
		<i>Frecuencia Mínima</i> <i>Nota: Fluyen 30 MW del INDE a CEL</i>		59.2 Hz

Caso 12

<i>Fecha</i>	<i>Hora</i>	<i>Etapas</i>	<i>Circuitos</i>	<i>Carga en KVA</i>
18-07-93	06:00	PRIMERA ETAPA	18	2429.92
			31	3486.29
		<i>Total</i>		5916.21
		SEGUNDA ETAPA	11	3051.84
			20	2792.07
			24	3176.89
			89	3091.75
			110	3995.23
		<i>Total</i>		16107.78
		<i>Total de las dos Etapas</i>		22023.99
		<i>Nota: Intercambio INDE a CEL de 90 MW.</i>		

Caso 13

<i>Fecha</i>	<i>Hora</i>	<i>Etapas</i>	<i>Circuitos</i>	<i>Carga en KVA</i>
21-07-93	01:00	PRIMERA ETAPA	18	2007.72
			26	3647.85
			31	3068.23
		<i>Total</i>		8723.28
		SEGUNDA ETAPA	11	2775.60
			20	2542.22
			24	2128.53
			59	2674.34
			89	2747.10
			110	2423.66
		<i>Total</i>		15291.45
		<i>Total de las dos Etapas</i>		24015.25
		<i>Frecuencia Mínima</i>		59 Hz

Caso 14

<i>Fecha</i>	<i>Hora</i>	<i>Etapas</i>	<i>Circuitos</i>	<i>Carga en KVA</i>
21-08-93	21:00	PRIMERA ETAPA	18	2496.14
			31	2865.83
		<i>Total</i>		5811.97
		SEGUNDA ETAPA	110	5931.08
			89	5280.15
			24	3701.81
			11	5284.48
			20	2714.50
			59	5473.60
		<i>Total</i>		31763.83
		TERCERA ETAPA	17	1915.99
			40	1939.43
			55	4196.13
			28	4880.91
			36	3493.77
			90	4698.32
			25	4875.29
			49	2335.44
			100	5239.81
			45	4287.79
		<i>Total</i>		41568.23
		CUARTA ETAPA	82	4316.09
			42	2348.67
			34	1846.69
			23	1867.11
			19	5092.23
			84	4628.66
			37	3902.50
			103	3461.78
		<i>Total</i>		32186.30
		QUINTA ETAPA	46	5147.58
			43	2415.37
			44	3392.06
			106	2516.56
			41	1562.62
			51	2946.44
			85	2833.89
			57	3569.22
			14	3757.22
		<i>Total</i>		4183.20
		<i>Total</i>		32324.16

		<i>SEXTA ETAPA</i>	35	2404.62
			12	4056.59
			47	2514.29
			52	3043.95
			33	3136.90
			22	3130.21
		<i>Total</i>		18286.56
		<i>Total de las seis Etapas</i>		161941.05
		<i>Generación Perdida</i>		221.5 MW

**V. ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR BAJA
FRECUENCIA DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS
INTERCONECTADOS GUATEMALA-EL SALVADOR**

En este capítulo se presentan los principales resultados obtenidos de los estudios realizados para analizar la operación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia para los sistemas eléctricos interconectados de El Salvador y Guatemala.

Se incluyen en el estudio los análisis más representativos de las simulaciones de la operación para diciembre de 1996, considerando la operación de los sistemas en forma aislada e interconectada. La operación aislada se utilizó para el cálculo del flujo de carga inicial, y así, poder simular las principales contingencias a nivel local, y para afinar el comportamiento de los voltajes.

El estudio incluyó un diagnóstico de la operación actual de los esquemas de desconexión de carga debido a la baja frecuencia en cada país, lo cual sirvió de base para la formulación del nuevo esquema, que se propone en el presente trabajo, de la operación interconectada de los sistemas eléctricos del Guatemala-El Salvador.

PRINCIPALES CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE LOS ESQUEMAS

Dado que la seguridad operativa de ambas regiones es una premisa fundamental, se decidió el ajuste del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia (EDCBF), de forma que la participación de éste durante contingencias fuera equitativa en ambos sistemas. Por otro lado, se detectó la necesidad de diseñar esquemas de desconexión que se ajustaran a los principales despachos utilizados en cada sistema, de tal manera de no afectar innecesariamente a los usuarios, cada vez que se presenten contingencias en alguno de los sistemas.

CRITERIOS EMPLEADOS EN EL DISEÑO DEL ESQUEMA

1. *Dado que la continuidad del servicio es uno de los objetivos determinantes de las tres empresas eléctricas, se plantean formas alternativas para tratar de minimizar el corte de carga realizado por el EDCBF ante pérdidas de generación en ambos sistemas. Para ello se propone investigar varios factores que se consideran claves para la definición del esquema:*
 - a) *Cuál sería la frecuencia inicial más apropiada que marcaría la desconexión de carga*
 - b) *Cuál sería el paso de frecuencia entre etapas que resulta más*

eficiente para detener el abatimiento de la frecuencia y salvar el sistema

- c) *Cuántas etapas son las necesarias y su localización dentro del sistema, para proteger a la red ante una variedad de condiciones*

A continuación se presenta un cuadro donde se plantean las alternativas a ser evaluadas, para responder adecuadamente las interrogantes anteriores. En cada caso se busca la minimización de la cantidad de carga a ser botada del sistema, a manera de garantizar en la medida de lo posible la máxima continuidad del servicio.

Es preciso hacer notar que se trata de tres casos distintos, y que el porcentaje de carga desconectado fue el mismo en cada uno de ellos.

Casos a ser evaluados en el estudio

<i>CASO</i>	<i>Frecuencia inicial de Corte de Carga (hz)</i>	<i>Número de Pasos en el esquema</i>	<i>Frecuencia entre pasos dHz</i>	<i>Porcentaje de Carga desconectado base = 100%</i>
<i>I</i>	<i>59.5</i>	<i>6</i>	<i>3.0</i>	<i>45%</i>
<i>II</i>	<i>59.3</i>	<i>6</i>	<i>2.5</i>	<i>45%</i>
<i>III</i>	<i>59.3</i>	<i>5</i>	<i>3.0</i>	<i>45%</i>

2. *En todos los casos anteriores, se trató en lo posible de disminuir la cantidad de carga a ser desconectada, sobre todo en la primera*

etapa de desconexión, para garantizar la máxima continuidad de servicio entre las empresas distribuidoras y asegurar que no se alcanzan valores críticos de baja frecuencia y voltaje, debido a que la capacidad instalada de Generación Térmica y Diesel corresponde casi al 50% de la demanda máxima.

3. *Considerando que los patrones de generación de ambos sistemas para suplir la demanda creciente de energía en los diferentes escenarios, ya no presenta diferencias marcadas entre verano e invierno, se propone un esquema único de desconexión.*

4. *Para el diseño del esquema, se usaron tres escenarios de demanda, usando la carga prevista para diciembre de 1996, y que además reflejen las siguientes condiciones operativas:*
 - a) *Demanda mínima del día (2:30 a.m.)**
 - b) *Demanda media de día hábil (11:30 a.m.)*
 - c) *Demanda máxima de día hábil (18:30 p.m.)*

* *La demanda mínima se tomó en el momento de menos demanda de la semana.*

Ademas se realizó una sensibilidad del estudio a diciembre de 1998, con el fin de someter el esquema propuesto a las condiciones de la red para ese escenario, tanto de demanda como de nuevas generaciones existentes.

5. *Con la finalidad de validar la información y comparar los resultados de las simulaciones con la realidad, se efectuaron estudios de flujos de potencia para los sistemas CEL-INDE, considerándolos, inicialmente, separados. Una vez revisados los casos, se procedió al análisis del sistema interconectado.*
6. *Para la simulación de la operación de los dos sistemas interconectados, se definieron escenarios de transferencia no necesariamente representativos de las condiciones previstas de intercambios futuros. Estos intercambios no se basan solamente sobre acuerdos de compra-venta de energía, sino también en condiciones operativas representativas de situaciones posibles; las cuales fueron utilizados para analizar el comportamiento eléctrico de ambas áreas y evaluar su seguridad operativa. Los casos de análisis que se plantean, se muestran en la tabla siguiente:*

Definición de los escenarios de Intercambios del estudio

CASO I	Sistemas Aislados Independientes	Intercambio 0 MW	Evaluación para cada escenario
CASO II	Sistemas Interconectados en Equilibrio	Intercambio 0 MW	Evaluación para cada escenario
CASO III	Sistemas Interconectados c/Potencia de Intercambio	Intercambio	
	a) CEL ---> INDE	40 MW	Dem. Media
	b) CEL ---> INDE	80 MW	Dem. Mínima
	c) INDE ---> CEL	40 MW	Dem. Media
	d) INDE ---> CEL	80 MW	Dem. Mínima

Para la simulación de los subcasos del caso III, se tomaron, asimismo, las situaciones más probables que ocurran en los sistemas. Así, las máximas transferencias, ya sea en uno u otro sentido, son más probables en la madrugada, es decir, en un escenario de demanda mínima, y las transferencias moderadas 40 MW son características del escenario de demanda media.

7. Las contingencias previstas y utilizadas para el diseño del esquema, son principalmente Pérdidas de Generación, las cuales se clasifican como leves, moderadas y severas, y cada una se asocia a uno de los escenarios de demanda utilizados para hacer el estudio. En el siguiente cuadro se muestran las contingencias que se usará para las simulaciones:

Pérdidas de Generación utilizadas para las simulaciones

<i>Condición Operativa</i>	<i>Contingencia Leve</i>	<i>Contingencia Moderada</i>	<i>Contingencia Severa</i>
<i>Dem. Máxima</i>	<i>120 MW</i>	<i>200 MW</i>	<i>300 MW</i>
<i>Dem. Media</i>	<i>100 MW</i>	<i>150 MW</i>	<i>200 MW</i>
<i>Dem. Mínima</i>	<i>50 MW</i>	<i>90 MW</i>	<i>120 MW</i>

Nota: Un valor de pérdida de generación aproximado, factible de ocurrir de cerca de 20% para contingencia leve, 30% para contingencia moderada y 40% para contingencia severa.

Para la simulación de estas contingencias, se buscó la ubicación más conveniente de unidades generadoras, cuya pérdida ocasionaría un desbalance, entre la carga y la generación, de aproximadamente el monto de generación que se indica en la tabla anterior.

**ESTUDIOS FLUJO DE CARGA Y ESTABILIDAD
TRANSITORIA CEL-INDE**

El procedimiento a seguir para el estudio se divide en cuatro partes:

- a) *Sintonización de los flujos de carga inicial para ambos sistemas. Estas tareas ya fueron realizadas por cada grupo de CEL e INDE, respectivamente. Solamente se verificó que al unir las bases de datos de los sistemas, dieran condiciones reales en el intercambio (Equilibrio).*
- b) *Evaluación de los actuales esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia ante contingencias.*
- c) *Propuestas de posibles cambios a los actuales esquemas, siguiendo los criterios enumerados anteriormente. También se evaluará el impacto de la nueva distribución de cargas.*
- d) *Simulación de los nuevos esquemas EDCBF, coordinación de tiempos de retardo en los relees 81's, localización de las diferentes etapas, tiro de carga aproximado y paso de frecuencia usado entre etapas.*

A continuación se presentan los resultados más relevantes, tanto para la operación aislada, como para la operación interconectada.

A. El Salvador: sistema eléctrico aislado

1. *Análisis de Contingencias y EDCBF*

Se sometió el actual esquema de desconexión de carga por baja frecuencia a cada uno de los escenarios de demanda anteriormente indicados, y con las contingencias seleccionadas. Para todos los escenarios y casos realizados se observa que el EDCBF aislado tiende a botar mayor cantidad de carga de la necesaria, de tal forma que se puede observar un sobretiro, quedando la frecuencia alta, segundos después de la pérdida de generación.

En la tabla que se muestra a continuación aparece la condición operativa a la cual corresponde la simulación, la contingencia a la cual se ve sometido el sistema, la frecuencia mínima, máxima y estable que experimenta la red, así como la cantidad de carga que se desconectó y la pérdida de generación que originó la dinámica del sistema.

Diagnóstico del EDCBF El Salvador Aislado

<i>Condición Operativa</i>	<i>Tipo de Contingencia</i>	<i>Frec. Mínima</i>	<i>Frec. Estable</i>	<i>No. de Pasos</i>	<i>Cantidad de Carga Desconectada</i>	<i>Pérdida de Generación</i>	<i>Demanda del Sistema</i>
<i>MAXIMA</i>	<i>SEVERA</i>	<i>57.5hz</i>	<i>59.6hz</i>	<i>6</i>	<i>284 MW</i>	<i>305 MW</i>	<i>630 MW</i>
<i>MAXIMA</i>	<i>MODERADA</i>	<i>58.3hz</i>	<i>61.6hz</i>	<i>5</i>	<i>250 MW</i>	<i>198 MW</i>	<i>630 MW</i>
<i>MAXIMA</i>	<i>LEVE</i>	<i>58.9hz</i>	<i>61.3hz</i>	<i>3</i>	<i>154 MW</i>	<i>125 MW</i>	<i>630 MW</i>
<i>MEDIA</i>	<i>SEVERA</i>	<i>58.3hz</i>	<i>60.8hz</i>	<i>5</i>	<i>219 MW</i>	<i>194 MW</i>	<i>523 MW</i>
<i>MEDIA</i>	<i>MODERADA</i>	<i>58.9hz</i>	<i>59.8hz</i>	<i>3</i>	<i>133 MW</i>	<i>137 MW</i>	<i>523 MW</i>
<i>MEDIA</i>	<i>LEVE</i>	<i>58.9hz</i>	<i>60.8hz</i>	<i>3</i>	<i>133 MW</i>	<i>107 MW</i>	<i>523 MW</i>
<i>MINIMA</i>	<i>SEVERA</i>	<i>58.6hz</i>	<i>59.8hz</i>	<i>4</i>	<i>98 MW</i>	<i>122 MW</i>	<i>310 MW</i>
<i>MINIMA</i>	<i>MODERADA</i>	<i>58.9hz</i>	<i>59.4hz</i>	<i>3</i>	<i>74 MW</i>	<i>89 MW</i>	<i>310 MW</i>
<i>MINIMA</i>	<i>LEVE</i>	<i>58.9hz</i>	<i>60.6hz</i>	<i>3</i>	<i>74 MW</i>	<i>59 MW</i>	<i>310 MW</i>

Tal como puede observarse, la cantidad de carga desconectada es, en la mayoría de los casos, superior a la pérdida de generación sufrida, dando en algunos casos un exceso de carga desconectada, llegando la frecuencia hasta 61.6 hz.

La operación del esquema se mira coordinada y operando de con el acuerdo al diseño original. Probablemente se tengan que realizar ajustes al diseñar el nuevo esquema, por los tiempos de retardo que tiene los relevadores o el tiempo en el cual se desconecta realmente la carga. Aproximadamente el porcentaje de carga desconectada es del 45%.

B. Guatemala: sistema eléctrico aislado

1. Análisis de Contingencias y EDCBF

Debido a dificultades técnicas, el esquema de baja frecuencia de Guatemala no se aplicó tal como había sido diseñado en 1993, ya que el INDE no tenía la totalidad de los relevadores para su implementación. Solamente la EEGSA puso en marcha sus etapas. Fue hasta hace poco que el INDE instaló sus relevadores, aunque no se ha verificado su operación. Por ello se realizó el análisis del esquema en dos fases. Para cada una de ellas se presentan a continuación los cuadros resúmenes de la actuación del esquema en los escenarios y las contingencias seleccionadas; asimismo, se

incluye para cada escenario una contingencia adicional, que es la operación de un horno de arco que causa perturbaciones severas en la operación normal de la red:

a. Esquema de baja frecuencia actual, sólo con las etapas de EEGSA

Tal como se observa en la tabla que se presenta a continuación, el sistema de Guatemala siempre está tirando menos carga de la que se necesita para lograr restablecer el equilibrio entre la generación y la demanda; teniendo, por ello, frecuencias por debajo de la nominal. En los casos marcados con (#), se pierde el sincronismo de las máquinas en aproximadamente 0.3 seg., por lo cual estos casos denotan la imposibilidad del sistema para protegerse adecuadamente ante este tipo de contingencias.

Esto indica que el esquema deberá aumentar la cantidad de carga a ser tirada en las primeras etapas, para proteger al sistema en estas circunstancias.

Para el escenario de Demanda Máxima, la operación del Horno de arco no hace operar ninguna etapa del esquema, ya que la red se encuentra con mucha inercia al estar un gran número de máquinas en línea; no así en el caso de demanda media y mínima, cuando el Horno

constituye una carga considerable comparado con la generación, y la operación del mismo hace operar las primeras etapas de desconexión de carga por baja frecuencia.

Diagnóstico del EDCBF para Guatemala Aislado caso I

Condición Operativa	Tipo de Contingencia	Frec. Mínima	Frec. Estable	No. de Pasos	Cantidad de Carga Desconectada	Pérdida de Generación	Demanda del Sistema
MAXIMA	SEVERA	(#)				260 MW	720 MW
MAXIMA	MODERADA	58.5hz	58.5hz	4	156 MW	170 MW	720 MW
MAXIMA	LEVE	58.9hz	59.4hz	3	68 MW	90 MW	720 MW
MAXIMA	HORNO	59.5hz	59.5hz	0	0 MW		720 MW
MEDIA	SEVERA	58.2hz	58.5hz	5	133 MW	170 MW	546 MW
MEDIA	MODERADA	58.6hz	58.6hz	4	101MW	150 MW	546 MW
MEDIA	LEVE	58.8hz	59.0hz	3	74 MW	100 MW	546 MW
MEDIA	HORNO	59.2hz	59.5hz	1	18 MW		546 MW
MINIMA	SEVERA	(#)				94 MW	282 MW
MINIMA	MODERADA	58.1hz	58.2hz	5	73 MW	90 MW	282 MW
MINIMA	LEVE	58.8hz	59.3hz	3		50 MW	282 MW
MINIMA	LEVE	59.2hz	59.3hz	2			282 MW

b. Esquema de baja frecuencia actual, con las etapas de EEGSA+INDE

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos. Cuando la simulación incluyó a los relevadores del INDE, la tendencia del sistema no varía, pues se experimentan dos pérdidas de sincronismo tanto para el escenario de máxima demanda como para el de contingencia severa y para el de demanda mínima y contingencia severa.

Esto confirma la necesidad de aumentar la cantidad de carga a botar en las etapas de baja frecuencia de INDE, pues tal como está operando el esquema en operación aislada, no protege al sistema ante estas variaciones. Se deberá aumentar la cantidad de carga a ser desconectada en las etapas, para que el sistema se proteja.

El efecto de las etapas de INDE en el esquema, es detener un poco el abatimiento de la frecuencia del sistema, pero no bota una cantidad de carga significativa para detener el efecto de la baja frecuencia resultante.

Al diseñar el nuevo EDCBF, deberá tomarse en cuenta que los esquemas de desconexión de ambos sistemas habrán de desconectar carga proporcionalmente y en forma equilibrada. Y no como se presentó actualmente la operación de los esquemas, debido a falta de equipo y coordinación entre el INDE y la EEGSA, donde CEL tenía una mayor participación de tiraje de carga, y una operación más repetitiva y continua del esquema.

Diagnóstico del EDCBF para Guatemala Aislado caso II (EEGSA+INDE)

<i>Condición Operativa</i>	<i>Tipo de Contingencia</i>	<i>Frec. Mínima</i>	<i>Frec. Estable</i>	<i>No. de Pasos</i>	<i>Cantidad de Carga Desconectada</i>	<i>Pérdida de Generación</i>	<i>Demanda del Sistema</i>
<i>MAXIMA</i>	<i>SEVERA</i>	<i>(#)</i>				<i>260 MW</i>	<i>720 MW</i>
<i>MAXIMA</i>	<i>MODERADA</i>	<i>58.5hz</i>	<i>58.6hz</i>	<i>4</i>	<i>156 MW</i>	<i>170 MW</i>	<i>720 MW</i>
<i>MAXIMA</i>	<i>LEVE</i>	<i>58.9hz</i>	<i>59.0hz</i>	<i>2</i>	<i>68 MW</i>	<i>90 MW</i>	<i>720 MW</i>
<i>MAXIMA</i>	<i>HORNO</i>	<i>59.5hz</i>	<i>59.5hz</i>	<i>0</i>	<i>0 MW</i>		<i>720 MW</i>
<i>MEDIA</i>	<i>SEVERA</i>	<i>58.2hz</i>	<i>59.2hz</i>	<i>5</i>	<i>165 MW</i>	<i>170 MW</i>	<i>546 MW</i>
<i>MEDIA</i>	<i>MODERADA</i>	<i>58.6hz</i>	<i>59.4hz</i>	<i>4</i>	<i>146 MW</i>	<i>150 MW</i>	<i>546 MW</i>
<i>MEDIA</i>	<i>LEVE</i>	<i>58.8hz</i>	<i>59.9hz</i>	<i>3</i>	<i>96 MW</i>	<i>100 MW</i>	<i>546 MW</i>
<i>MEDIA</i>	<i>HORNO</i>	<i>59.2hz</i>	<i>59.6hz</i>	<i>1</i>	<i>18 MW</i>		<i>546 MW</i>
<i>MINIMA</i>	<i>SEVERA</i>	<i>(#)</i>					<i>282 MW</i>
<i>MINIMA</i>	<i>MODERADA</i>	<i>58.4hz</i>	<i>58.6hz</i>	<i>4</i>	<i>72 MW</i>	<i>90 MW</i>	<i>282 MW</i>
<i>MINIMA</i>	<i>LEVE</i>	<i>58.6hz</i>	<i>59.0hz</i>	<i>3</i>	<i>52 MW</i>	<i>50 MW</i>	<i>282 MW</i>
<i>MINIMA</i>	<i>LEVE</i>	<i>59.0hz</i>	<i>59.6hz</i>	<i>2</i>			<i>282 MW</i>

Para el caso aislado de Guatemala se valoraron dos esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia:

Caso I El aplicado actualmente por la EEGSA

Caso II El que se tuvo que aplicar entre la EEGSA y el INDE de acuerdo con el estudio del EDCBF de diciembre de 1992, el cual compartía el tiro de carga 30% a INDE y 70% a EEGSA, respectivamente.

Se pudo observar que el caso aislado y la contingencia de mayor severidad (Salida Completa de la generación de Chixoy), causa para todos los escenarios el colapso total del sistema; por lo tanto, no se recomienda, desde el punto de vista de la seguridad operativa del sistema de operación aislada. Cualquier otra perturbación hace que el sistema se recupere a valores operativamente aceptables.

c. Sistema Interconectado: CEL - INDE

- Análisis del EDCBF, para Contingencias de CEL

Se observa que la actuación del esquema, con los sistemas interconectados, es mucho más adecuada que con los esquemas operando de modo aislado, pues existe un mejor manejo del tiro de carga, y la frecuencia presenta menos oscilaciones, y frecuencias mínimas más apropiadas. La inercia combinada de ambos sistemas es mayor, y se tiene un mejor amortiguamiento de las contingencias.

