

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**SUPERVISIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL  
ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE  
CARGA POR MÍNIMA FRECUENCIA**

**INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:  
JOSÉ ALBERTO APAZA MAMANI**

**PROMOCIÓN  
2004 - II**

**LIMA – PERÚ  
2010**

**SUPERVISIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL  
ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE  
CARGA POR MÍNIMA FRECUENCIA**

*A José y Lucila, mis buenos padres,  
a Elva y Melissa, mis queridas hermanas,  
y Valentina y Leonor, por su amor, fuerza y valentía.*

## SUMARIO

En el presente informe se describe las actividades comprendidas en la supervisión de la implementación del ERACMF que realiza el Osinergmin en aplicación de la Resolución OSINERGMIN N.º 489-2008-OS/CD “Procedimiento para supervisar la implementación y actuación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación” vigente desde el 15 de agosto de 2008; además, se presentan los resultados de la supervisión. Previamente se explica la importancia de su implementación de acuerdo a los parámetros técnicos que establece el COES en su Estudio anual del ERACG.

En el Capítulo 1 se presentan las definiciones y conceptos relacionados a la seguridad y la estabilidad de un Sistema de Potencia.

En el Capítulo 2 se presenta el marco normativo sobre el cual se rige el ERACG, en el cual se establecen las responsabilidades de los actores y las actividades que deben desarrollar.

En el Capítulo 3 se muestran los eventos de gran envergadura en el SEIN del año 2009 sobre el cual se explica el presente trabajo.

En el Capítulo 4 se explica la teoría de los Esquemas Especiales de Protección y se muestra el que es aplicado en el SEIN: Esquema de Rechazo Automático de Carga y Generación.

En el Capítulo 5 se muestra la metodología utilizada por el Osinergmin, la resolución, para supervisar la implementación del ERACG por parte de los Integrantes del SEIN; además, se muestran los resultados de la supervisión del año 2009 y se comenta la importancia de su implementación en el SEIN y de su supervisión.

## ÍNDICE

<b>PRÓLOGO</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>DEFINICIONES Y CONCEPTOS</b>	<b>2</b>
1.1 Seguridad de un Sistema Eléctrico de Potencia	2
1.2 Clasificación de la estabilidad	2
1.3 Estabilidad de mediano y largo plazo	7
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>MARCO NORMATIVO</b>	<b>10</b>
2.1 Marco Normativo	10
2.2 La Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados	10
2.3 Resolución OSINERGMIN N.º 489-2008-OS/CD	12
<b>CAPÍTULO III</b>	
<b>EVENTOS DE GRAN ENVERGADURA EN EL SEIN</b>	<b>14</b>
3.1 Configuración del SEIN	14
3.1.1 Zonas operativas	14
3.1.2 Generación, Transmisión y Distribución	15
3.2 Eventos de gran envergadura en el SEIN	17
3.2.1 Desconexión del Complejo Hidroeléctrico del Mantaro (846 MW)	17
3.2.2 Desconexión de la línea de interconexión de las áreas Centro-Norte y Sur (284 MW)	19
3.3 Eventos de RACG en el SEIN en el año 2009	20
<b>CAPÍTULO IV</b>	
<b>ESQUEMAS ESPECIALES DE PROTECCIÓN DEL SEIN</b>	<b>22</b>
4.1 Teoría de los Esquemas Especiales de Protección (EEP)	22
4.1.1 Clasificación de los EEP	23
4.1.2 Técnicas para la implementación de un ERACMF	23
4.2 Estudio de Rechazo Automático de Carga y Generación 2009	24
4.2.1 Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia	24
4.2.2 Esquema de Desconexión Automática de Generación por Sobrefrecuencia	27

4.2.3	Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión	28
<b>CAPÍTULO V</b>		
<b>SUPERVISIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL ERACG DEL SEIN</b>		<b>29</b>
5.1	Aplicación de la Resolución OSINERGMIN N.º 489-2008-OS/CD	29
5.1.1	Verificación de entrega de información para la ejecución del Estudio	29
5.1.2	Verificación de la aprobación del Estudio elaborado por el COES	30
5.1.3	Verificación del proceso de implementación de los esquemas de RACG	32
5.1.4	Evaluación de la actuación de los esquemas de RACG	36
5.1.5	Sistema informático extranet	41
5.2	Fiscalización	41
5.2.1	Teoría de Escala de Multas	42
5.2.2	Sanciones y multas por incumplimiento al Procedimiento	44
5.2.3	Aplicación de la Escala de Multas para el Procedimiento	45
5.3	Supervisión del ERACG	46
5.3.1	Relés de frecuencia	46
5.3.2	Inspección de campo	47
<b>CONCLUSIONES</b>		<b>48</b>
<b>ANEXOS</b>		<b>49</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>		<b>59</b>

## PRÓLOGO

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional Peruano (SEIN) esta distribuido en toda la geografía del país conformando un sistema radial que para efectos del control de la frecuencia ha sido dividido en tres áreas operativas: Norte, Centro y Sur. El SEIN esta expuesto a la ocurrencia de eventos de perturbación importantes; tales como, la salida de la línea de transmisión Mantaro-Socabaya de 220 kV que interconecta el área Centro-Norte con el área Sur, la desconexión de la Central Hidroeléctrica de Mantaro de 650 MW de potencia efectiva, así como de la indisponibilidad del ducto de gas natural proveniente de Camisea el cual abastece a las unidades de generación ubicadas en Chilca cuya potencia instalada total es aproximadamente 2000 MW pero solo pueden despachar 1200 MW por restricciones de la tubería de gas. Estos eventos pueden ocasionar que el SEIN pierda estabilidad y provocar hasta una desconexión total del sistema.