Se simularon una serie de casos, usando los escenarios de demanda descritos anteriormente, para diagnosticar el estado actual del EDCBF. A pesar de que en la mayoría de los casos cumple con el objetivo de defender al sistema interconectado contra el colapso, se debe revisar el criterio de minimizar la cantidad de carga que se desconecta del sistema. Tal como se observa en las simulaciones,

el número de etapas que actúan y tiran carga hacen que el monto de la carga que se rechaza sea, en algunos casos, excesiva. La razón de esto es que desde que se propuso el EDCBF que funciona actualmente, ha cambiado para ambos sistemas la distribución de la carga en los distintos alimentadores, lo cual ha ocasionado que la distribución porcentual del tiro de carga se haya modificado; ocasionando con ello que para algunas contingencias se esté rechazando más carga de la necesaria.

A continuación se presenta una tabla donde se tratan algunos casos que se consideran como más significativos de la actuación del actual esquema, y que han servido de base para el diseño del nuevo EDCBF propuesto.

Para el escenario de Máxima Demanda sin flujo en el enlace, al tener una contingencia ya sea severa y/o moderada, la actuación del esquema es similar. Las frecuencias mínimas y en estado estable después de la perturbación son similares en ambos sistemas: 58.9 Hz y 59.3 Hz, respectivamente. Para el caso de demanda máxima actúan 3 etapas del CEL y 2 etapas en el INDE, botando un 70% de la carga en el lado del CEL y un 30% para el INDE. El enlace queda dando soporte al CEL con un flujo de 105 MW.

Para el escenario de demanda media, se realizaron dos simulaciones: una sin intercambio programado (línea en equilibrio) y la otra intercambiando 40 MW del CEL para el INDE. Para la primera simulación operaron tres etapas de desconexión para el CEL y dos para el INDE, tirándose un 71.9% en el CEL y un 28.1% en el INDE. La frecuencia estable es de 59.6 Hz para el CEL y 59.7 Hz para el INDE. El enlace al final de la contingencia queda con 42 MW enviado desde Guatemala. Para el segundo caso, operan las mismas etapas, y el enlace casi queda en equilibrio con solo 9 MW enviados desde Guatemala. El comportamiento de la frecuencia es similar al del caso anterior.

Para el escenario de demanda mínima, solamente se simuló un caso: el de la contingencia severa y con una potencia de intercambio de 80 MW del CEL para el INDE. En este caso actuaron tres etapas de desconexión para cada sistema, disminuyendo la potencia de intercambio después de la contingencia a 11 MW. La cantidad de carga desconectada en cada sistema es proporcional: 52.5% para el CEL y 47.5% para el INDE.

Diagnóstico del EDCBF Interconectado Cel-Inde para Contingencias CEL

Condición Operativa	Tipo de Contingencia	F. Min. Hz. CEL	F. Min. Hz. INDE	F. Est. Hz. CEL	F. Est. Hz. INDE	Pasos CEL	Pasos INDE
MAXIMA	SEVERA	58.9	58.95	59.27	59.31	3	2
		<i>Cantidad de carga a tirar CEL</i>	<i>Cantidad de carga a tirar INDE</i>	<i>Pérdida de Gen. CEL</i>	<i>Pérdida de Gen. INDE</i>	<i>Flujo en el Enlace Est.</i>	
		159.3 MW	67.8 MW	300 MW	0.0 MW	-105.0 MW	
MAXIMA	MODERADA	F. Min. Hz. CEL	F. Min. Hz. INDE	F. Est. Hz. CEL	F. Est. Hz. INDE	Pasos CEL	Pasos INDE
		59.0	59.10	59.20	59.20	2	2
		<i>Cantidad de carga a tirar CEL</i>	<i>Cantidad de carga a tirar INDE</i>	<i>Pérdida de Gen. CEL</i>	<i>Pérdida de Gen. INDE</i>	<i>Flujo en el Enlace Est.</i>	
		65.24 MW	67.8 MW	197 MW	0.0 MW	-95.0 MW	
MEDIA	SEVERA sin Intercambio	F. Min. Hz. CEL	F. Min. Hz. INDE	F. Est. Hz. CEL	F. Est. Hz. INDE	Pasos CEL	Pasos INDE
		58.9	58.97	59.60	59.70	3	2
		<i>Cantidad de carga a tirar CEL</i>	<i>Cantidad de carga a tirar INDE</i>	<i>Pérdida de Gen. CEL</i>	<i>Pérdida de Gen. INDE</i>	<i>Flujo en el Enlace Est.</i>	
		137.2 MW	53.6 MW	197 MW	0.0 MW	-42.0 MW	
MEDIA 40 Mw	SEVERA con Intercambio	F. Min. Hz. CEL	F. Min. Hz. INDE	F. Est. Hz. CEL	F. Est. Hz. INDE	Pasos CEL	Pasos INDE
		58.89	58.93	59.60	59.60	3	2
		<i>Cantidad de carga a tirar CEL</i>	<i>Cantidad de carga a tirar INDE</i>	<i>Pérdida de Gen. CEL</i>	<i>Pérdida de Gen. INDE</i>	<i>Flujo en el Enlace Est.</i>	
		137.2 MW	53.60 MW	197 MW	0.0 MW	-9.0 MW	
MINIMA 80 Mw	SEVERA con Intercambio	F. Min. Hz. CEL	F. Min. Hz. INDE	F. Est. Hz. CEL	F. Est. Hz. INDE	Pasos CEL	Pasos INDE
		58.70	58.83	59.60	59.60	3	3
		<i>Cantidad de carga a tirar CEL</i>	<i>Cantidad de carga a tirar INDE</i>	<i>Pérdida de Gen. CEL</i>	<i>Pérdida de Gen. INDE</i>	<i>Flujo en el Enlace Est.</i>	
		76.40 MW	68.90 MW	120 MW	0.0 MW	11 MW	

- *Análisis del EDCBF, para Contingencias de INDE*

En la tabla que se presenta a continuación se muestran los resultados obtenidos con el actual EDCBF, cuando las contingencias ocurren en Guatemala. Se simuló la operación del horno con un pulso de 30 MW durante 3 segundos. En algunos casos se está tirando más carga de la necesaria, quedando el sistema con una frecuencia arriba de la nominal. La operación del horno causa también en repetidas ocasiones la operación de la primera etapa de ambos sistemas, por lo cual se estudiará la posibilidad de iniciar el tiro de carga a 59.3 Hz y, de esa manera hacer más selectivo el esquema de desconexión.

Diagnóstico del EDCBF Interconectado CEL-INDE

Condición Operativa	Tipo de Contingencia	F. Min. Hz. CEL	F. Min. Hz. INDE	F. Est. Hz. CEL	F. Est. Hz. INDE	Pasos CEL	Pasos INDE
MAXIMA	SEVERA	58.9	58.9	59.30	59.30	2	3
		Cantidad de carga a tirar CEL	Cantidad de carga a tirar INDE	Pérdida de Gen. CEL	Pérdida de Gen. INDE	Flujo en el Enlace Est.	
		65.24 MW	87.58 MW	0.0 MW	261.0 MW	-60 MW	
MAXIMA	MODERA sin inter-o	F. Min. Hz. CEL	F. Min. Hz. INDE	F. Est. Hz. CEL	F. Est. Hz. INDE	Pasos CEL	Pasos INDE
		59.0	59.0	59.1	59.1	2	2
		Cantidad de carga a tirar CEL	Cantidad de carga a tirar INDE	Pérdida de Gen. CEL	Pérdida de Gen. INDE	Flujo en el Enlace Est.	
		65.24 MW	67.63 MW	0.0 MW	173 MW	-56.0 MW	
MAXIMA	LEVE sin Inter-cambio	F. Min. Hz. CEL	F. Min. Hz. INDE	F. Est. Hz. CEL	F. Est. Hz. INDE	Pasos CEL	Pasos INDE
		59.3	59.3	59.3	59.3	1	1
		Cantidad de carga a tirar CEL	Cantidad de carga a tirar INDE	Pérdida de Gen. CEL	Pérdida de Gen. INDE	Flujo en el Enlace Est.	
		32.03 MW	32.7 MW	0.0 MW	95.0 MW	-37.0 MW	
MEDIA	SEVERA sin Inter-	F. Min. Hz. CEL	F. Min. Hz. INDE	F. Est. Hz. CEL	F. Est. Hz. INDE	Pasos CEL	Pasos INDE
		58.8	58.8	61.10	61.10	3	3
		Cantidad de carga a tirar CEL	Cantidad de carga a tirar INDE	Pérdida de Gen. CEL	Pérdida de Gen. INDE	Flujo en el Enlace Est.	
		137.15 MW	134.52 MW	0.0 MW	296.0 MW	-130.0 MW	
MEDIA	MODERA DA	F. Min. Hz. CEL	F. Min. Hz. INDE	F. Est. Hz. CEL	F. Est. Hz. INDE	Pasos CEL	Pasos INDE
		59.1	59.1	59.1	59.1	2	2
		Cantidad de carga a tirar CEL	Cantidad de carga a tirar INDE	Pérdida de Gen. CEL	Pérdida de Gen. INDE	Flujo en el Enlace Est.	
		55.65 MW	53.64 MW	0.0 MW	135.0 MW	-63.0 MW	

Diagnóstico del EDCBF Interconectado CEL-INDE

<i>Condición Operativa</i>	<i>Tipo de Contingencia</i>	<i>F. Min. Hz. CEL</i>	<i>F. Min. Hz. INDE</i>	<i>F. Est. Hz. CEL</i>	<i>F. Est. Hz. INDE</i>	<i>Pasos CEL</i>	<i>Pasos INDE</i>
<i>MEDIA</i>	<i>LEVE sin intercambio</i>	59.2	59.2	60.05	60.05	2	2
		<i>Cantidad de carga a tirar CEL</i>	<i>Cantidad de carga a tirar INDE</i>	<i>Pérdida de Gen. CEL</i>	<i>Pérdida de Gen. INDE</i>	<i>Flujo en el Enlace Est.</i>	
		55.65 MW	53.64 MW	0.0 MW	96.0 MW	-60.0 MW	
<i>MINIMA</i>	<i>SEVERA sin inter-</i>	<i>F. Min. Hz. CEL</i>	<i>F. Min. Hz. INDE</i>	<i>F. Est. Hz. CEL</i>	<i>F. Est. Hz. INDE</i>	<i>Pasos CEL</i>	<i>Pasos INDE</i>
		58.8	58.8	59.10	59.10	3	3
		<i>Cantidad de carga a tirar CEL</i>	<i>Cantidad de carga a tirar INDE</i>	<i>Pérdida de Gen. CEL</i>	<i>Pérdida de Gen. INDE</i>	<i>Flujo en el Enlace Est.</i>	
		76.4 MW	72.0 MW	0.0 MW	97.0 MW	-60.0 MW	
<i>MINIMA</i>	<i>MODERA sin Inter-</i>	<i>F. Min. Hz. CEL</i>	<i>F. Min. Hz. INDE</i>	<i>F. Est. Hz. CEL</i>	<i>F. Est. Hz. INDE</i>	<i>Pasos CEL</i>	<i>Pasos INDE</i>
		58.8	58.8	60.15	60.15	2	3
		<i>Cantidad de carga a tirar CEL</i>	<i>Cantidad de carga a tirar INDE</i>	<i>Pérdida de Gen. CEL</i>	<i>Pérdida de Gen. INDE</i>	<i>Flujo en el Enlace Est.</i>	
		30.7 MW	66.98 MW	0.0 MW	87.5 MW	-24.0 MW	
<i>MINIMA</i>	<i>LEVE</i>	<i>F. Min. Hz. CEL</i>	<i>F. Min. Hz. INDE</i>	<i>F. Est. Hz. CEL</i>	<i>F. Est. Hz. INDE</i>	<i>Pasos CEL</i>	<i>Pasos INDE</i>
		59.1	59.1	60.17	60.17	2	2
		<i>Cantidad de carga a tirar CEL</i>	<i>Cantidad de carga a tirar INDE</i>	<i>Pérdida de Gen. CEL</i>	<i>Pérdida de Gen. INDE</i>	<i>Flujo en el Enlace Est.</i>	
		30.7 MW	26.79 MW	0.0 MW	50.5 MW	-25.0 MW	
<i>MINIMA</i>	<i>HORNO sin Inter-</i>	<i>F. Min. Hz. CEL</i>	<i>F. Min. Hz. INDE</i>	<i>F. Est. Hz. CEL</i>	<i>F. Est. Hz. INDE</i>	<i>Pasos CEL</i>	<i>Pasos INDE</i>
		59.4	59.4	61.0	61.0	1	1
		<i>Cantidad de carga a tirar CEL</i>	<i>Cantidad de carga a tirar INDE</i>	<i>Pérdida de Gen. CEL</i>	<i>Pérdida de Gen. INDE</i>	<i>Flujo en el Enlace Est.</i>	
		14.87 MW	12.92 MW	0.0 MW	0.0 MW	-5.0 MW	

El esquema actúa de manera satisfactoria para todas las contingencias simuladas. Los valores de frecuencias mínimas y estables durante y después de la contingencia son aceptables, y en algunos pocos casos se tiene sobretiro.

El problema fundamental del esquema es que en condiciones de generación mínima se tiene operación de la primera etapa del EDCFB por la operación del Horno de Arco en Guatemala. Por lo tanto debe buscarse un valor de la frecuencia de inicio del corte en la cual no opere por este fenómeno. Esta es la razón fundamental por la cual se propone evaluar un nuevo esquema en el cual se reduzca el valor a 59.3 en pasos de 0.3 Hz. y en cinco etapas.

d. CEL-INDE: Propuesta de un nuevo EDCBF

En las tablas que se presentan a continuación se muestran los esquemas de desconexión propuestos para el sistema interconectado CEL-INDE. Este esquema fue sometido a simulaciones en los distintos escenarios y con las contingencias descritas anteriormente, dando buenos resultados. La primera etapa se recomienda que sea rotativa para no afectar a los mismos usuarios, y se cambió la frecuencia de corte inicial de 59.5 hz a 59.3 hz para discriminar la operación del Horno de Arco de Guatemala.

Esquema EDCBF propuesto; Sistema El Salvador

<i>Etapa</i>	<i>Frecuencia Hz</i>	<i>Porcentaje Global %</i>	<i>Alimentadores</i>	<i>Porcentaje de carga de la barra a desconectar</i>	<i>Carga a desconectar MW</i>
<i>1</i>	<i>59.3</i>	<i>4.18</i>	<i>Santa Ana 46 Kv. Acajulla 34.5 Kv.</i>	<i>100% 100%</i>	<i>26.35</i>
<i>2</i>	<i>59.0</i>	<i>5.27</i>	<i>Soyapango 23 Kv.</i>	<i>50%</i>	<i>33.21</i>
<i>3</i>	<i>58.7</i>	<i>14.93</i>	<i>San Rafael Cedros 46 Kv. San Miguel 46 Kv.</i>	<i>100% 100%</i>	<i>94.06</i>
<i>4</i>	<i>56.4</i>	<i>10.75</i>	<i>San Antonio Abad 23 Kv. (CAESS) Guajoyo 46 Kv.</i>	<i>53% 100%</i>	<i>67.18</i>
<i>5</i>	<i>58.1</i>	<i>10.05</i>	<i>Nuevo Cuscatlán 23 Kv. Acajulla 46 Kv.</i>	<i>100% 100%</i>	<i>62.81</i>
<i>Total</i>		<i>45.1</i>			<i>283.61</i>

Esquema EDCBF propuesto; Sistema Guatemala

<i>Etapa</i>	<i>Frecuencia Hz</i>	<i>Porcentaje Global %</i>	<i>Alimentadores</i>	<i>Porcentaje de carga de la barra a desconectar</i>	<i>Carga a desconectar MW</i>
1	59.3	5.07	CG5-69 CG6-69 GG2-69 GG6-69 SANA-69	15% 30% 20% 10% 60%	35.49
2	59.0	5.0	GG6-69 GG2-69 CG6-69 GD4-69 ESP-69	10% 40% 20% 10% 25%	35.0
3	58.7	15.0	AMA-69 CG5-69 GD3-69 CG6-69 ANT-69 GG2-69 GDI-69 GG6-69 GG6-69 AMA-69 GD2-69 GG3-69 COC-69 CHM-69 SSE-69	15% 10% 35% 15% 20% 40% 15% 10% 15% 15% 20% 20% 50% 50% 50%	105.0
4	58.4	14.48	CG6-69 CG5-69 GG3-69 GDI-69 GD2-69 GD4-69 AMA-69 ANT-69 SOL-69 CLL-69 PBA-69 PAN-69	25% 50% 25% 35% 60% 10% 15% 45% 75% 50% 50% 50%	101.36
5	58.1	5.63	CG5-69 GG6-69 GDI-69 MA2-69 QUE-69	10% 15% 50% 50% 50%	39.41
<i>Total</i>		45.18			316.26

e. *CEL: Comentarios del EDCBF propuestos*

Actuación del EDCBF propuesto, El Salvador Aislado

<i>Condición Operativa</i>	<i>Tipo de Contingencia</i>	<i>Frec. Mínima</i>	<i>Frec. Estable</i>	<i>No. de Pasos</i>	<i>Cantidad de carga desconectada</i>	<i>Pérdida de generación</i>	<i>Demanda del Sistema</i>
<i>MAXIMA</i>	<i>SEVERA</i>	<i>57.3hz</i>	<i>59.4hz</i>	<i>5</i>	<i>284 MW</i>	<i>305 MW</i>	<i>630 MW</i>
<i>MAXIMA</i>	<i>MODERADA</i>	<i>58.2hz</i>	<i>60.1hz</i>	<i>4</i>	<i>212 MW</i>	<i>198 MW</i>	<i>630 MW</i>
<i>MAXIMA</i>	<i>LEVE</i>	<i>58.5hz</i>	<i>60.4hz</i>	<i>3</i>	<i>154 MW</i>	<i>125 MW</i>	<i>630 MW</i>
<i>MEDIA</i>	<i>SEVERA</i>	<i>58.2hz</i>	<i>59.6hz</i>	<i>4</i>	<i>188 MW</i>	<i>194 MW</i>	<i>523 MW</i>
<i>MEDIA</i>	<i>MODERADA</i>	<i>58.5hz</i>	<i>59.7hz</i>	<i>3</i>	<i>137 MW</i>	<i>137 MW</i>	<i>523 MW</i>
<i>MEDIA</i>	<i>LEVE</i>	<i>58.6hz</i>	<i>60.8hz</i>	<i>3</i>	<i>132 MW</i>	<i>107 MW</i>	<i>523 MW</i>
<i>MINIMA</i>	<i>SEVERA</i>	<i>58.3hz</i>	<i>59.3hz</i>	<i>4</i>	<i>105 MW</i>	<i>122 MW</i>	<i>310 MW</i>
<i>MINIMA</i>	<i>MODERADA</i>	<i>58.6hz</i>	<i>59.4hz</i>	<i>3</i>	<i>74 MW</i>	<i>89 MW</i>	<i>310 MW</i>
<i>MINIMA</i>	<i>LEVE</i>	<i>58.8hz</i>	<i>58.8hz</i>	<i>2</i>	<i>28 MW</i>	<i>59 MW</i>	<i>310 MW</i>

Tal como se observa, la frecuencias mínimas bajaron un poco más, pues la frecuencia inicial de tiro se ha dejado más pequeña, pero el sistema aislado no experimenta los sobretiros que tenían antes en la operación al estar aislados. Asimismo, en muchos de los escenarios se ha disminuido la cantidad de carga a ser tirada, beneficiando de esta forma a los consumidores.

En la siguiente tabla se muestran también los escenarios más significativos para la operación del sistema interconectado, cuando las contingencias ocurren en el CEL. Se han analizado condiciones de intercambio cero (Línea cerrada pero equilibrada) y también condiciones de transacciones del CEL para el INDE de 40 MW y de 80 MW.

Actuación del EDCBF Interconectado CEL-INDE

<i>Condición Operativa</i>	<i>Tipo de Contingencia</i>	<i>F. Min. Hz. CEL</i>	<i>F. Min. Hz. INDE</i>	<i>F. Est. Hz. CEL</i>	<i>F. Est. Hz. INDE</i>	<i>Pasos CEL</i>	<i>Pasos INDE</i>
MAXIMA	SEVERA	58.86	58.91	59.00	59.00	2	2
		<i>Cantidad de carga a tirar CEL</i>	<i>Cantidad de carga a tirar INDE</i>	<i>Pérdida de Gen. CEL</i>	<i>Pérdida de Gen. INDE</i>	<i>Flujo en el Enlace Est.</i>	
		65.24 MW	67.78 MW	305 MW	0.0 MW	-128.0MW	
MAXIMA	MODERADA	<i>F. Min. Hz. CEL</i>	<i>F. Min. Hz. INDE</i>	<i>F. Est. Hz. CEL</i>	<i>F. Est. Hz. INDE</i>	<i>Pasos CEL</i>	<i>Pasos INDE</i>
		58.88	58.94	59.16	59.16	2	2
		<i>Cantidad de carga a tirar CEL</i>	<i>Cantidad de carga a tirar INDE</i>	<i>Pérdida de Gen. CEL</i>	<i>Pérdida de Gen. INDE</i>	<i>Flujo en el Enlace Est.</i>	
		65.24 MW	67.78 MW	198 MW	0.0 MW	-100.0MW	
MEDIA	SEVERA sin Inter-	<i>F. Min. Hz. CEL</i>	<i>F. Min. Hz. INDE</i>	<i>F. Est. Hz. CEL</i>	<i>F. Est. Hz. INDE</i>	<i>Pasos CEL</i>	<i>Pasos INDE</i>
		58.78	58.74	59.60	59.70	3	2
		<i>Cantidad de carga a tirar CEL</i>	<i>Cantidad de carga a tirar INDE</i>	<i>Pérdida de Gen. CEL</i>	<i>Pérdida de Gen. INDE</i>	<i>Flujo en el Enlace Est.</i>	
		137.1 MW	53.6 MW	194 MW	0.0 MW	-40.0 MW	
MEDIA 40 Mw	SEVERA con Inter-	<i>F. Min. Hz. CEL</i>	<i>F. Min. Hz. INDE</i>	<i>F. Est. Hz. CEL</i>	<i>F. Est. Hz. INDE</i>	<i>Pasos CEL</i>	<i>Pasos INDE</i>
		58.72	58.71	59.60	59.70	3	2
		<i>Cantidad de carga a tirar CEL</i>	<i>Cantidad de carga a tirar INDE</i>	<i>Pérdida de Gen. CEL</i>	<i>Pérdida de Gen. INDE</i>	<i>Flujo en el Enlace Est.</i>	
		137.2 MW	53.60 MW	194 MW	0.0 MW	-4.0 MW	
MINIMA 80 Mw	SEVERA con inter-	<i>F. Min. Hz. CEL</i>	<i>F. Min. Hz. INDE</i>	<i>F. Est. Hz. CEL</i>	<i>F. Est. Hz. INDE</i>	<i>Pasos CEL</i>	<i>Pasos INDE</i>
		58.62	58.64	59.60	59.56	3	3
		<i>Cantidad de carga a tirar CEL</i>	<i>Cantidad de carga a tirar INDE</i>	<i>Pérdida de Gen. CEL</i>	<i>Pérdida de Gen. INDE</i>	<i>Flujo en el Enlace Est.</i>	
		76.40 MW	66.90 MW	122 MW	0.0 MW	-10.0 MW	

Tal como puede observarse en la tabla anterior, los esquemas propuestos hacen que el tiro de carga sea más equilibrado en ambos sistemas, y la frecuencia en estado estable esté más cerca de la frecuencia de operación nominal. De esta forma se logran los dos principales objetivos de un EDCBF, como son: preservar la operación del sistema interconectado y desconectar la mínima cantidad de carga.

f. INDE-EGGSA: Comentarios del EDCBF propuesto

A pesar de la reducción de la frecuencia de inicio del corte a 59.3, el esquema de corte responde adecuadamente para la mayoría de los casos simulados.

El tiro de carga se reduce, en la mayoría de los casos, además de que soporta la pérdida completa de Chixoy en demanda media, lo cual no se lograba con el esquema anteriormente propuesto.

Este esquema logra que la operación del Horno de Arco resulte en un menor tiro de carga bajo las condiciones en la que fue simulada, las cuales se consideran más severas que lo que se da en la realidad. Por lo tanto, es posible que no se dé ningún tiro de carga por la operación del Horno de Arco cuando este esquema esté aplicado.

En todos los casos simulados se considera que no hay pérdida de generación por baja frecuencia. Por lo tanto, para que este esquema

funcione de la manera esperada todos los generadores en el Sistema Nacional no deben ajustarse a valores mayores de 58 hz. Los resultados se observan en la tabla siguiente, donde se presentan las frecuencias mínimas y de estado estable, así como las etapas de desconexión que se activaron.

**Actuación del EDCBF para Guatemala Aislado
(cambio de frecuencia de inicio corte a 59.3, en pasos 0.3, cinco etapas)**

Condición Operativa	Tipo de Contingencia	Frec. Mínima	Frec. Estable	No. de Pasos	Cantidad de carga desconectada	Pérdida de generación	Demanda del Sistema
MAXIMA	SEVERA	(#)				260 MW	720 MW
MAXIMA	MODERADA	58.5hz	58.5hz	3	107 MW	170 MW	720 MW
MAXIMA	LEVE	58.9hz	59.0hz	2	78 MW	90 MW	720 MW
MAXIMA	HORNO	59.5hz	59.5hz	0	0 MW		720 MW
MEDIA	SEVERA	58.3hz	59.7hz	4	214 MW	170 MW	546 MW
MEDIA	MODERADA	58.5hz	58.6hz	3	135 MW	150 MW	546 MW
MEDIA	LEVE	58.5hz	60.3hz	3	135 MW	96 MW	546 MW
MEDIA	HORNO	59.2hz	59.5hz	1	25 MW		546 MW
MINIMA	SEVERA	(#)				97 MW	282 MW
MINIMA	MODERADA	58.3hz	60.7hz	4	104 MW	88 MW	282 MW
MINIMA	LEVE	58.6hz	60.7hz	3	2 MW	50 MW	282 MW
MINIMA	HORNO	59.0hz	59.6hz	2			282 MW

Posteriormente, se probó el nuevo esquema con las Contingencias Simuladas para el Sistema Guatemala. Para evaluar el esquema se simularon las mismas contingencias que para el esquema anterior, la operación del horno de arco se simuló como una función pulso de 30 MW de potencia activa, con una duración de 3 segundos.

Hay problemas de convergencia del modelo (estabi sisp) cuando se

aumente el tiempo del estudio para las condiciones operativas de máxima y mínima generación y simulando contingencias severas (pérdida de Chixoy completa), debido a los altos déficit y a los excedentes de potencia reactiva. Por lo tanto, los resultados obtenidos para estos casos sólo son de referencia para el equilibrio de la potencia activa-frecuencia, ya que se redujo el tiempo del estudio donde aún convergía el modelo. Se puede esperar que en la realidad el comportamiento de la simulación del Sistema se esté dando (colapso por alto y bajo voltaje). Así pues, se recomienda continuar con estudios que permitan determinar las acciones operativas para reducir estos déficit y los excedentes.

En la mayoría de los casos simulados para contingencias en Guatemala, el EDCFB responde con menor tiro de carga, y las frecuencias mínimas y estables son similares al esquema propuesto anteriormente. Las frecuencias mínimas no rebasan los 58.6 Hz. Por lo tanto, se considera satisfactorio para este esquema el ajuste de la salida de los generadores por baja frecuencia que dé en valores menores de 58 Hz.

La otra ventaja que se tiene sobre el esquema anterior es que se reduce el flujo por la línea de interconexión después de las contingencias, y no hay operación del EDCBF por la acción del Horno de Arco para ninguna de las condiciones operativas.

En general, se considera ventajosa la aplicación de este esquema. A continuación se muestra el resultado obtenido en las simulaciones.

Actuación del EDCBF Interconectado CEL-INDE

<i>Condición Operativa</i>	<i>Tipo de Contingencia</i>	<i>F. Min. Hz. CEL</i>	<i>F. Min. Hz. INDE</i>	<i>F. Est. Hz. CEL</i>	<i>F. Est. Hz. INDE</i>	<i>Pasos CEL</i>	<i>Pasos INDE</i>
MAXIMA	SEVERA	58.8	58.8	58.8	58.8	2	2
		<i>Cantidad de carga a tirar CEL</i>	<i>Cantidad de carga a tirar INDE</i>	<i>Pérdida de Gen. CEL</i>	<i>Pérdida de Gen. INDE</i>	<i>Flujo en el Enlace Est.</i>	
		65.2 MW	67.8 MW	0.0 MW	260.0 MW	-67.0 MW	
MAXIMA	MODERADA	<i>F. Min. Hz. CEL</i>	<i>F. Min. Hz. INDE</i>	<i>F. Est. Hz. CEL</i>	<i>F. Est. Hz. INDE</i>	<i>Pasos CEL</i>	<i>Pasos INDE</i>
		58.9	59.0	59.30	59.30	2	2
		<i>Cantidad de carga a tirar CEL</i>	<i>Cantidad de carga a tirar INDE</i>	<i>Pérdida de Gen. CEL</i>	<i>Pérdida de Gen. INDE</i>	<i>Flujo en el Enlace Est.</i>	
		65.2 MW	67.8 MW	0.0 MW	173.0 MW	60.0 MW	
MAXIMA	LEVE	<i>F. Min. Hz. CEL</i>	<i>F. Min. Hz. INDE</i>	<i>F. Est. Hz. CEL</i>	<i>F. Est. Hz. INDE</i>	<i>Pasos CEL</i>	<i>Pasos INDE</i>
		59.2	59.2	59.30	59.30	1	1
		<i>Cantidad de carga a tirar CEL</i>	<i>Cantidad de carga a tirar INDE</i>	<i>Pérdida de Gen. CEL</i>	<i>Pérdida de Gen. INDE</i>	<i>Flujo en el Enlace Est.</i>	
		32.00 MW	33.0 MW	0.0 MW	95.00 MW	26.0 MW	
MAXIMA	HORNO	<i>F. Min. Hz. CEL</i>	<i>F. Min. Hz. INDE</i>	<i>F. Est. Hz. CEL</i>	<i>F. Est. Hz. INDE</i>	<i>Pasos CEL</i>	<i>Pasos INDE</i>
		59.5	59.5	0.0	0.00	0	0
		<i>Cantidad de carga a tirar CEL</i>	<i>Cantidad de carga a tirar INDE</i>	<i>Pérdida de Gen. CEL</i>	<i>Pérdida de Gen. INDE</i>	<i>Flujo en el Enlace Est.</i>	
		0.0 MW	0.0 MW	0.0 MW	0.0 MW	0.0 MW	
MEDIA	SEVERA	<i>F. Min. Hz. CEL</i>	<i>F. Min. Hz. INDE</i>	<i>F. Est. Hz. CEL</i>	<i>F. Est. Hz. INDE</i>	<i>Pasos CEL</i>	<i>Pasos INDE</i>
		58.70	58.70	59.80	59.80	2	2
		<i>Cantidad de carga a tirar CEL</i>	<i>Cantidad de carga a tirar INDE</i>	<i>Pérdida de Gen. CEL</i>	<i>Pérdida de Gen. INDE</i>	<i>Flujo en el Enlace Est.</i>	
		55.65 MW	54.00 MW	0.0 MW	200.0 MW	66.0 MW	

Continuación Actuación del EDCBF Interconectado CEL-INDE

<i>Condición Operativa</i>	<i>Tipo de Contingencia</i>	<i>F. Min. Hz. CEL</i>	<i>F. Min. Hz. INDE</i>	<i>F. Est. Hz. CEL</i>	<i>F. Est. Hz. INDE</i>	<i>Pasos CEL</i>	<i>Pasos INDE</i>
MEDIA	MODERA	58.9	58.9	59.1	59.1	2	2
		<i>Cantidad de carga a tirar CEL</i>	<i>Cantidad de carga a tirar INDE</i>	<i>Pérdida de Gen. CEL</i>	<i>Pérdida de Gen. INDE</i>	<i>Flujo en el Enlace Est.</i>	
		55.65 MW	54.0 MW	0.0 MW	135 MW	63.0 MW	
MEDIA	LEVE	<i>F. Min. Hz. CEL</i>	<i>F. Min. Hz. INDE</i>	<i>F. Est. Hz. CEL</i>	<i>F. Est. Hz. INDE</i>	<i>Pasos CEL</i>	<i>Pasos INDE</i>
		59.1	59.1	59.20	59.20	1	2
		<i>Cantidad de carga a tirar CEL</i>	<i>Cantidad de carga a tirar INDE</i>	<i>Pérdida de Gen. CEL</i>	<i>Pérdida de Gen. INDE</i>	<i>Flujo en el Enlace Est.</i>	
		27.0 MW	54.0 MW	0.0 MW	96.0 MW	34.0 MW	
MINIMA	SEVERA	<i>F. Min. Hz. CEL</i>	<i>F. Min. Hz. INDE</i>	<i>F. Est. Hz. CEL</i>	<i>F. Est. Hz. INDE</i>	<i>Pasos CEL</i>	<i>Pasos INDE</i>
		58.6	58.6	60.1	60.1	3	3
		<i>Cantidad de carga a tirar CEL</i>	<i>Cantidad de carga a tirar INDE</i>	<i>Pérdida de Gen. CEL</i>	<i>Pérdida de Gen. INDE</i>	<i>Flujo en el Enlace Est.</i>	
		67.0 MW	67.0 MW	0.0 MW	97.0 MW	50 MW	
MINIMA	MODERADA	<i>F. Min. Hz. CEL</i>	<i>F. Min. Hz. INDE</i>	<i>F. Est. Hz. CEL</i>	<i>F. Est. Hz. INDE</i>	<i>Pasos CEL</i>	<i>Pasos INDE</i>
		58.6	58.6	60.1	60.1	2	3
		<i>Cantidad de carga a tirar CEL</i>	<i>Cantidad de carga a tirar INDE</i>	<i>Pérdida de Gen. CEL</i>	<i>Pérdida de Gen. INDE</i>	<i>Flujo en el Enlace Est.</i>	
		30.7 MW	67.0 MW	0.0 MW	50.0 MW	25.0 MW	
MINIMA 80 Mw	SEVERA con intercambio	<i>F. Min. Hz. CEL</i>	<i>F. Min. Hz. INDE</i>	<i>F. Est. Hz. CEL</i>	<i>F. Est. Hz. INDE</i>	<i>Pasos CEL</i>	<i>Pasos INDE</i>
		58.60	58.60	59.80	59.80	3	3
		<i>Cantidad de carga a tirar CEL</i>	<i>Cantidad de carga a tirar INDE</i>	<i>Pérdida de Gen. CEL</i>	<i>Pérdida de Gen. INDE</i>	<i>Flujo en el Enlace Est.</i>	
		76.40 MW	68.90 MW	0.0 MW	97.0 MW	-17.0 MW	

En la siguiente tabla se presenta una prueba del EDCBF para el año 1998. Como se aprecia los esquemas de protección por desconexión de carga por baja frecuencia operan adecuadamente. Sin embargo, es necesario hacer revisiones periódicas al mismo, pues las frecuencias mínimas de operación del esquema son más bajas que las del esquema en las condiciones actuales, y las frecuencias estables también se comportan con valores finales más bajos que el actual.

Actuación del EDCBF Interconectado CEL-INDE, proyección 1998

Condición Operativa	Tipo de Contingen	F. Min. Hz. CEL	F. Min. Hz. INDE	F. Est. Hz. CEL	F. Est. Hz. INDE	Pasos CEL	Pasos INDE
MAXIMA	SEVERA	58.6	58.7	59.66	59.66	3	2
Contingen cia lado CEL		Cantidad de carga a tirar CEL	Cantidad de carga a tirar INDE	Pérdida de Gen. CEL	Pérdida de Gen. INDE	Flujo en el Enlace Est.	
		183.0 MW	74.0 MW	300 MW	0.0 MW	-78.0 MW	
MAXIMA	SEVERA	F. Min. Hz. CEL	F. Min. Hz. INDE	F. Est. Hz. CEL	F. Est. Hz. INDE	Pasos CEL	Pasos INDE
Contingen lado INDE		58.81	58.78	58.85	58.85	2	2
		Cantidad de carga a tirar CEL	Cantidad de carga a tirar INDE	Pérdida de Gen. CEL	Pérdida de Gen. INDE	Flujo en el Enlace Est.	
		71.49 MW	74.03 MW	0.0 MW	260.0 MW	-130.0 MW	

En las siguientes figuras se muestra la respuesta de la Curva de Frecuencia para diferentes tipos de falla, clasificados como Severa, Moderada y Leve; en estas se da a conocer si la falla fue con CEL aislado, INDE aislado o CEL-INDE interconectado. Además, se simularon fallas con intercambios de 40 MW, 80 MW, así como falla en Horno INDE.

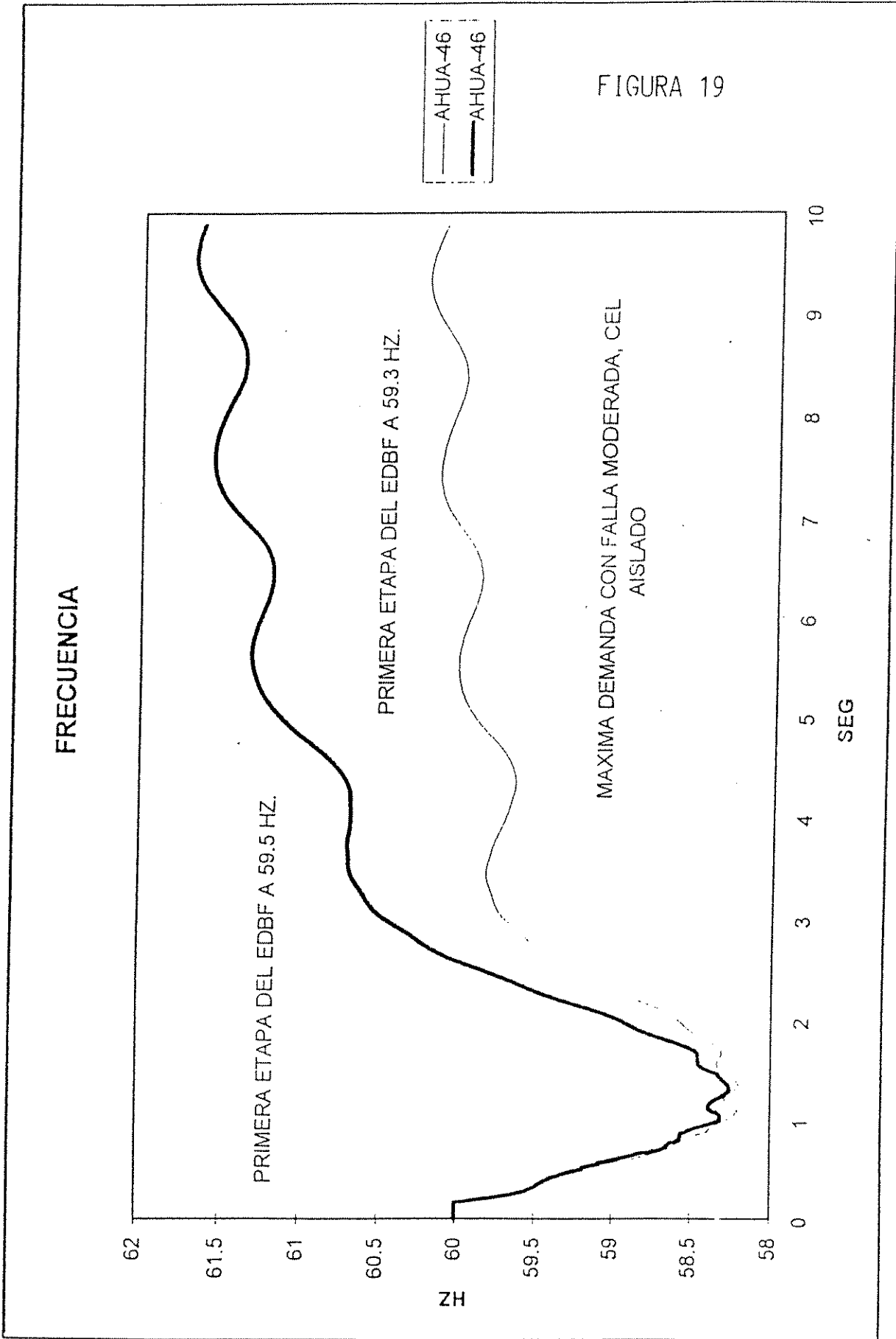


FIGURA 19

FIGURA 20

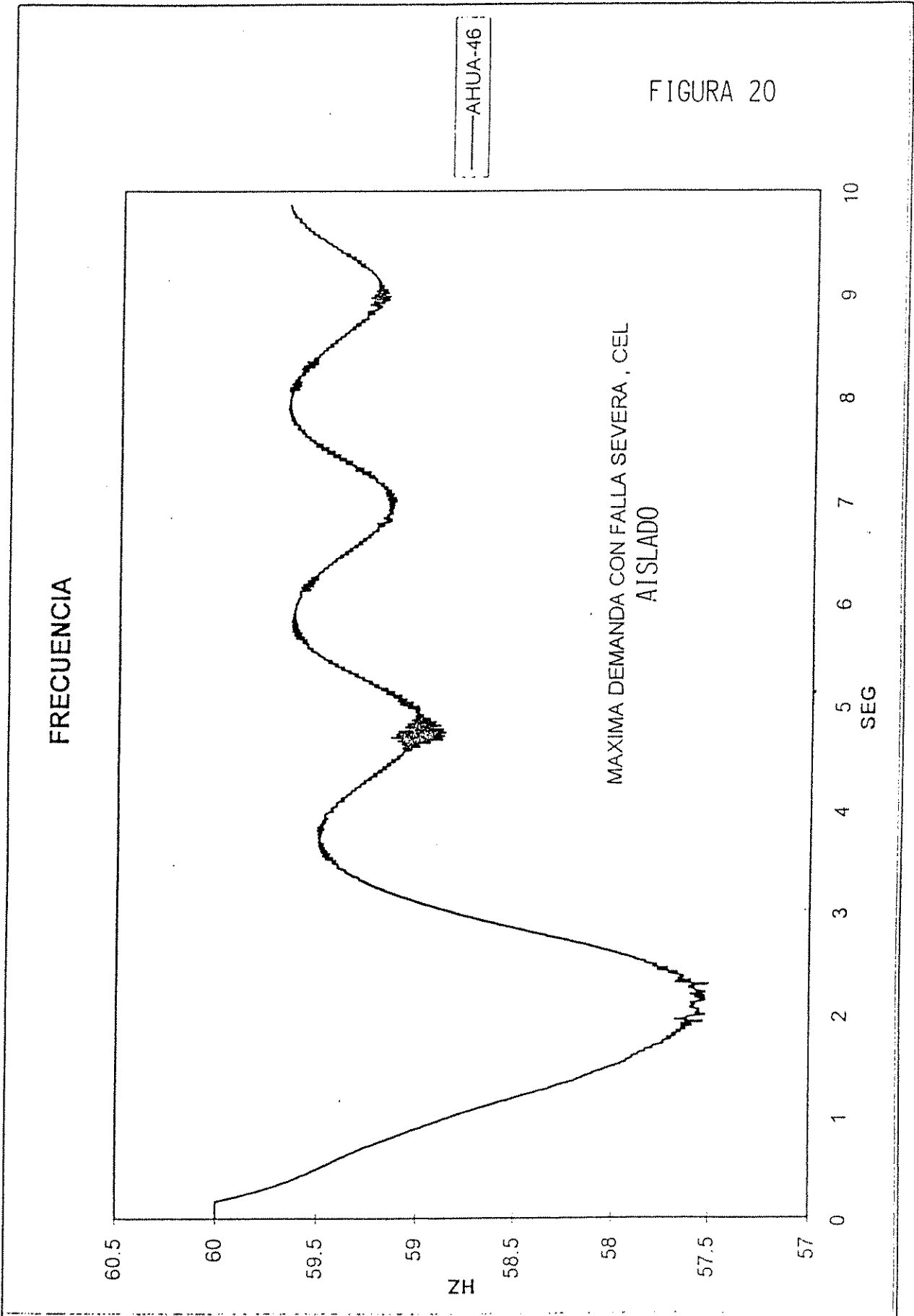


FIGURA 21

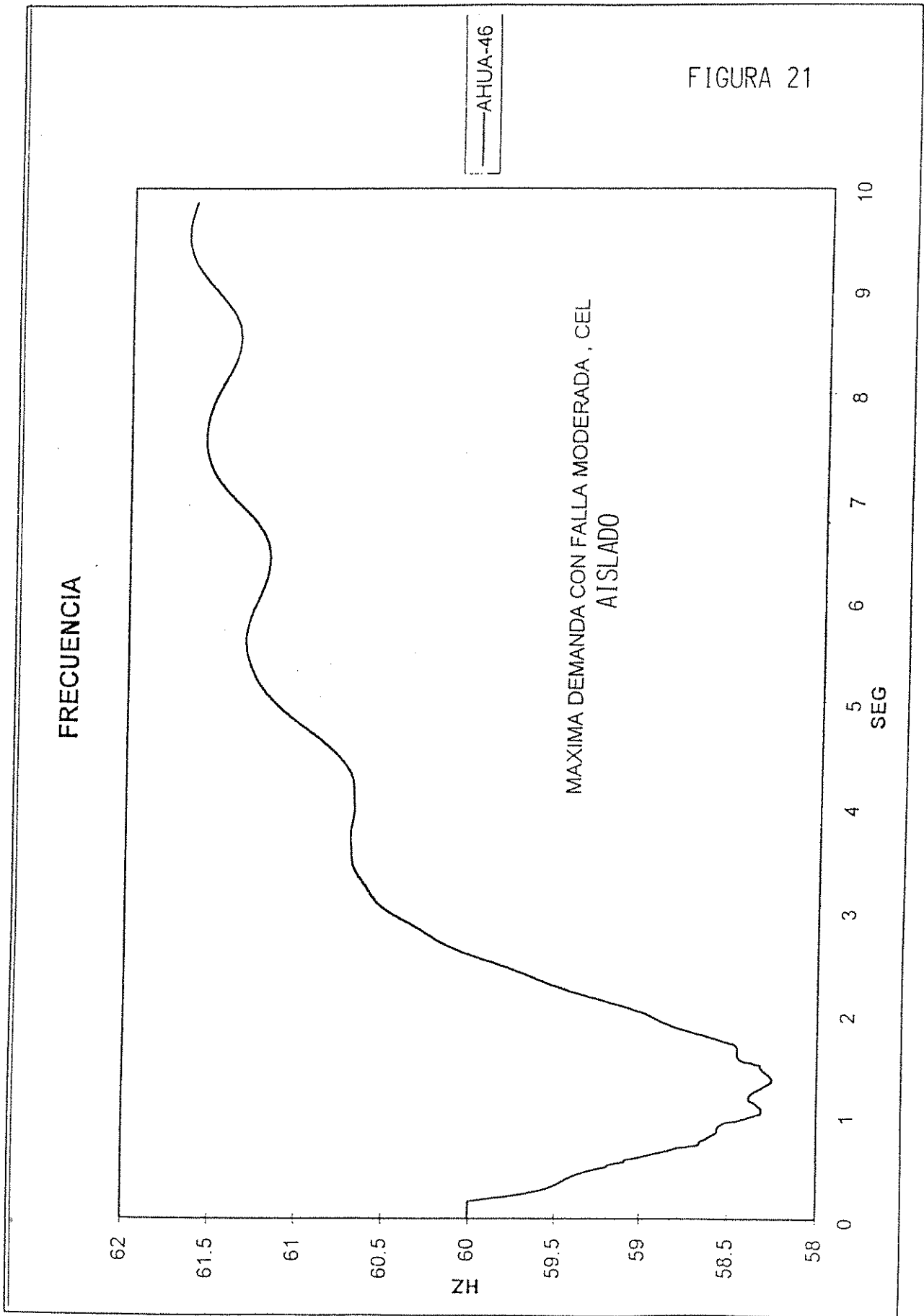


FIGURA 22

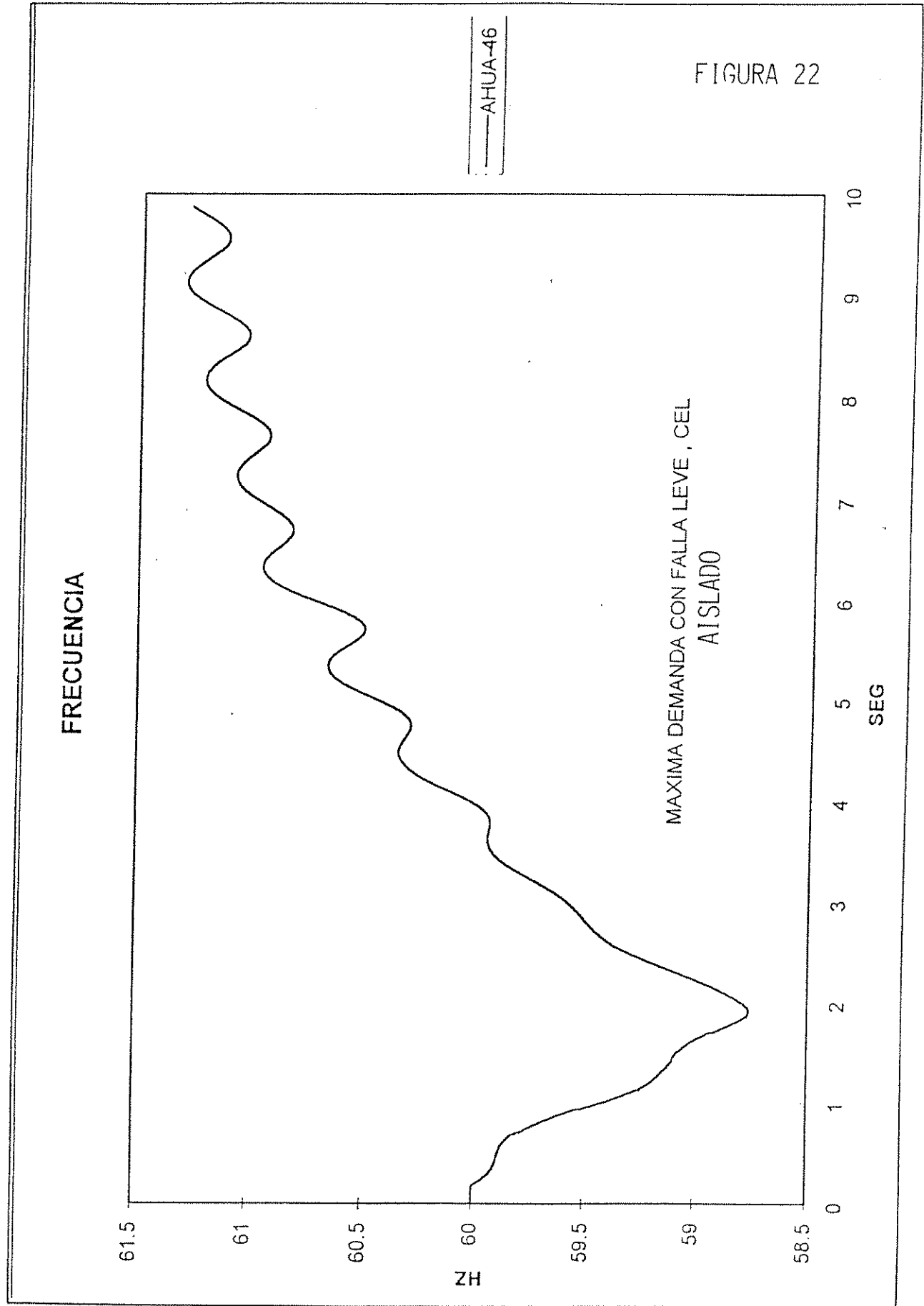
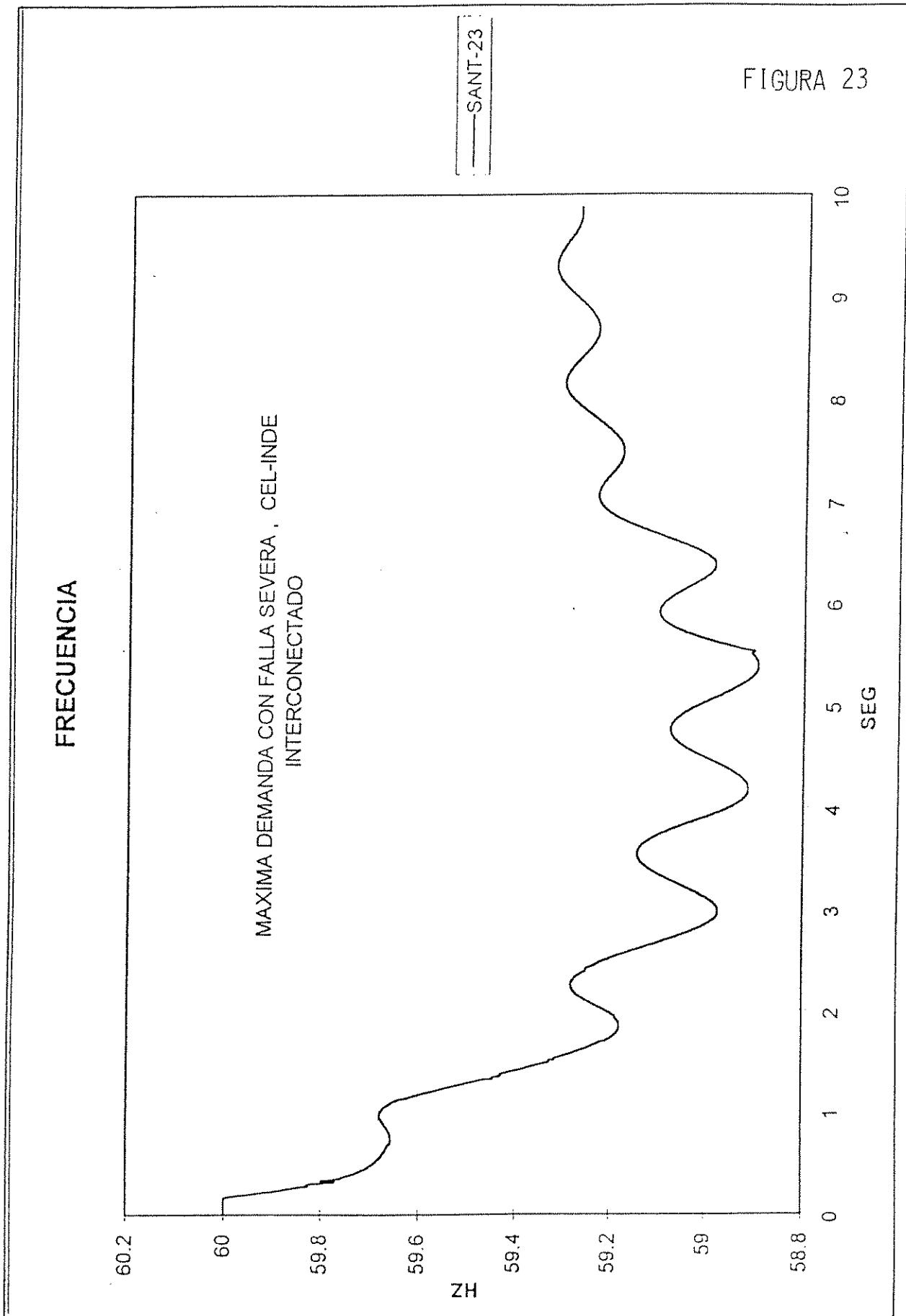


FIGURA 23



FRECUENCIA

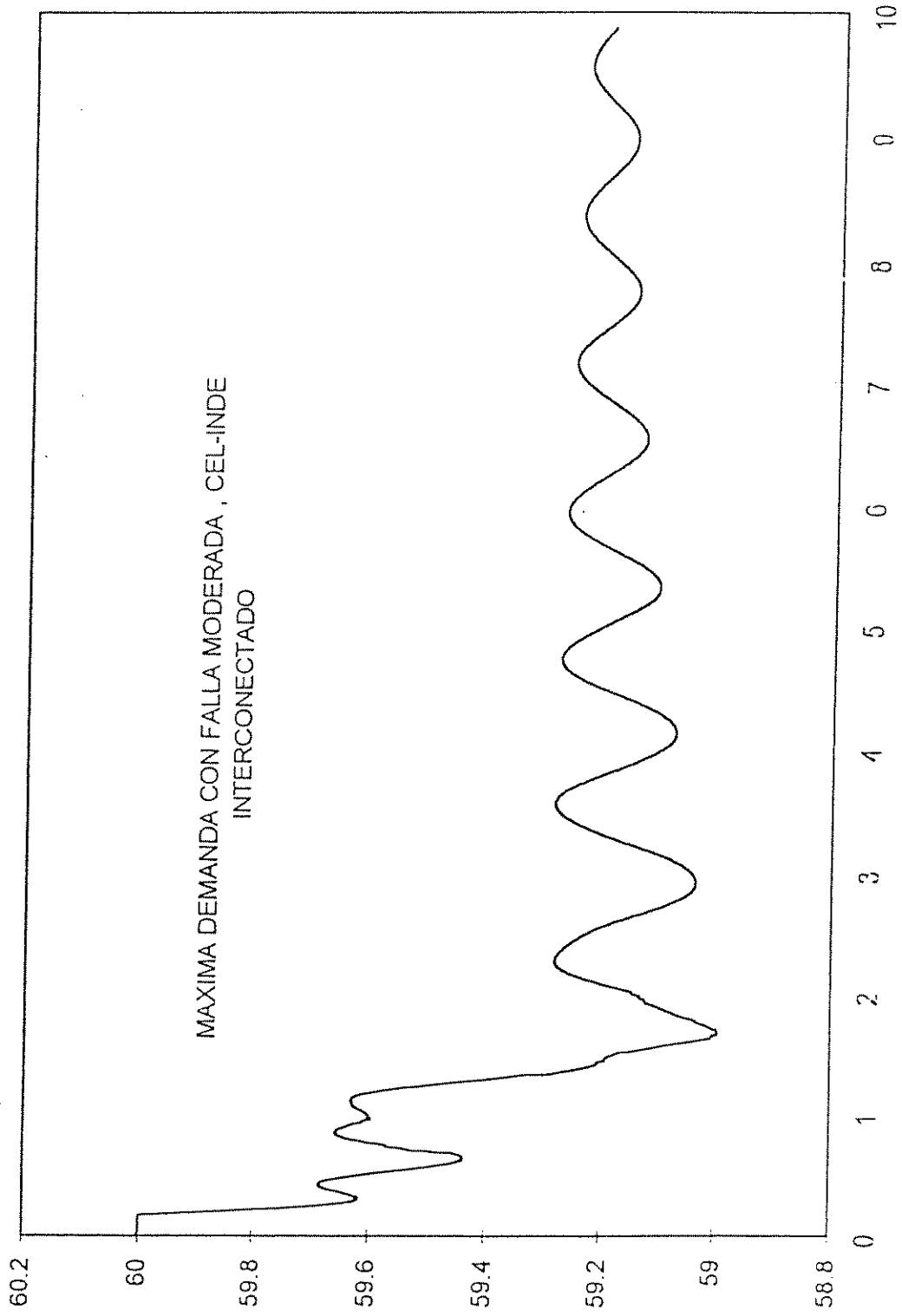


FIGURA 24

FIGURA 25

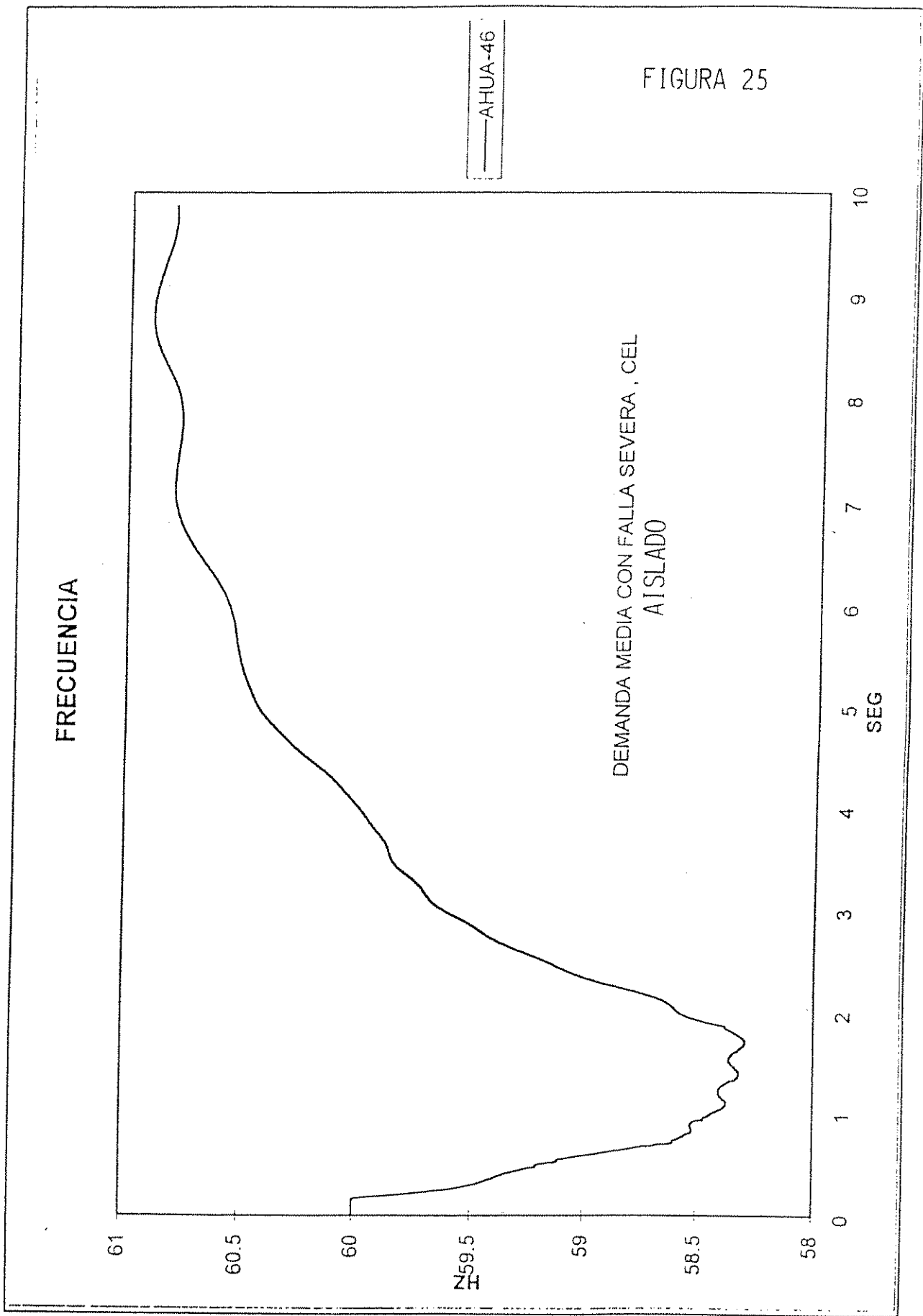
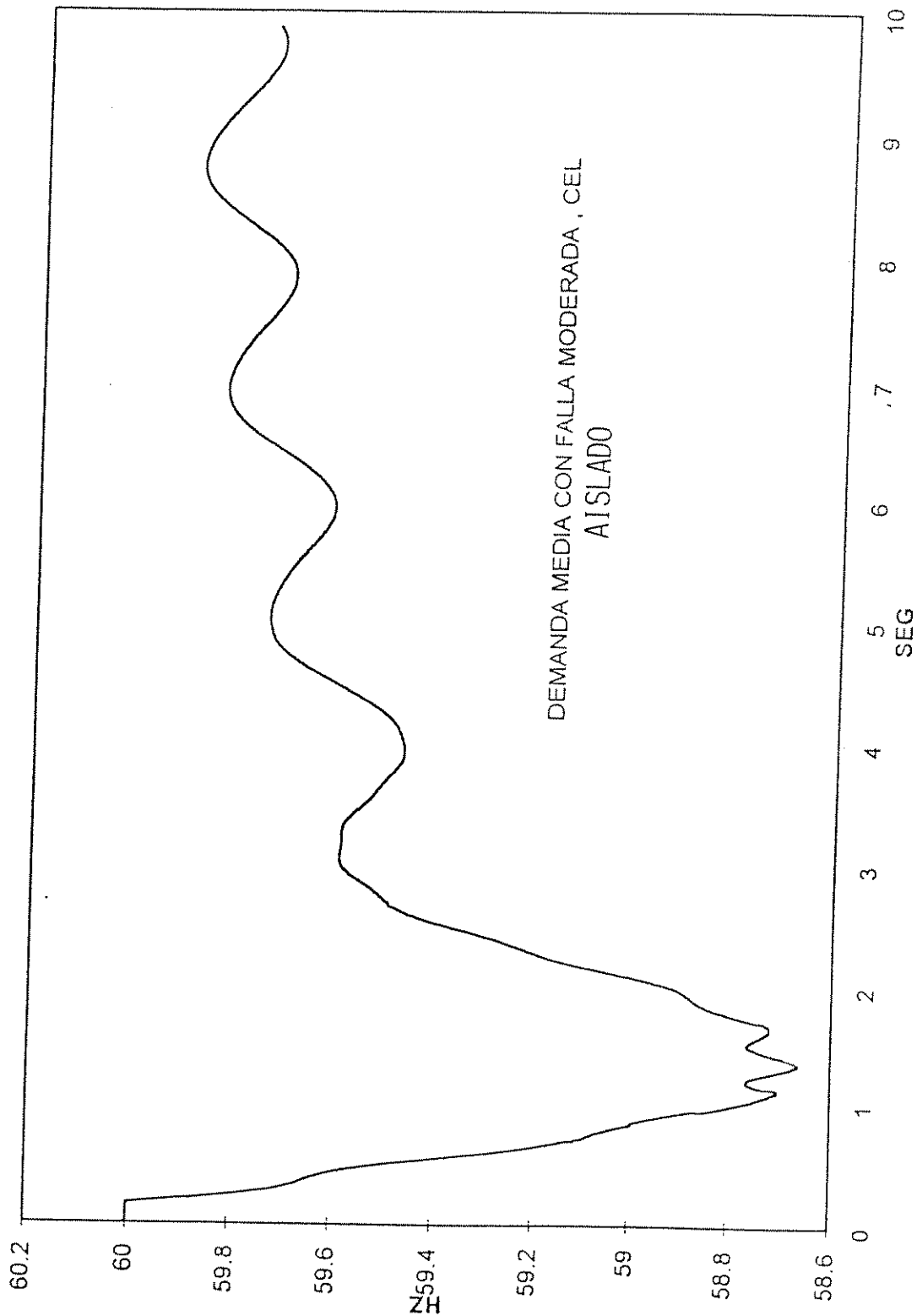


FIGURA 26

FRECUENCIA



FRECUENCIA

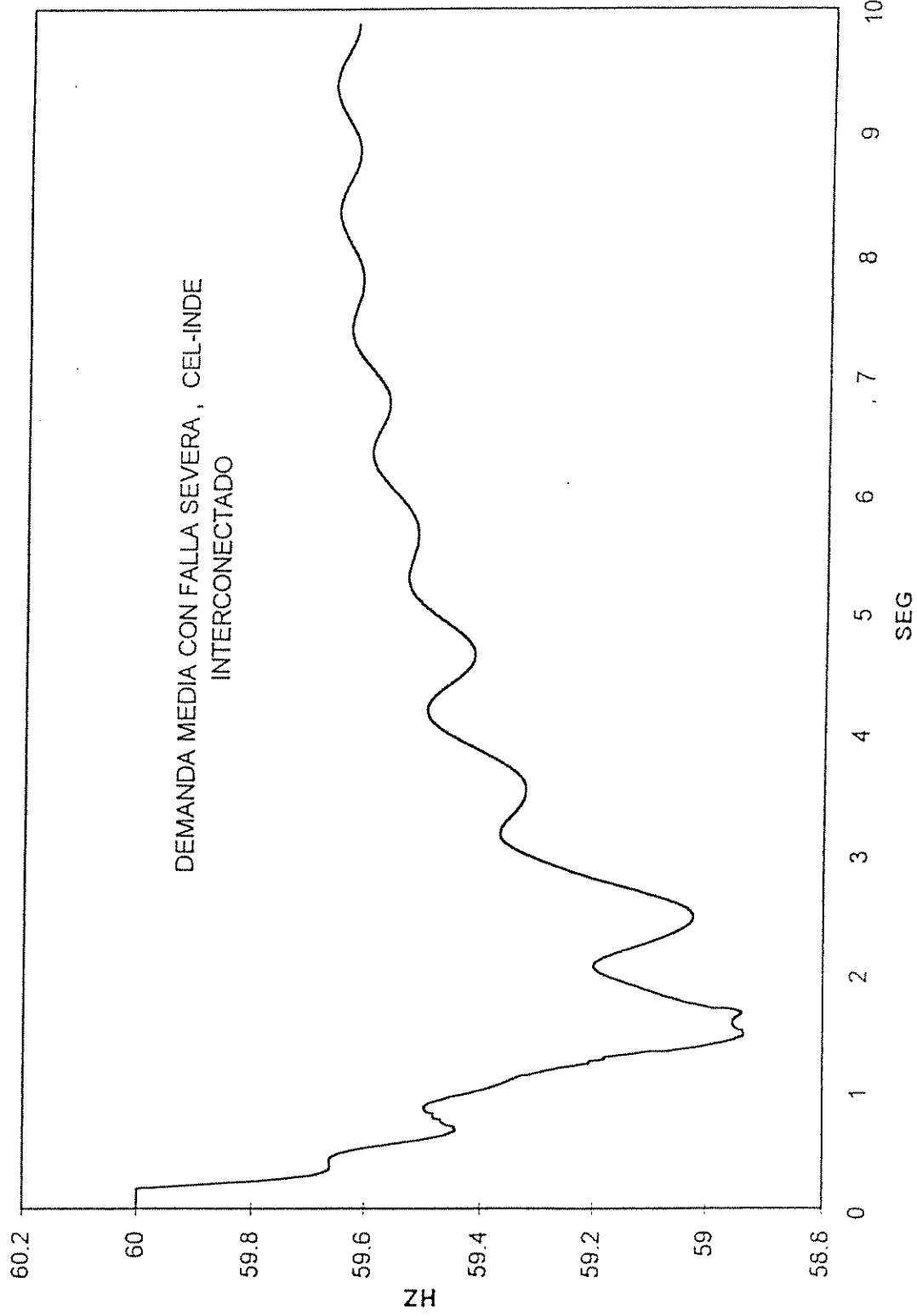


FIGURA 27

FRECUENCIA

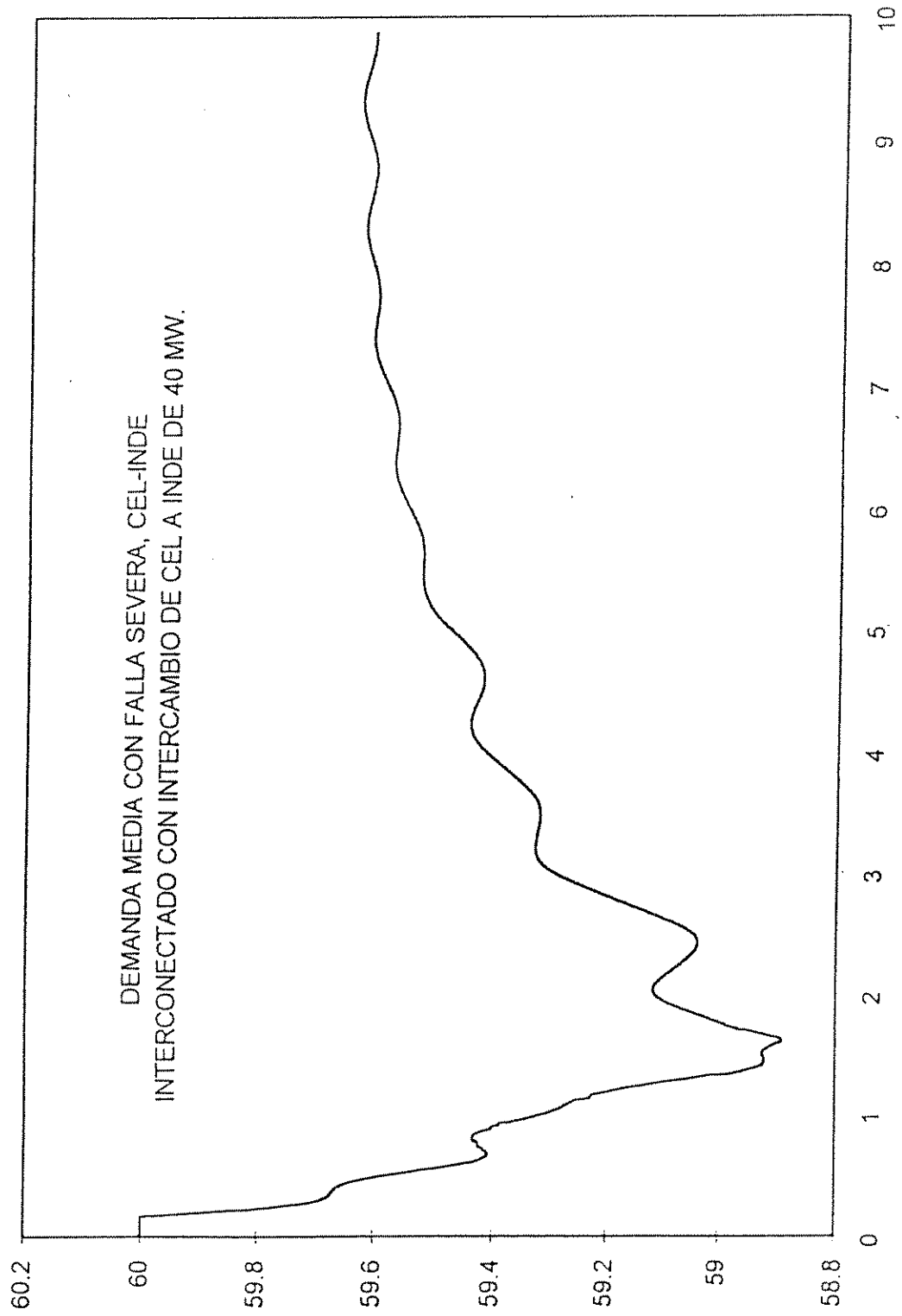
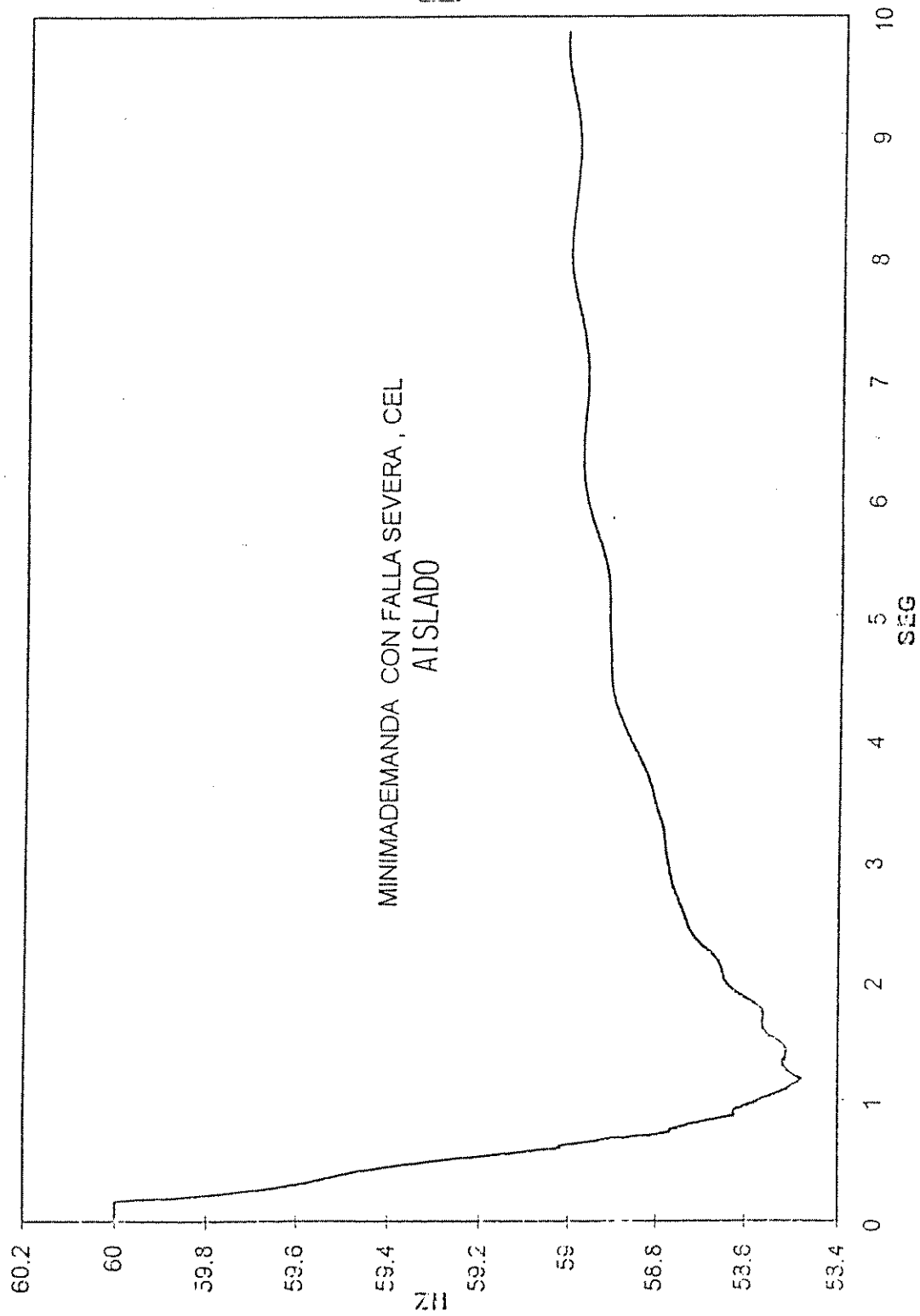


FIGURA 28

FIGURA 29

FRECUENCIA



AHUA-46

FIGURA 30

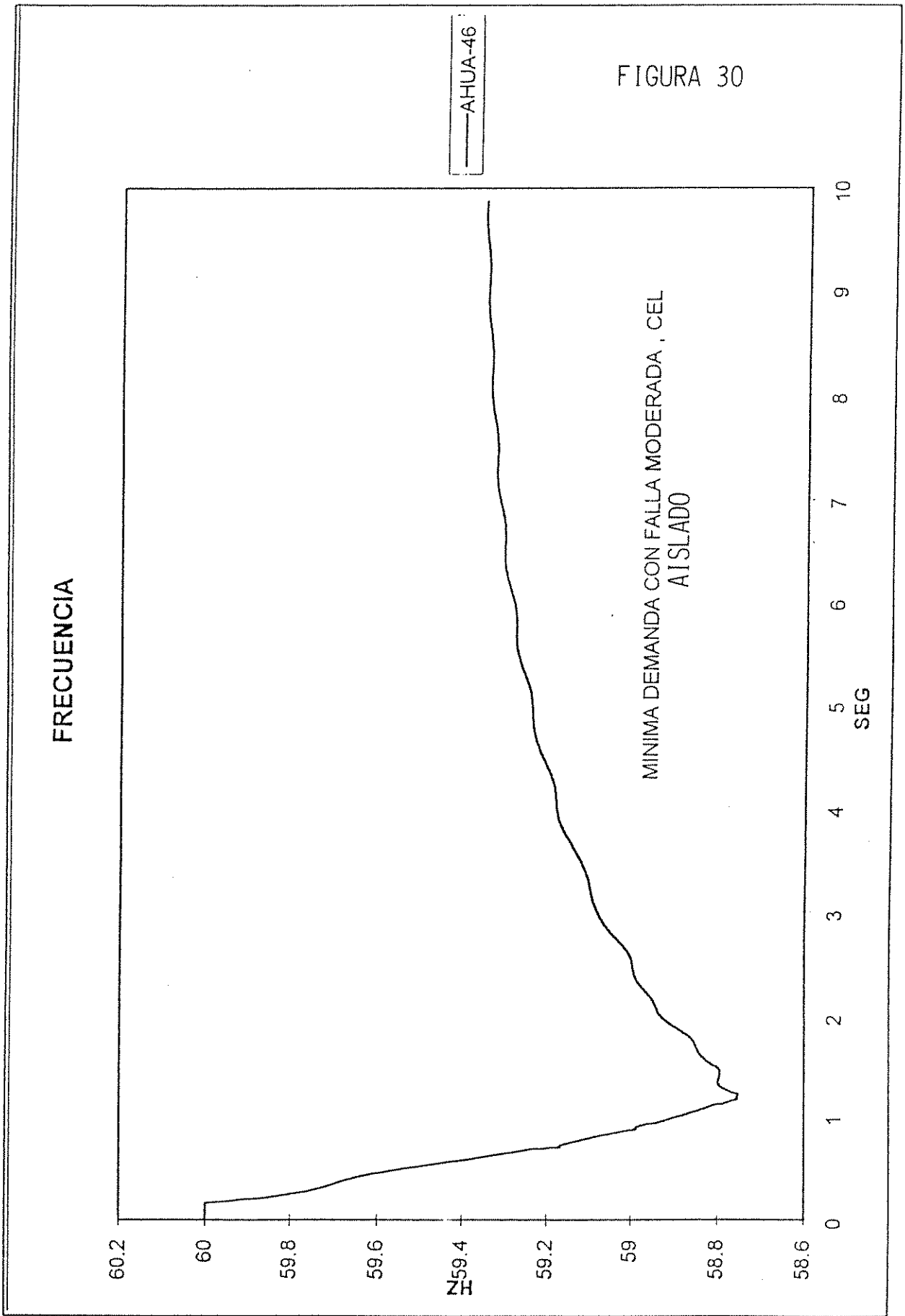
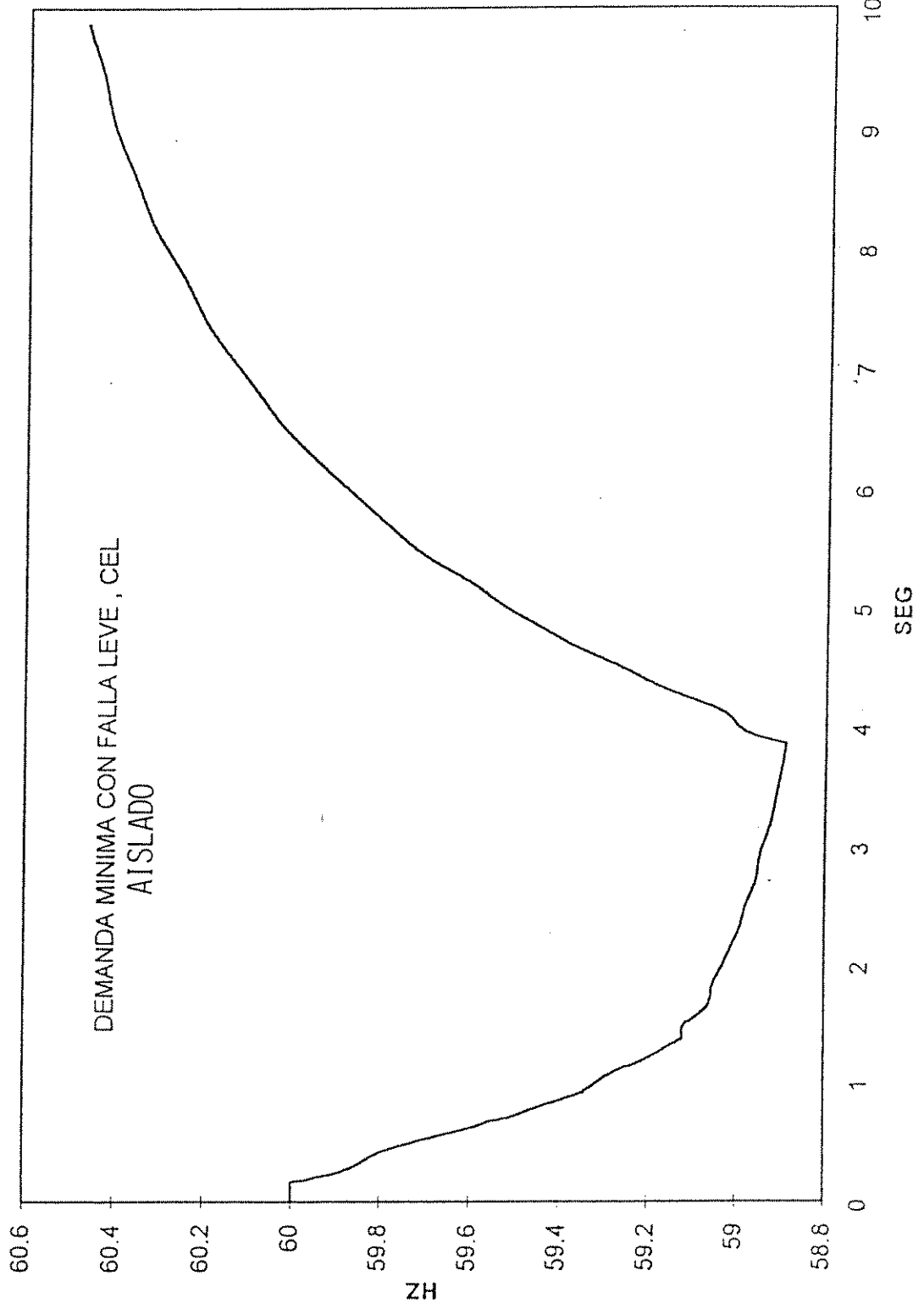


FIGURA 31

FRECUENCIA



FRECUENCIA

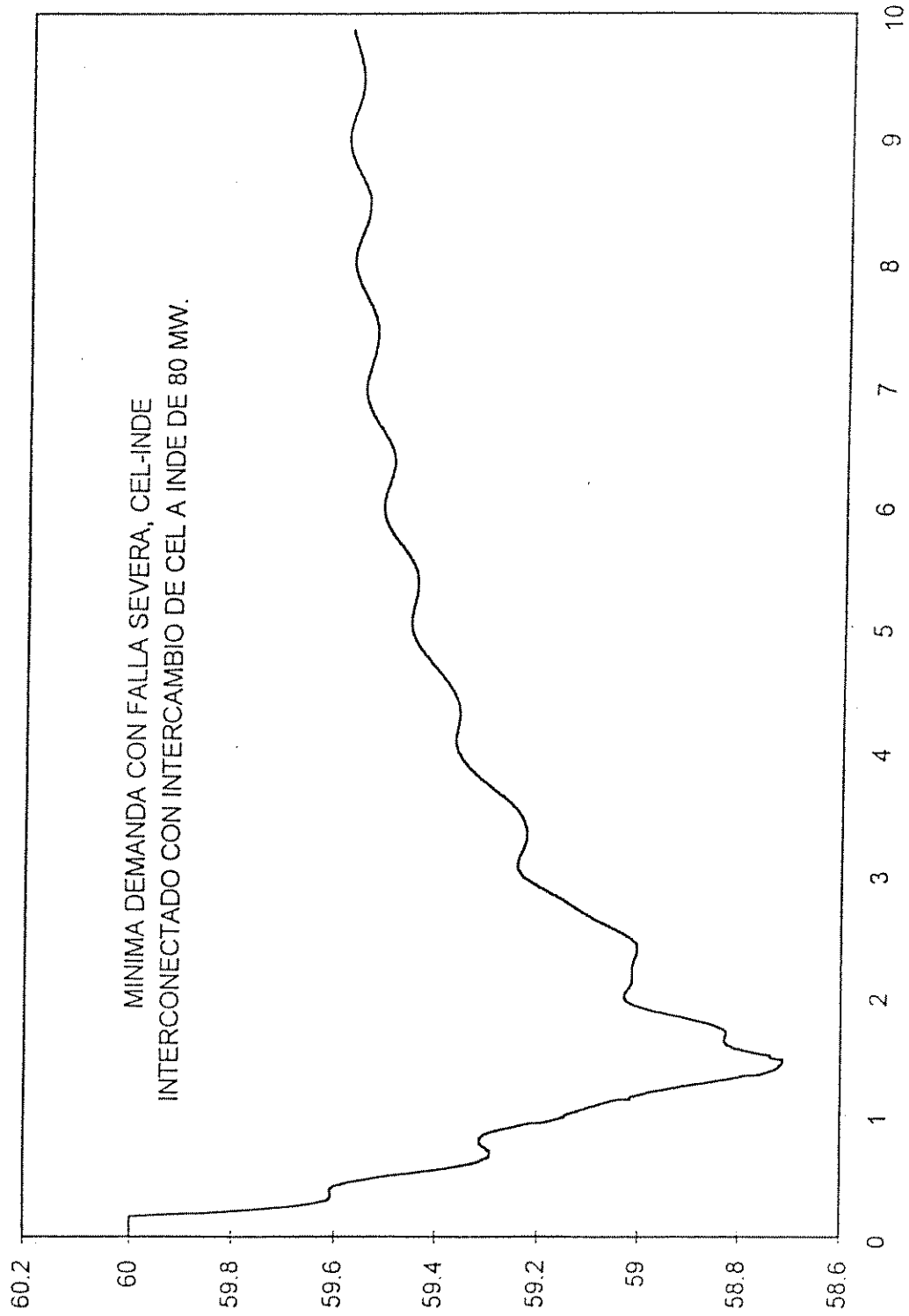
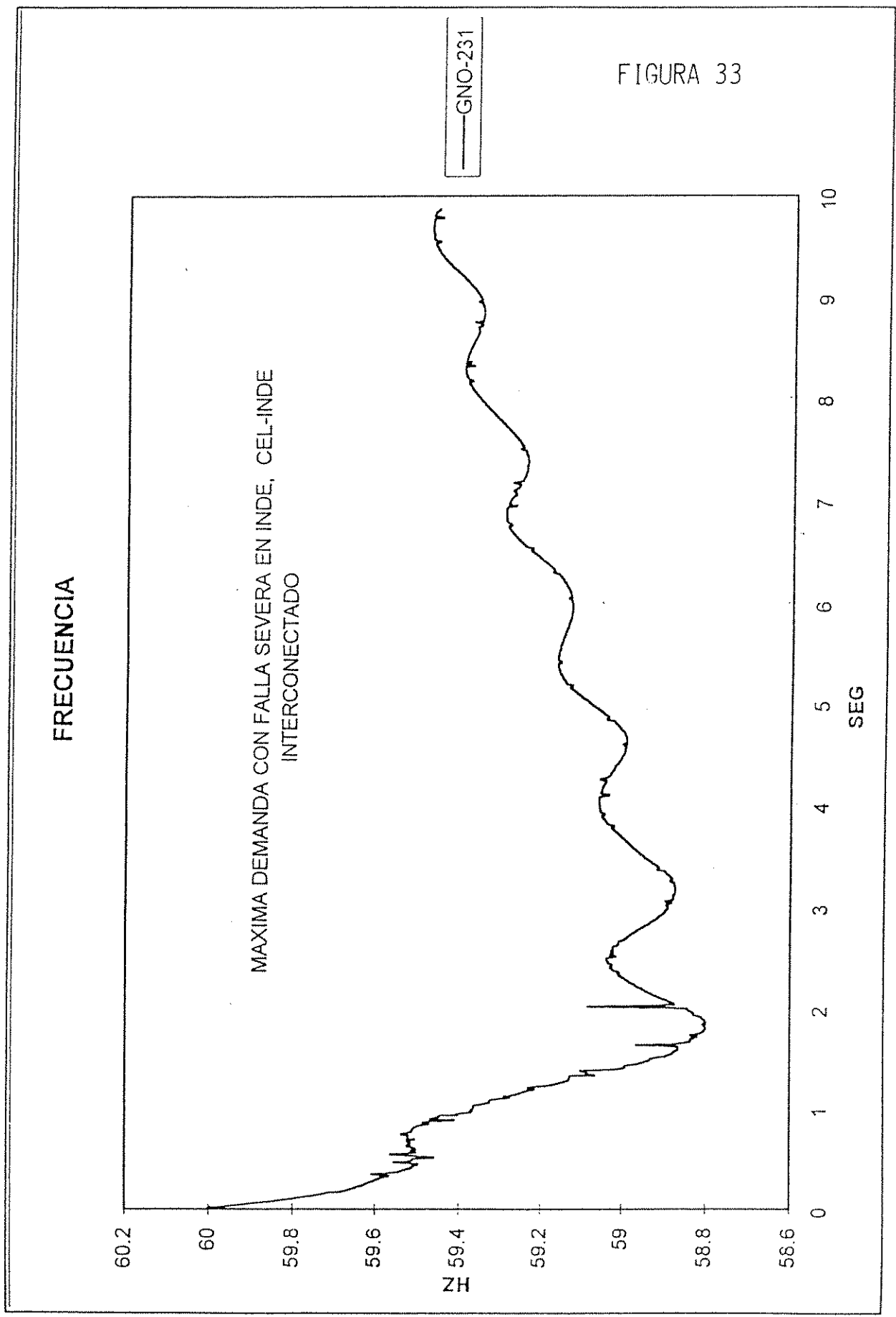
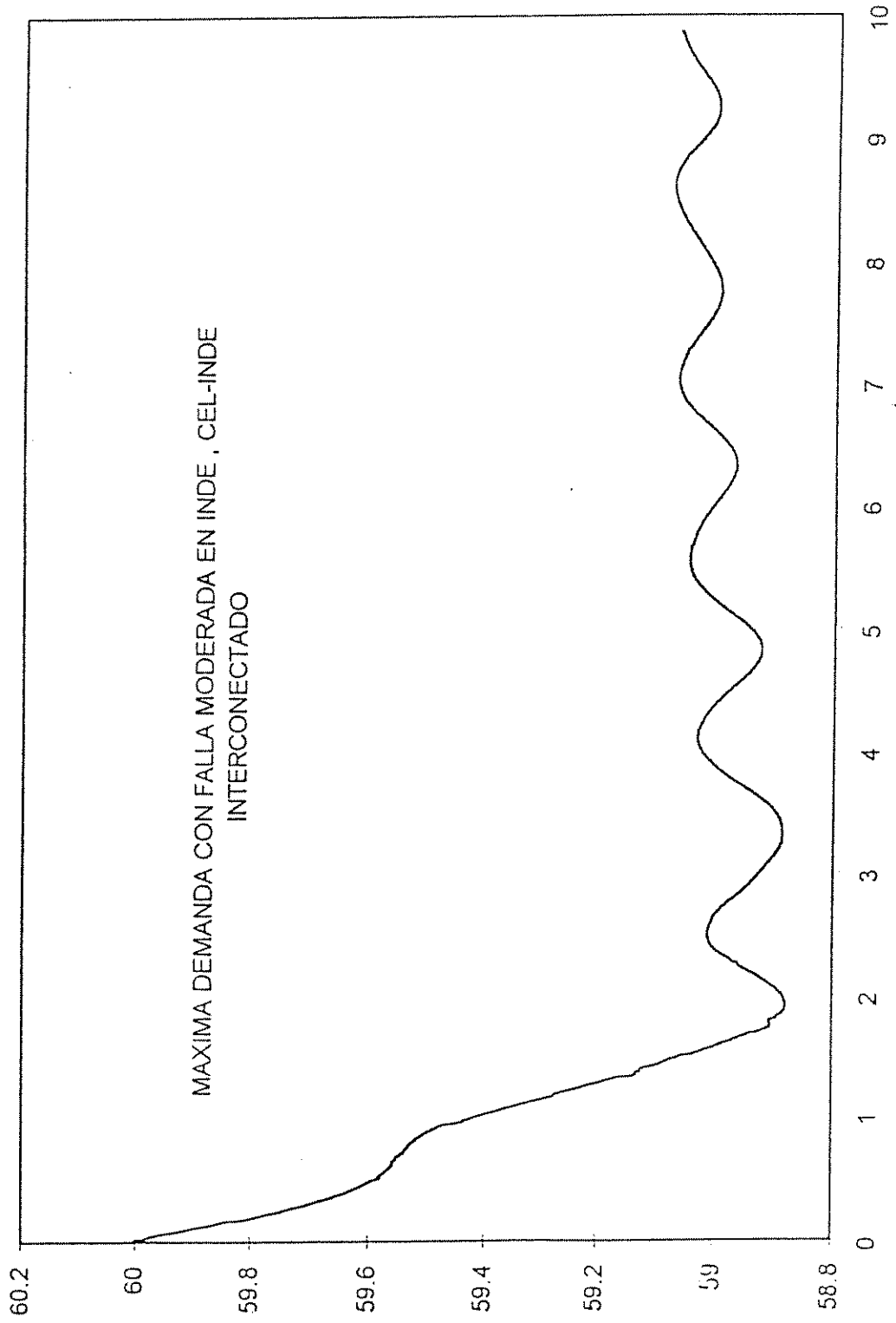


FIGURA 32

FIGURA 33



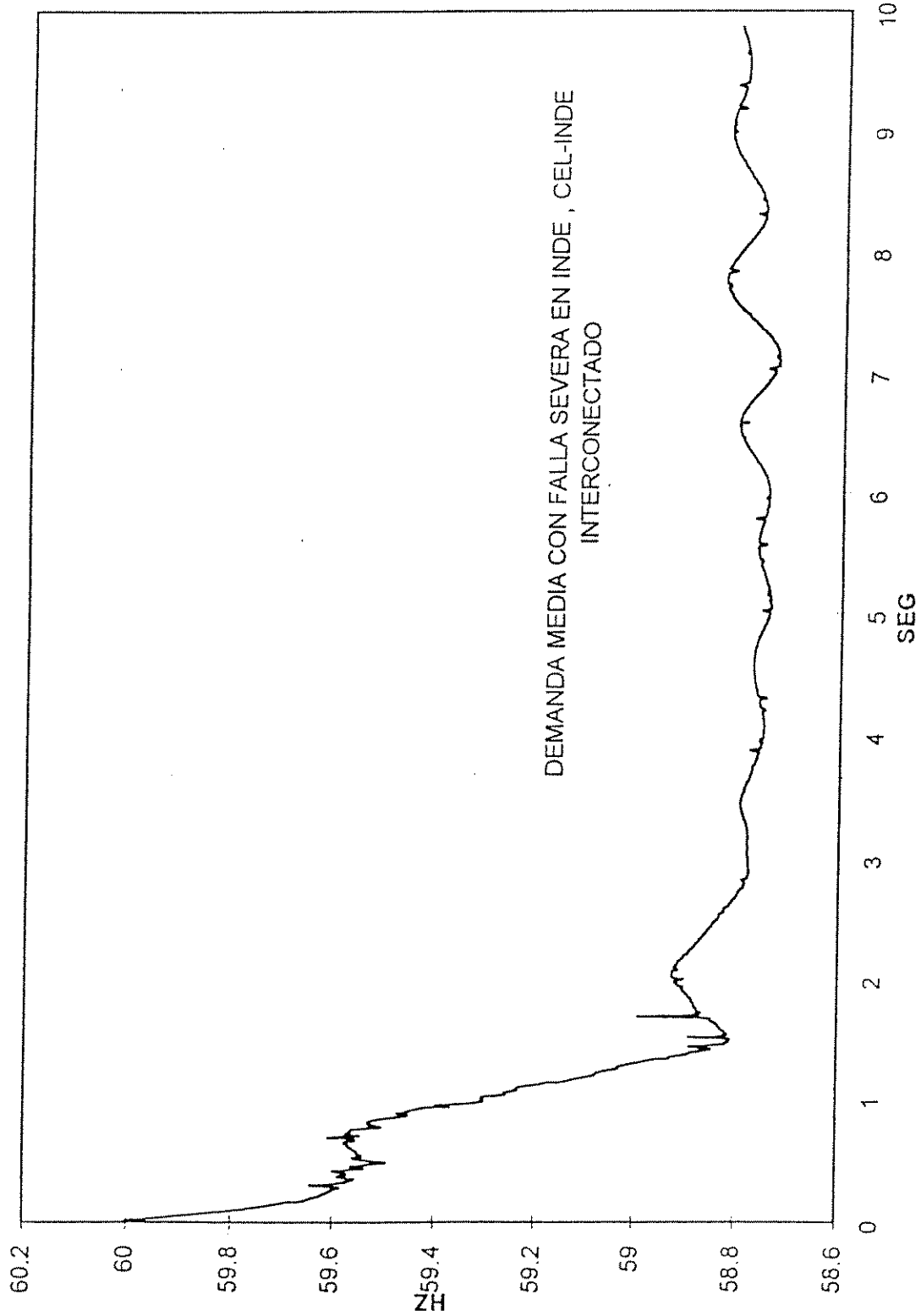
FRECUENCIA



GNO-231

FIGURA 34

FRECUENCIA



—GNO-231

FIGURA 35

FRECUENCIA

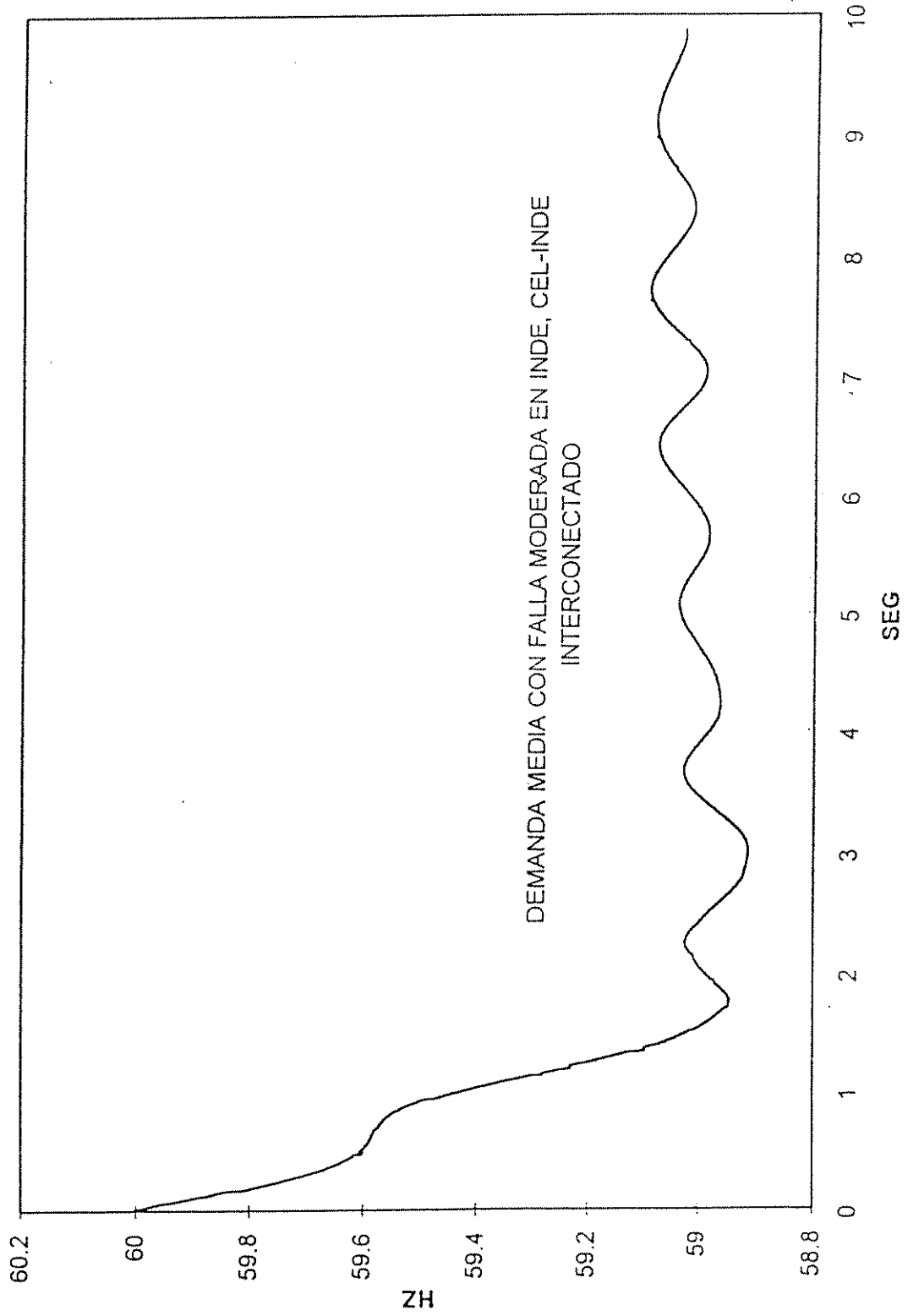
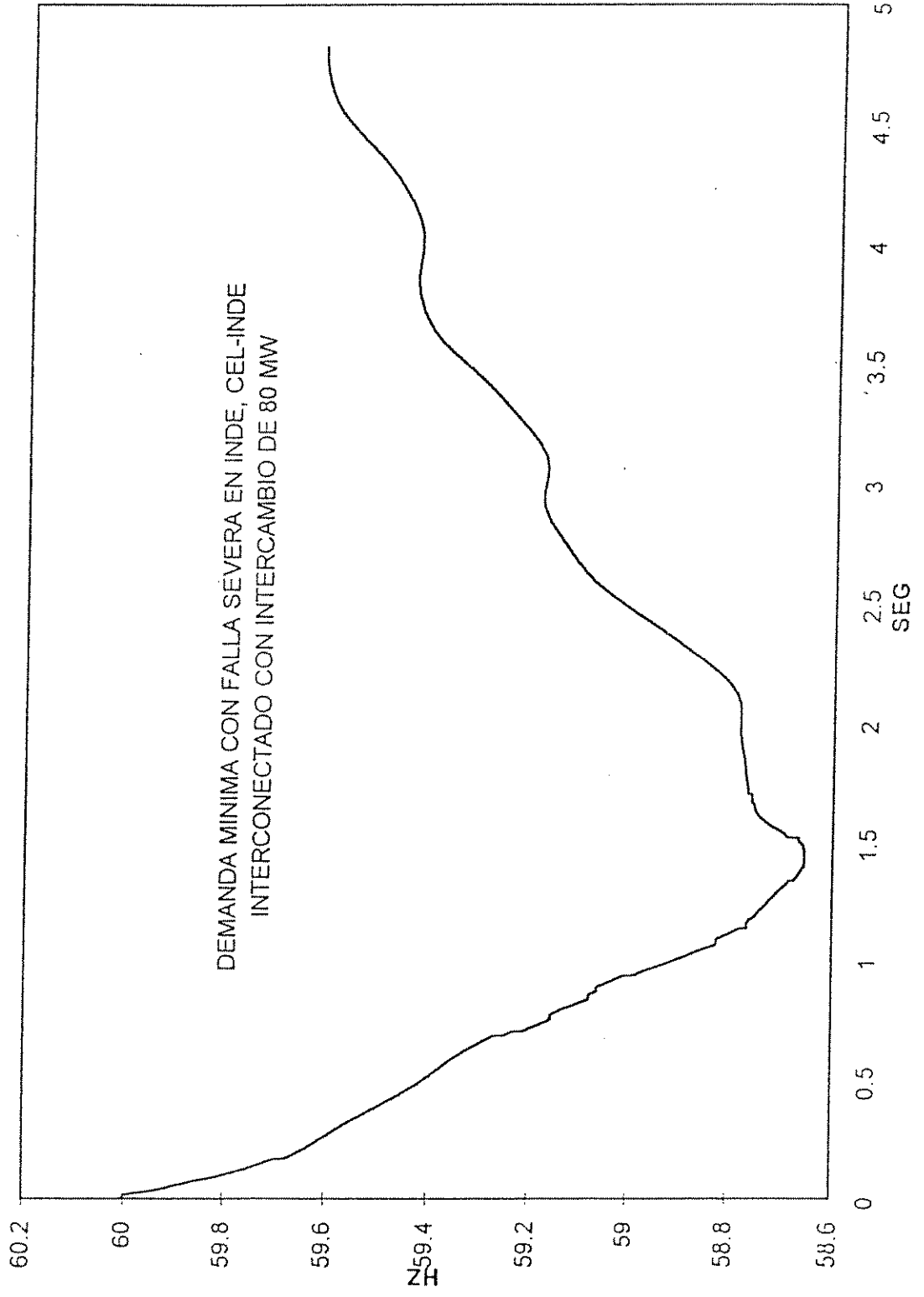


FIGURA 36

FIGURA 37

FRECUENCIA



—GNO-231—

FIGURA 38

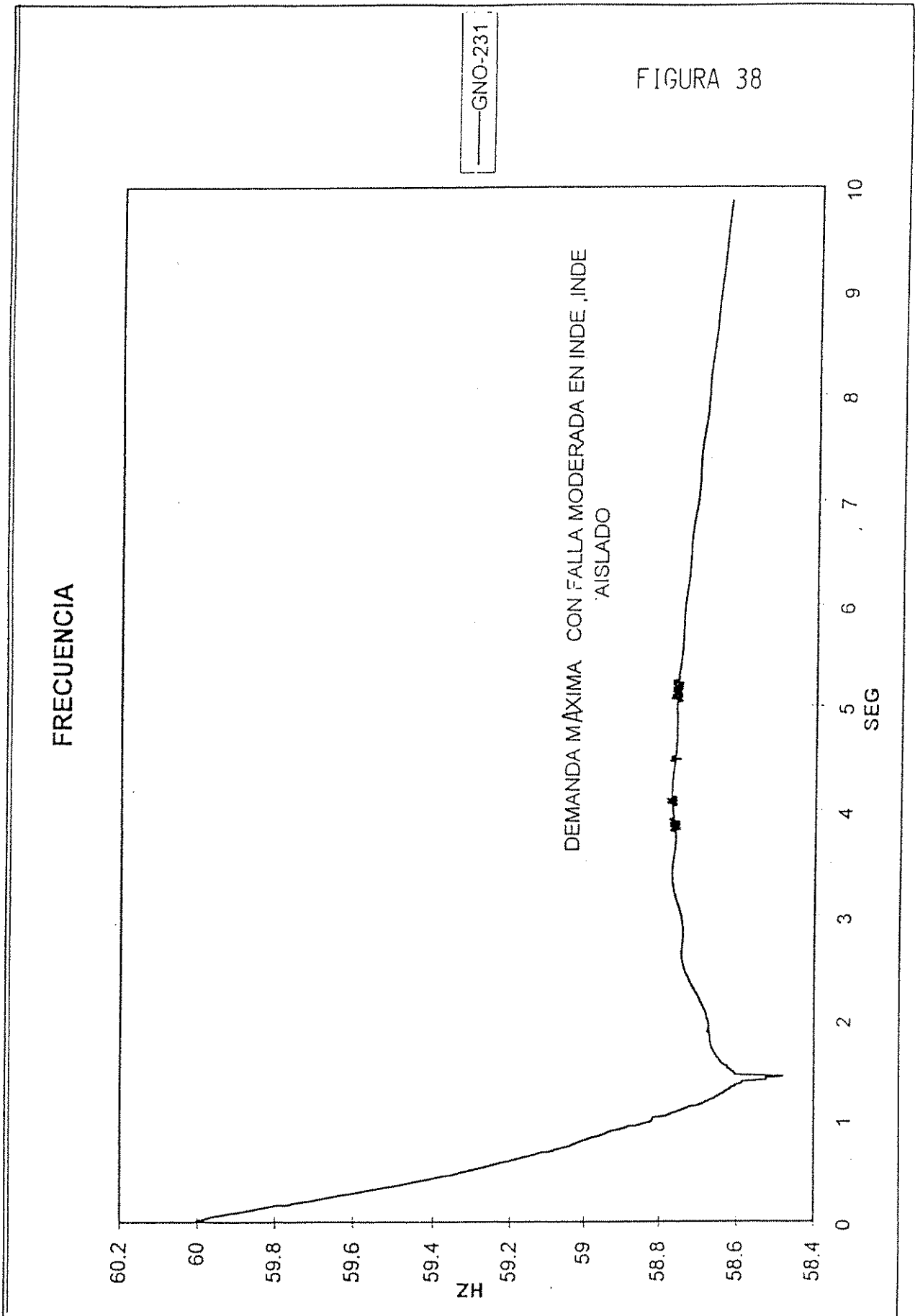
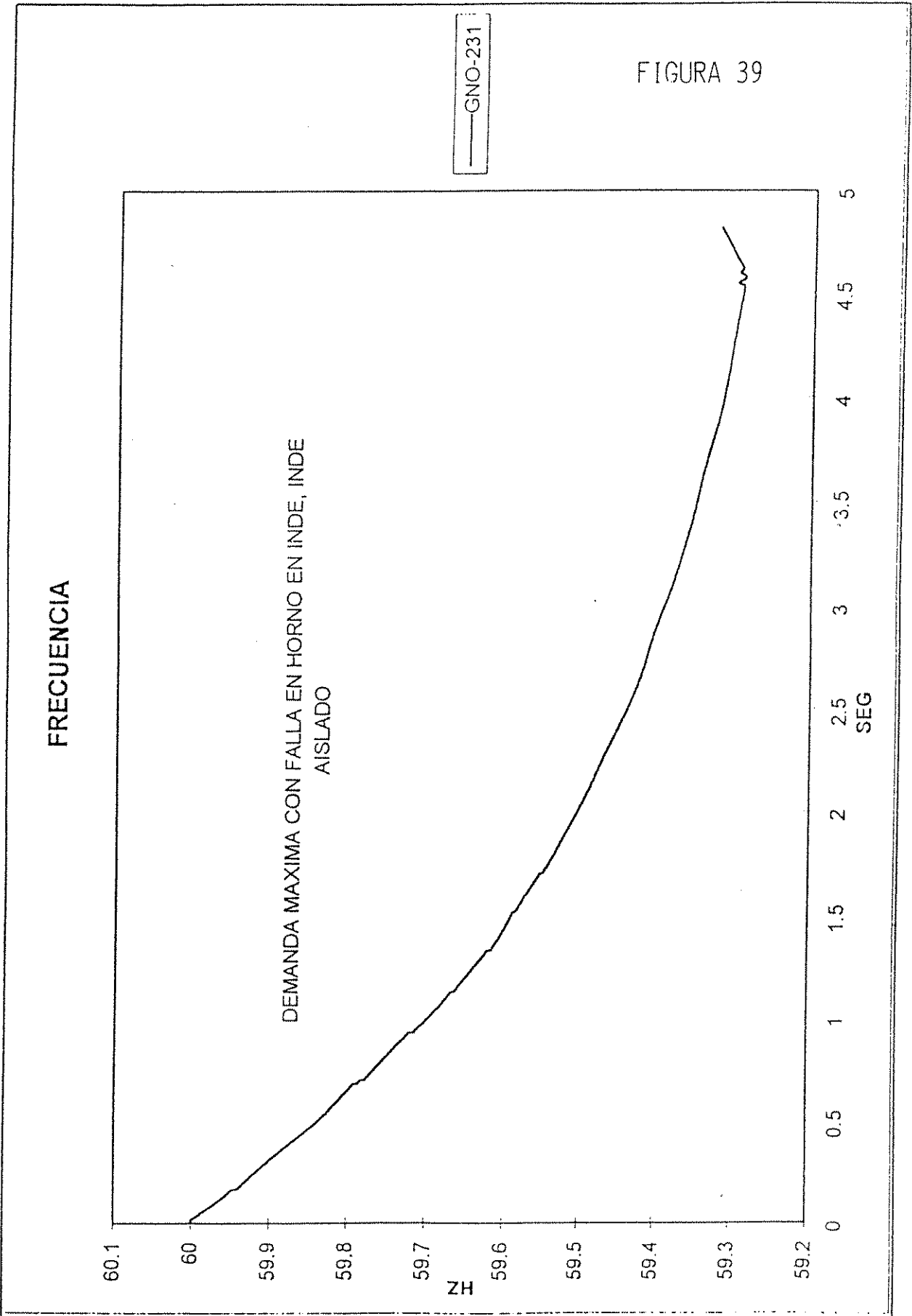
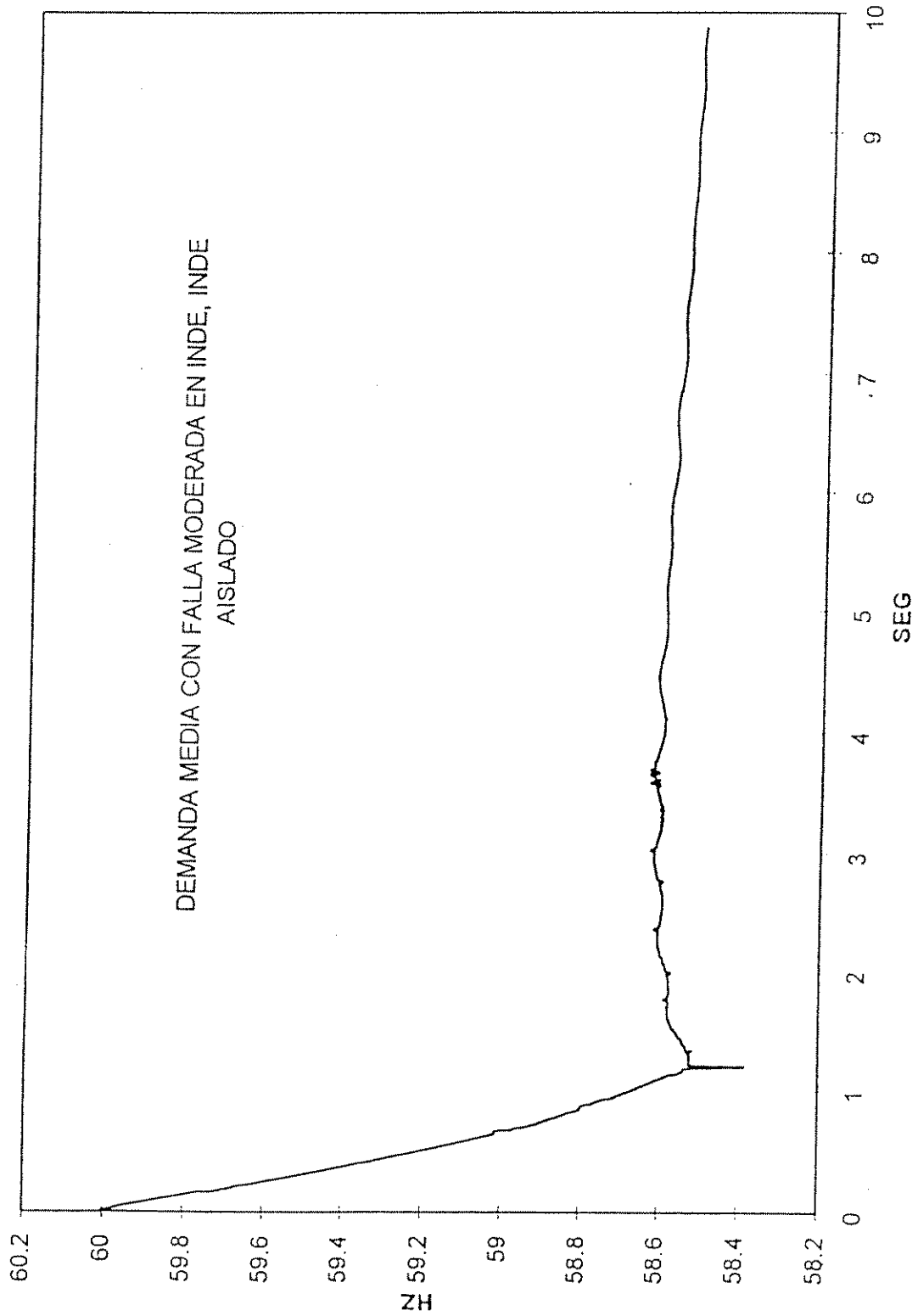


FIGURA 39



FRECUENCIA

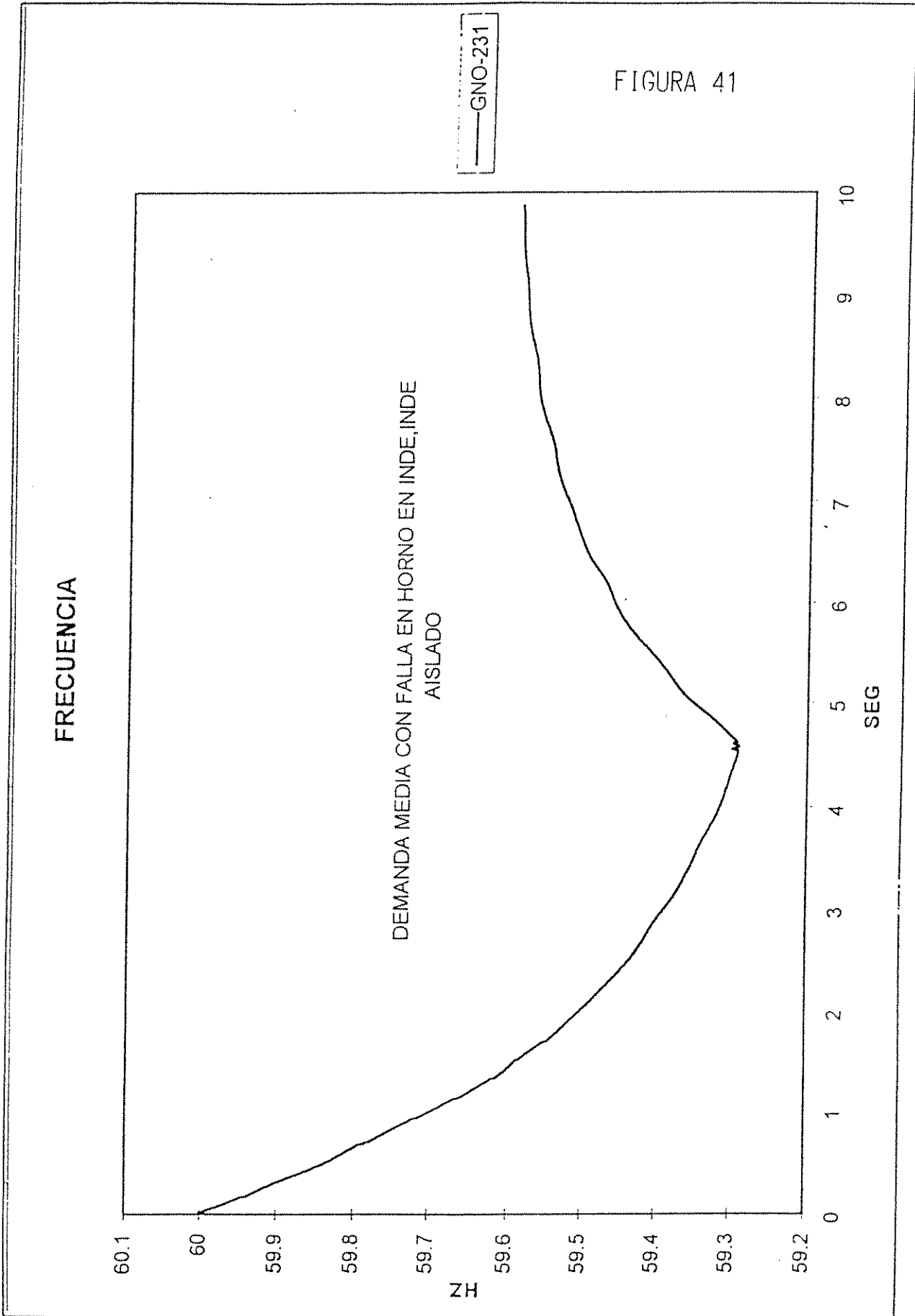
DEMANDA MEDIA CON FALLA MODERADA EN INDE, INDE
AISLADO



GNO-231

FIGURA 40

FIGURA 41



FRECUENCIA

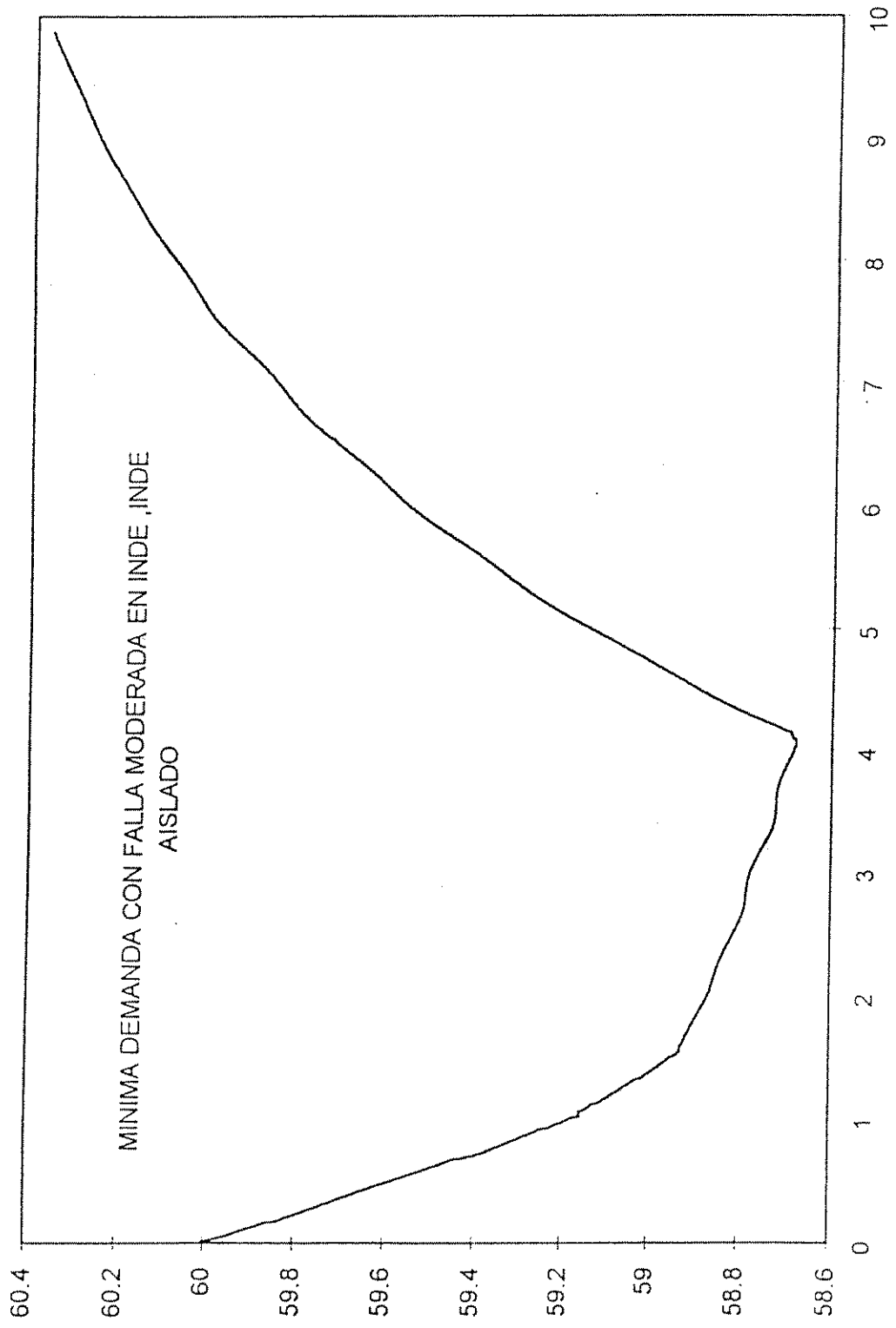
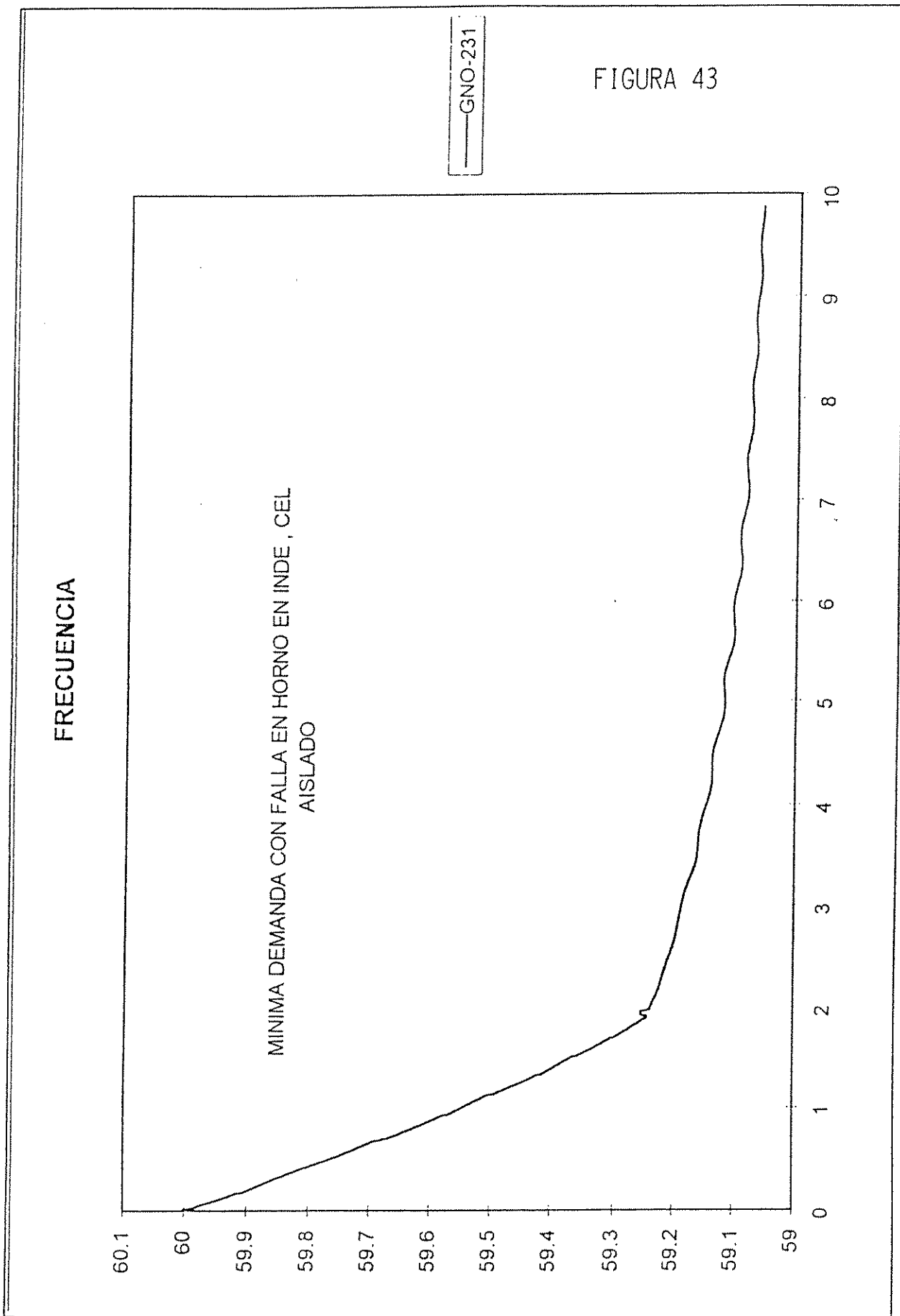


FIGURA 42

FIGURA 43



CONCLUSIONES

Con base en la información recopilada, se puede concluir acerca del comportamiento del Esquema de Baja Frecuencia lo siguiente:

- 1. El esquema de Baja Frecuencia ha operado adecuadamente bajo diferentes condiciones de falla, con base en los casos muestreados en el Capítulo IV, (páginas de la 68 a la 77), previniendo apagones generales.*
- 2. En condiciones normales de operación (operación de circuitos, switcheos) el esquema ha funcionado adecuadamente, es decir, no ha operado en falso.*
- 3. Los casos más comunes de falla que se presentan en el sistema INDE-EEGSA, son de una condición tal que afectan a no más de dos etapas en el sistema $10/14 = 71\%$, con base en los casos muestreados en el Capítulo IV, (páginas de la 68 a la 77).*
- 4. La operación interconectada de los sistemas eléctricos de El Salvador y Guatemala es un ejemplo de los beneficios técnico-económicos y de seguridad operativa obtenidos al operar en forma*

interconectada. Al haber contingencias, se presentan apoyos del sistema vecino y se asegura la estabilidad transitoria de ambos países. El enlace robustece la inercia de los sistemas y los hace más fuertes en casos de contingencias severas, garantizando que no se pierda el sincronismo de las máquinas.

5. *Para que el esquema propuesto opere satisfactoriamente, las unidades generadoras conectadas al Sistema Interconectado El Salvador-Guatemala no deberán dispararse antes de la última etapa de operación del EDCBF la cual está ajustada en 58.1 Hz.*

6. *El INDE, la EEGSA y el CEL desconectarán carga proporcional y equilibradamente (45% de la demanda máxima anual) en ambos sistemas.*

7. *Cuando se experimentan cambios dinámicos en el sistema, cambiarán tanto los voltajes como la frecuencia; en el modelo de carga empleado se le ha dado más peso a la variación de la carga con la frecuencia y una menor proporción a la variación de la carga con la magnitud de voltaje.*

RECOMENDACIONES

Como se hizo notar, es de gran importancia, para un Esquema de Baja Frecuencia, que sus dispositivos, tales como los relevadores, operen adecuadamente al momento que se les requiera, por lo que se recomienda lo siguiente:

- 1. Hacer una rotación de circuitos anualmente, ya que en la mayoría de los casos se vieron afectadas las primeras dos etapas del EDBF. Por lo tanto, para no afectar a los mismos usuarios con el tiro de carga, se deberán cambiar los circuitos involucrados en las diferentes etapas.*
- 2. Efectuar periódicamente una actualización del EDBF, debido a que el incremento de carga total del sistema y la forma en que se ha distribuido ha variado en los últimos años.*
- 3. El estudio fue hecho con base en las empresas que prestan el servicio de energía en el país. Por lo tanto, es recomendable que se mantenga personal debidamente capacitado y actualizado, y que exista coordinación entre entidades.*

4. *Con base en la conclusión número seis se recomienda que el ajuste de los relevadores de baja frecuencia de los generadores no sea ajustado a valores mayores de 58 Hz. Las empresas deberán velar por que se aplique esta recomendación tanto en sus generadores como en los generadores privados conectados a su Sistema.*

5. *Se recomienda poner en operación, a la brevedad posible, los esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia (EDCBF), que resultaron de estos estudios y su utilización en ambos sistemas para protegerse de las posibles contingencias de su operación cotidiana.*

6. *Se recomienda hacer revisiones periódicas a los esquemas propuestos, tanto del Sistema Interconectado como de los Sistemas Aislados, para detectar anomalías en su comportamiento, y corregirlas realizando mediciones de campo. Se sugiere que las diferentes empresas intercambien periódicamente los reportes de actuación del EDCBF para poder corregir posibles variaciones.*

7. *Se recomienda la puesta en marcha del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia con las siguientes características: frecuencia inicial de tiro a 59.3 Hz, pasos de 0.3 Hz, y 5*

etapas, ya que éste protege a ambos sistemas de posibles contingencias y de disparos falsos en operación normal o en maniobras del sistema.

- 8. Se recomienda la operación interconectada de ambos sistemas pues sus características de estabilidad transitoria se mejoran grandemente por la inercia de los dos sistemas.*

- 9. Se recomienda el monitoreo constante de la actuación del esquema, y el intercambio oportuno de esta información para formular las observaciones y/o ajustes que sean necesarios.*

GLOSARIO

1. *Amperio: Unidad con que se mide la intensidad de las corrientes eléctricas, símbolo A.*
2. *Contingencias: La posibilidad de que ocurra una falla (debido a maniobras o fallas en el sistema).*
3. *Dial: Placa exterior detrás de la cual se mueve una aguja que permite seleccionar el rango deseado.*
4. *Interruptores: Dispositivo para interrumpir o establecer una corriente en un circuito eléctrico, suelen constar de un dispositivo mecánico apto a ocupar dos posiciones que corresponden a la apertura y al cierre del circuito.*
5. *Megavatio: Unidad de potencia que vale un millón de vatios y cuyo símbolo es MW.*
6. *Oscilaciones: Sucesión de corrientes de carga y de descarga que circulan alternativamente por un circuito eléctrico. Las variaciones de la frecuencia o voltaje por encima o por debajo de los rangos deseados.*
7. *Reactor: Instalación industrial donde se efectúa una reacción en presencia de un catalizador.*

8. *Recloser: Tipo de interruptor ajustable con propiedad de hacer un cierto número de recierres, cuando detecta fallas.*
9. *Relevador: Dispositivo que se interpone en ciertos órganos de mando con objeto de que una impulsión eléctrica breve o de escasa intensidad permita gobernar un aparato, regular una corriente eléctrica mucho más fuerte o ejercer alguna otra acción importante en comparación con la que requiere el relevador.*
10. *Rotores: Parte giratoria de los motores y generadores eléctricos, por oposición al estator que es la parte fija. Parte móvil en un motor, generador eléctrico, turbina.*
11. *Sobretiro: El exceso de carga desconectada después de que actúa el EDCBF.*
12. *Voltio: Unidad de fuerza electromotriz, cuyo símbolo es V, equivalente a la tensión o diferencia de potencial existente entre dos puntos de un conductor, por el cual pasa una corriente de un amperio, cuando la potencia disipada entre los mismos es de 1 vatio.*

BIBLIOGRAFIA

Basler Electric. Manual de Operación e Instrucciones para Relevadores Digitales de Baja Frecuencia. Revisión 6. U.S.A.: febrero, 1986.

Berdy, J. General Electric Company. Load Shedding - Application Guide.

Blackburn, J.L. IEEE. Power System Relaying. U.S.A.: 1981.

CEPAL. Estudios Eléctricos Para la Operación Interconectada de El Salvador y Guatemala. MEXICO: 1986.

CEPAL. Sistemas Eléctricos Interconectados de El Salvador y Guatemala, Diseño del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia. MEXICO: 1992.

Edison. Manuales de Operación y Funcionamiento de Equipos. Mcgraw-Edison. Mcgraw.

Enriquez Harper, Gilberto LIMUSA. Técnicas Computacionales en Sistemas Eléctricos de Potencia. MEXICO: 1986.

Hajdu, L. P.; Peschon, J; Tinney W. F. Transaction Paper. Optimum Load Shedding Policy for Power Systems.

I.E.E.E. Relay Practice Working Group, Relay Practice Sub-Comittee. Transaction Paper. Survey of Underfrequency Relay Tripping of Load Under Emergency Conditions.

INDE. Informes Estadísticos 1994 y 1995. Producción y Consumo de Energía Eléctrica en Guatemala. Unidad de Planificación Económica Financiera

Lokay, H. E. y Burtnyk V. Transaction Paper. Applications of Underfrequency Relay for Automatic Load Shedding.

Westinhouse Electric Corporation. Applied Protective Relaying. Segunda Edición. U.S.A.: 1979

Anexo 1

***FORMATOS PARA LA
DESCRIPCION DE DATOS
DINAMICOS***

GENSAL

Salient Pole Generator Model

This model is located at system bus # _____ IBUS.

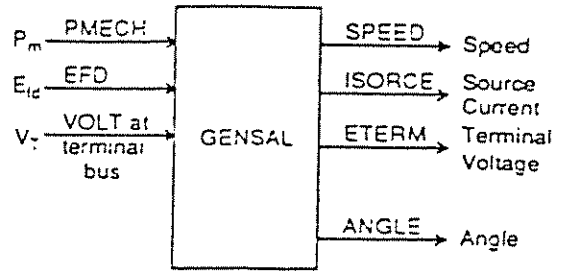
machine # _____ I.

This model uses CONs starting with # _____ J.

and STATEs starting with # _____ K.

The machine MVA base is _____ for each of
_____ units = _____ MBASE.

ZSORCE for this machine is _____ - j _____ on the
above MBASE.



CONs	#	Value	Description
J			$T_{do} (> 0)$ (Seconds)
J+1			$T'_{co} (> 0)$ (Seconds)
J+2			$T''_{co} (> 0)$ (Seconds)
J+3			Inertia H
J+4			Speed Damping D
J+5			X_c
J+6			X_d
J+7			X'_d
J+8			$X''_d = X''_c$
J+9			X_q
J+10			S(1.0)
J+11			S(1.2)

STATEs	#	Description
K		E_c
K+1		ψ_{kd}
K+2		ψ_{cq}
K+3		Δ Speed (p.u.)
K+4		Angle (radians)

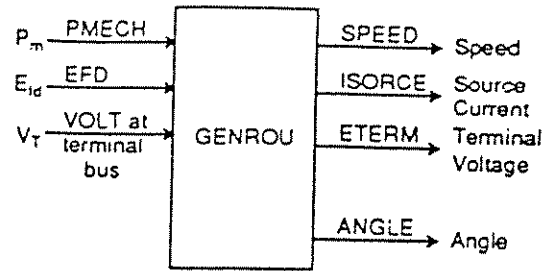
$X_c, X_d, X'_d, X''_d, X''_c, X_q, H$ and D are in p.u., machine MVA base.
 X''_c must be equal to X''_d .

IBUS, 'GENSAL', I, $T_{do}, T'_{co}, T''_{co}, H, D, X_d, X_c, X'_d, X''_c, X_q, S(1.0), S(1.2)$

GENROU

Round Rotor Generator Model

This model is located at system bus # _____ IBUS,
 machine # _____ I.
 This model uses CONs starting with # _____ J,
 and STATEs starting with # _____ K.
 The machine MVA base is _____ for each of
 _____ units = _____ MBASE.



ZSORCE for this machine is _____ + j _____ on the
 above MBASE.

CONs	#	Value	Description
J			$T_{do} (> 0)$ (Seconds)
J+1			$T'_{do} (> 0)$ (Seconds)
J+2			$T_{co} (> 0)$ (Seconds)
J+3			$T'_{co} (> 0)$ (Seconds)
J+4			Inertia H
J+5			Speed Damping D
J+6			X_d
J+7			X_q
J+8			X'_d
J+9			X'_q
J+10			$X''_d = X''_q$
J+11			X_l
J+12			S(1.0)
J+13			S(1.2)

STATEs	#	Description
K		E'_d
K+1		E'_q
K+2		ψ_{kd}
K+3		ψ_{kq}
K+4		Δ Speed (p.u.)
K+5		Angle (radians)

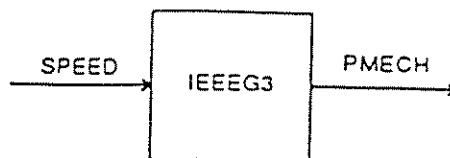
$X_d, X_q, X'_d, X'_q, X''_d, X''_q, X_l, H$ and D are in p.u., machine MVA base.
 X''_q must be equal to X''_d .

IBUS, 'GENROU', I, $T_{do}, T'_{do}, T_{co}, T'_{co}, H, D, X_d, X_q, X'_d, X'_q, X''_d, X_l, S(1.0), S(1.2)$

IEEEG3

IEEE Type 3 Speed-Governing Model

This model is located at system bus # _____ IBUS,
 machine _____ I.
 This model uses CONs starting with # _____ J,
 and STATEs starting with # _____ K,
 and VAR _____ L.



CONs	#	Value	Description
J			T_G (> 0) (Seconds), Gate Servomotor Time Constant
J+1			T_P (> 0) (Seconds), Pilot Valve Time Constant
J+2			U_O (p.u. per Second), Opening Gate Rate Limit
J+3			U_C (p.u. per Seconds), Closing Gate Rate Limit (< 0 .)
J+4			P_{MAX} (p.u.) Maximum Gate Position
J+5			P_{MIN} (p.u.) Minimum Gate Position
J+6			σ , Permanent Speed Droop Coefficient
J+7			δ , Transient Speed Droop Coefficient
J+8			T_R (> 0) (Seconds)
J+9			T_W (> 0) (Seconds), Water Starting Time
J+10			a_{11} (> 0)
J+11			a_{13}
J+12			a_{21}
J+13			a_{23} (> 0)

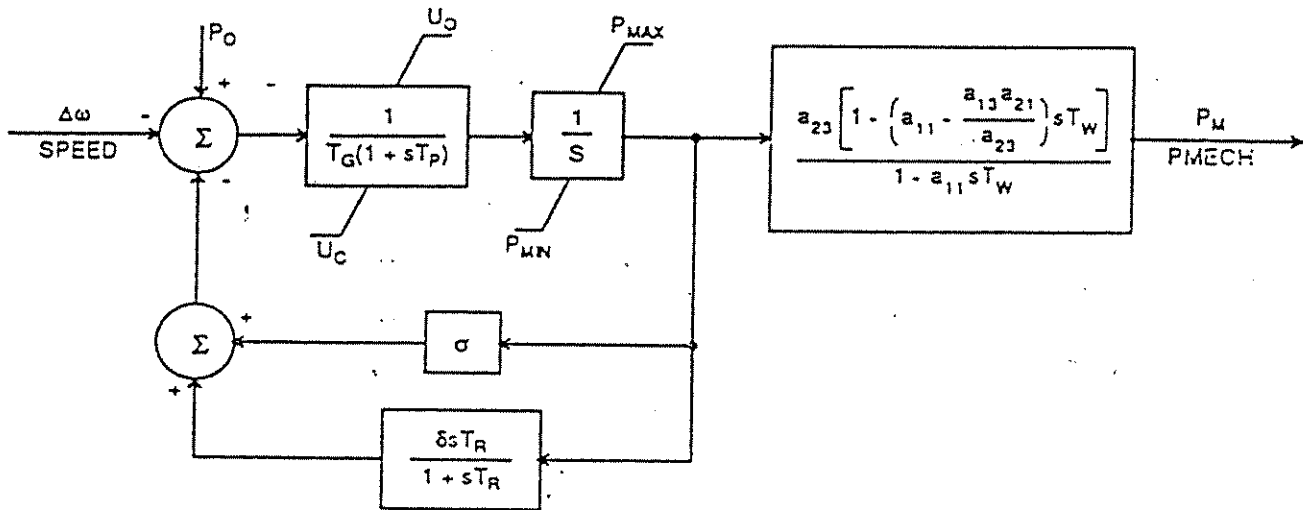
STATEs	#	Description
K		Servomotor Position
K+1		Gate Position
K+2		Transient Droop Compensation
K+3		Hydroturbine

VAR	#	Description
L		Reference

IBUS, 'IEEEG3', I, T_G , T_P , U_O , U_C , P_{MAX} , P_{MIN} , σ , δ , T_R , T_W , a_{11} , a_{13} , a_{21} , a_{23}

IEEE Type 3 Speed-Governing Model

(Continued)



IEEEG1

IEEE Type 1 Speed-Governing Model

This model is located at system bus # _____ IBUS,

machine _____ I.

This model may be located at

system bus # _____ JBUS,

machine _____ M.

This model uses CONs starting with # _____ J,

and STATEs starting with # _____ K,

and VARs starting with # _____ L.

Note JBUS and JM are zero for non-cross compound.



CONs	#	Value	Description
J			K
J+1			T ₁ (Seconds)
J+2			T ₂ (Seconds)
J+3			T ₃ (> 0) (Seconds)
J+4			U ₀
J+5			U _c (< 0.)
J+6			P _{MAX}
J+7			F _{MIN}
J+8			T ₄ (Seconds)
J+9			K ₁
J+10			K ₂
J+11			T ₅ (Seconds)
J+12			K ₃
J+13			K ₄
J+14			T ₆ (Seconds)
J+15			K ₅
J+16			K ₆
J+17			T ₇ (Seconds)
J+18			K ₇
J+19			K ₈

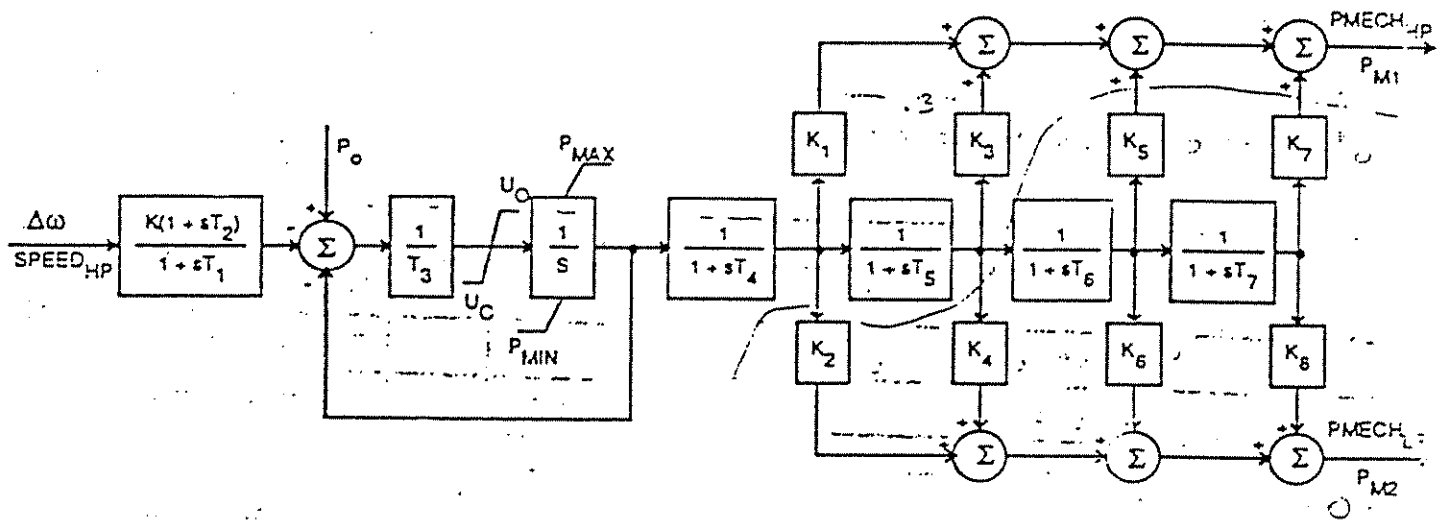
STATEs	#	Description
K		1st Governor Integrator
K+1		Governor Output
K+2		1st Turbine Integrator
K+3		2nd Turbine Integrator
K+4		3rd Turbine Integrator
K+5		4th Turbine Integrator

VARs	#	Description
L		Reference
L+1		internal Memory

IEEEG1

IEEE Type 1 Speed-Governing Model

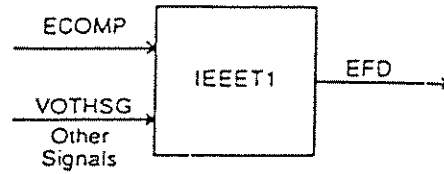
(Continued)



IEEEET1

IEEE Type 1 Excitation System

This model is located at system bus # _____ IBUS,
 machine _____ I.
 This model uses CONs starting with # _____ J,
 and STATEs starting with # _____ K,
 and VAR # _____ L.



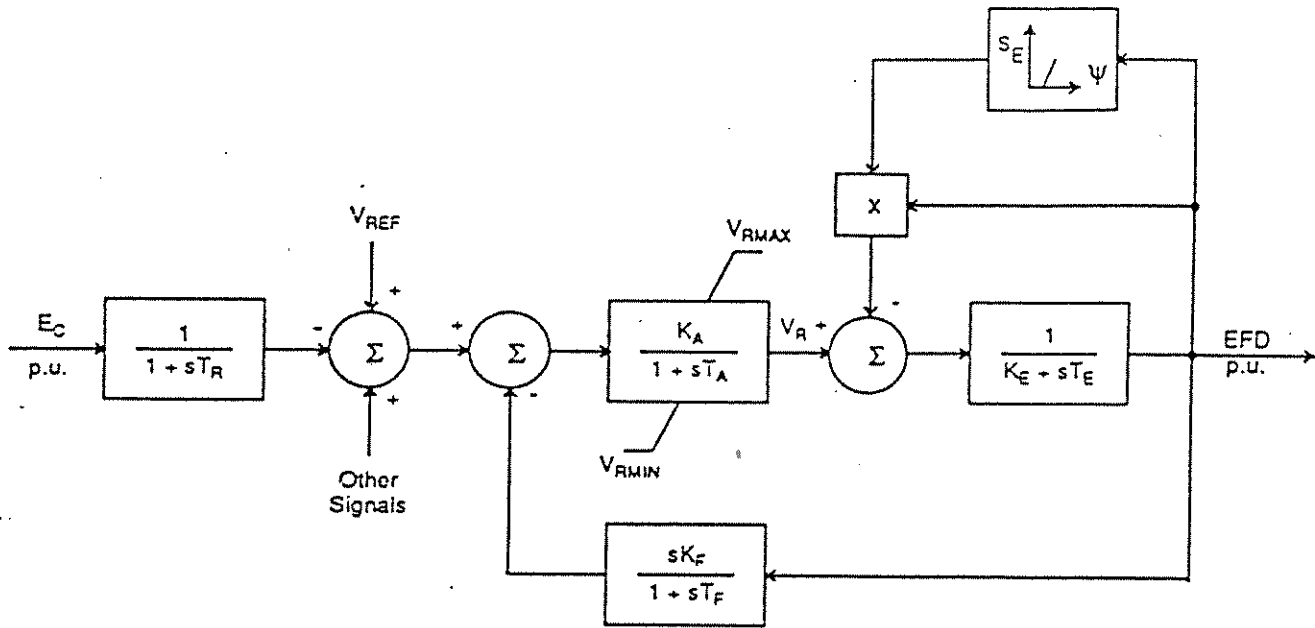
CONs	#	Value	Description
J			T_R (Seconds)
J+1			K_A
J+2			T_A (Seconds)
J+3			V_{RMAX} Or Zero
J+4			V_{RMIN}
J+5			K_E Or Zero
J+6			$T_E (> 0)$ (Seconds)
J+7			K_F
J+8			$T_F (> 0)$ (Seconds)
J+9			Switch
J+10			E_1
J+11			$S_E(E_1)$ max
J+12			E_2
J+13			$S_E(E_2)$ min.

STATEs	#	Description
K		Sensed V_T
K+1		Regulator Output V_R
K+2		Exciter Output EFD
K+3		Rate Feedback Integrator

VAR	#	Description
L		K_E

IBUS, 'IEEEET1', I, T_R , K_A , T_A , V_{RMAX} , V_{RMIN} , K_E , T_E , K_F , T_F , 0., E_1 , $S_E(E_1)$, E_2 , $S_E(E_2)$

IEEE T1
 IEEE Type 1 Excitation System
 (Continued)



PTI POWER SYSTEM SIMULATOR

IEELCE

(Zone IEEE Load Characteristic Model)

CALL IEELCE (I,J)

Called from subroutine CONET.

This model uses ICON # _____ J.

and CONs starting with # _____ J.

ICON	#	Value	Description
I			Zone number

CONs	#	Value	Description
J			a_1
J+1			a_2
J+2			a_3
J+3			a_4
J+4			a_5
J+5			a_6
J+6			a_7
J+7			a_8
J+8			n_1
J+9			n_2
J+10			n_3
J+11			n_4
J+12			n_5
J+13			n_6

$$P_{load} = P_{load} (a_1 v^{n_1} + a_2 v^{n_2} + a_3 v^{n_3}) (1 + a_4 \Delta f)$$

$$Q_{load} = Q_{load} (a_4 v^{n_4} + a_5 v^{n_5} + a_6 v^{n_6}) (1 + a_7 \Delta f)$$

ICON(I) is either a zone number or zero for all buses.

LODSHD

Under Frequency Load Shedding Relay Model

CALL LODSHD (I,J,L,M) from CONET

This model is called at the bus whose number is in ICON # _____ I.

It uses CONs starting with # _____ J.

and VARs starting with # _____ L.

and ICONs starting with # _____ M.

ICON	#	Value	Description
I			Bus Number

CONs	#	Value	Description
J			First Load Shedding Point (Hz)
J+1			First Point Pickup Time (Seconds)
J+2			First Fraction Of Load To Be Shed
J+3			Second Load Shedding Point (Hz)
J+4			Second Fraction Pickup Time (Seconds)
J+5			Second Fraction Of Load To Be Shed
J+6			Third Load Shedding Point (Hz)
J+7			Third Point Pickup Time (Seconds)
J+8			Third Fraction Of Load To Be Shed
J+9			Breaker Time (Seconds)
J+10			Nominal Shunt MVAR Not Subject To Load Shedding

ICONs	#	Description
M		First Point Delay Flag
M+1		First Point Time-Out Flag
M+2		First Timer Status
M+3		Second Point Delay Flag
M+4		Second Point Time-Out Flag
M+5		Second Timer Status
M+6		Third Point Delay Flag
M+7		Third Point Time-Out Flag
M+8		Third Timer Status

VARs	#	Description
L		First Timer Memory
L+1		Second Timer Memory
L+2		Third Timer Memory

IBUS, 'LODSHD', CON list

Anexo 2

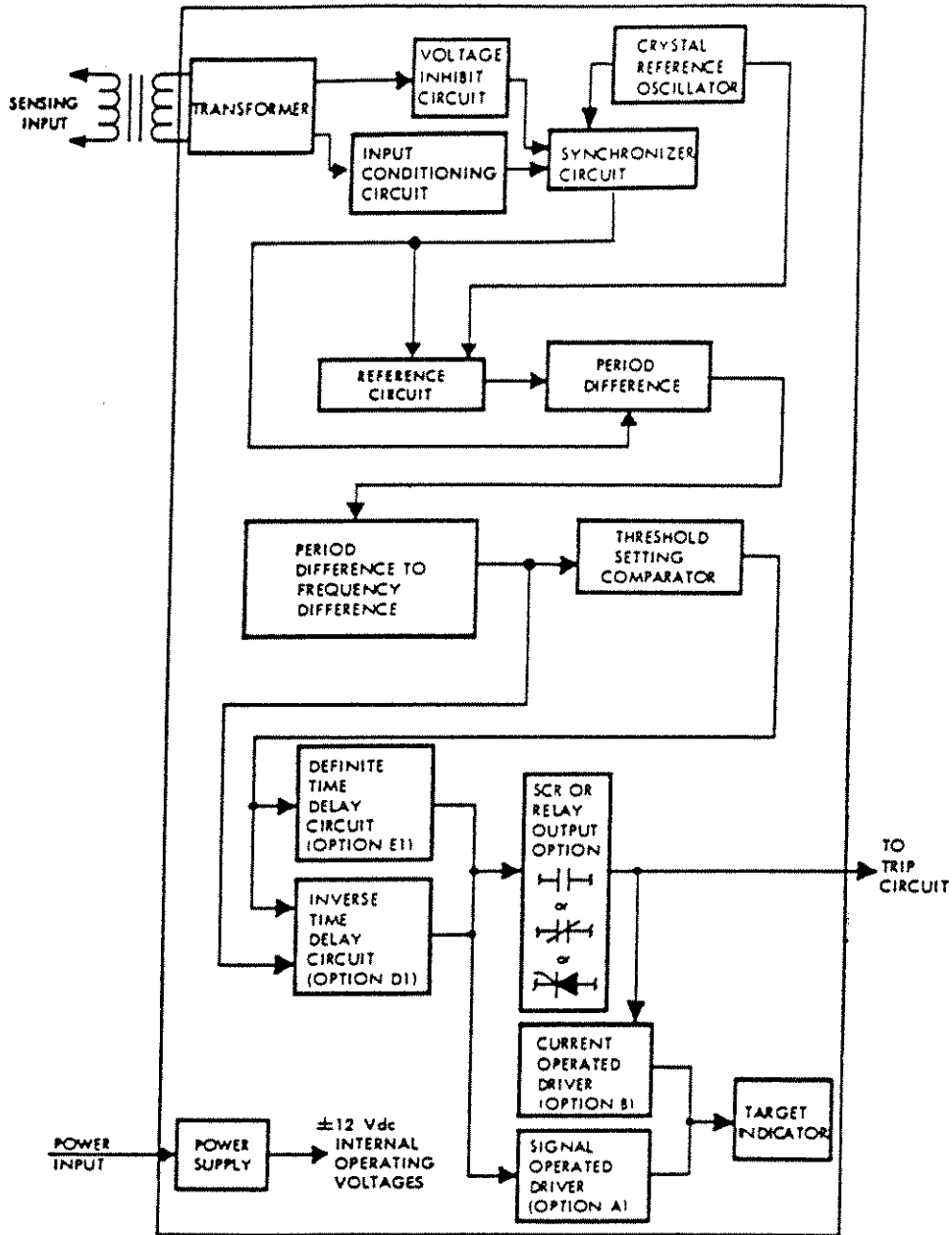


Diagrama de Bloques Funcional Típico