Para afrontar estos eventos de perturbación de la frecuencia el SEIN cuenta con Esquemas Especiales de Protección asociados al Rechazo Automático de Carga y Desconexión Automática de Generación. Estos tienen la particularidad de que su actuación es instantánea, para que la recuperación de la frecuencia sea rápida con la finalidad de mantener la estabilidad del sistema, mientras se coordina con otras medidas de protección que toman más tiempo su ejecución o resultado.

Para el diseño y especificación de este sistema de protección, el COES elabora un Estudio de Rechazo Automático de Carga y Generación que debe ser implementado obligatoriamente por los integrantes del SEIN en cumplimiento de las normas del Ministerio de Energía y Minas y bajo la supervisión del Osinergmin.

El presente trabajo tiene por objetivo explicar la metodología utilizada por el Osinergmin para supervisar la implementación del Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF) en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Se describen a los actores y sus responsabilidades dentro del marco normativo peruano. Se muestra los resultados de la supervisión efectuada en el año 2009 sustentado con el Estudio que fue elaborado por el COES en el año 2008, que se toma como referencia para este proceso de supervisión.

# **CAPÍTULO I**

## **DEFINICIONES Y CONCEPTOS**

### **1.1 Seguridad de un Sistema Eléctrico de Potencia**

La seguridad de un sistema se define en relación con su capacidad para soportar un número de contingencias. En estado normal se dice que es seguro si, después de ocurrido cualquiera de las referidas contingencias, el sistema permanece en estado normal. De lo contrario, es inseguro.

La seguridad del sistema implica prácticas de diseño adecuado para mantener el sistema operativo cuando los componentes fallan. Además de economizar en el costo del combustible y reducir al mínimo emisión de gases, el sistema de alimentación debe ser operativos "seguro".

Para ser seguro un SEP debe:

- Ser estable luego de la contingencia y
- Adquirir una condición de operación tal que ninguna restricción física sea violada.

EL SEP debe también ser seguro frente a contingencias que no estarían clasificadas como problemas de estabilidad (daño a algún equipo).

La Estabilidad representa la continuidad de la operación intacta del SEP luego de una perturbación.

La Confiabilidad es la probabilidad de la operación satisfactoria del SEP durante un determinado periodo largo de tiempo. Denota la habilidad para suministrar un adecuado servicio eléctrico con pocas interrupciones sobre un determinado periodo.

Estabilidad y Seguridad son atributos variables en el tiempo. Confiabilidad es una función de un comportamiento promedio en el tiempo.

### **1.2 Clasificación de la estabilidad**

La estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas [1]. El mecanismo mediante el cual las máquinas síncronas interconectadas mantienen el sincronismo entre ellas es a través de fuerzas restauradoras, que actúan cada vez que se presentan fuerzas que tiendan a acelerar o desacelerar una o más máquinas respecto a las otras. Bajo condiciones de régimen permanente, hay equilibrio entre el torque mecánico de entrada y el torque eléctrico de salida de cada máquina, y la velocidad permanece constante. Si el sistema es perturbado este equilibrio es afectado, resultando



en aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas de acuerdo a las leyes de movimiento de un cuerpo rotante.

Cuando una máquina síncrona pierde sincronismo o “pierde el paso” respecto al resto del sistema, su rotor gira a una velocidad superior o inferior a la requerida para generar tensiones a la frecuencia del sistema. El “error” o diferencia entre el campo rotante del estator (que corresponde a la frecuencia del sistema) y el campo del rotor resulta en fluctuaciones mayores en la potencia de salida, corriente y tensión de la máquina; esto ocasiona que el sistema de protección aisle la máquina inestable del resto del sistema.

La pérdida del sincronismo puede ocurrir entre una máquina y el resto del sistema o entre grupos de máquinas. En este último caso el sincronismo puede ser mantenido dentro de cada grupo luego de su separación de los otros.

La operación síncrona de máquinas síncronas interconectadas es en cierto modo análogo a varios vehículos movilizándose dentro de una pista circular y estando conectados elásticamente entre cada uno de ellos o unidos por bandas elásticas. Los vehículos representan los rotores de las máquinas síncronas y las bandas elásticas son analogías de las líneas de transmisión. Cuando todos los vehículos se movilizan manteniendo su posición lateral respecto a los otros, las bandas elásticas permanecen intactas. Si una fuerza aplicada a alguno de los vehículos provoca que incremente su velocidad temporalmente, las bandas elásticas que lo conectan a los otros vehículos se estirarán; esto tiende a reducir la velocidad del vehículo más rápido y aumentar la velocidad de los otros. Acontece una reacción en cadena hasta que todos los vehículos se movilizan manteniendo permanentemente sus posiciones laterales relativas. Si la fuerza aplicada en una de las bandas elásticas excede su resistencia, se quebrará y uno o más vehículos se alejarán de los otros vehículos.

### **Clasificación**

La estabilidad de sistemas de potencia es un único problema; sin embargo, es impráctico estudiarlo como tal. La inestabilidad de un sistema de potencia puede tomar diferentes formas y puede ser influenciada por un amplio rango de factores. El análisis de los problemas de estabilidad, la identificación de los factores esenciales que contribuyen a la inestabilidad, y la formación de métodos para mejorar la operación estable son grandemente facilitados mediante la clasificación de la estabilidad en categorías apropiadas. Éstas están basadas en las siguientes consideraciones:

- La naturaleza física de la inestabilidad resultante;
- El tamaño de la perturbación considerada;
- Los dispositivos, procesos, y el lapso de tiempo que deben tomarse en consideración para determinar la estabilidad; y

- El método más apropiado de cálculo y predicción de estabilidad.

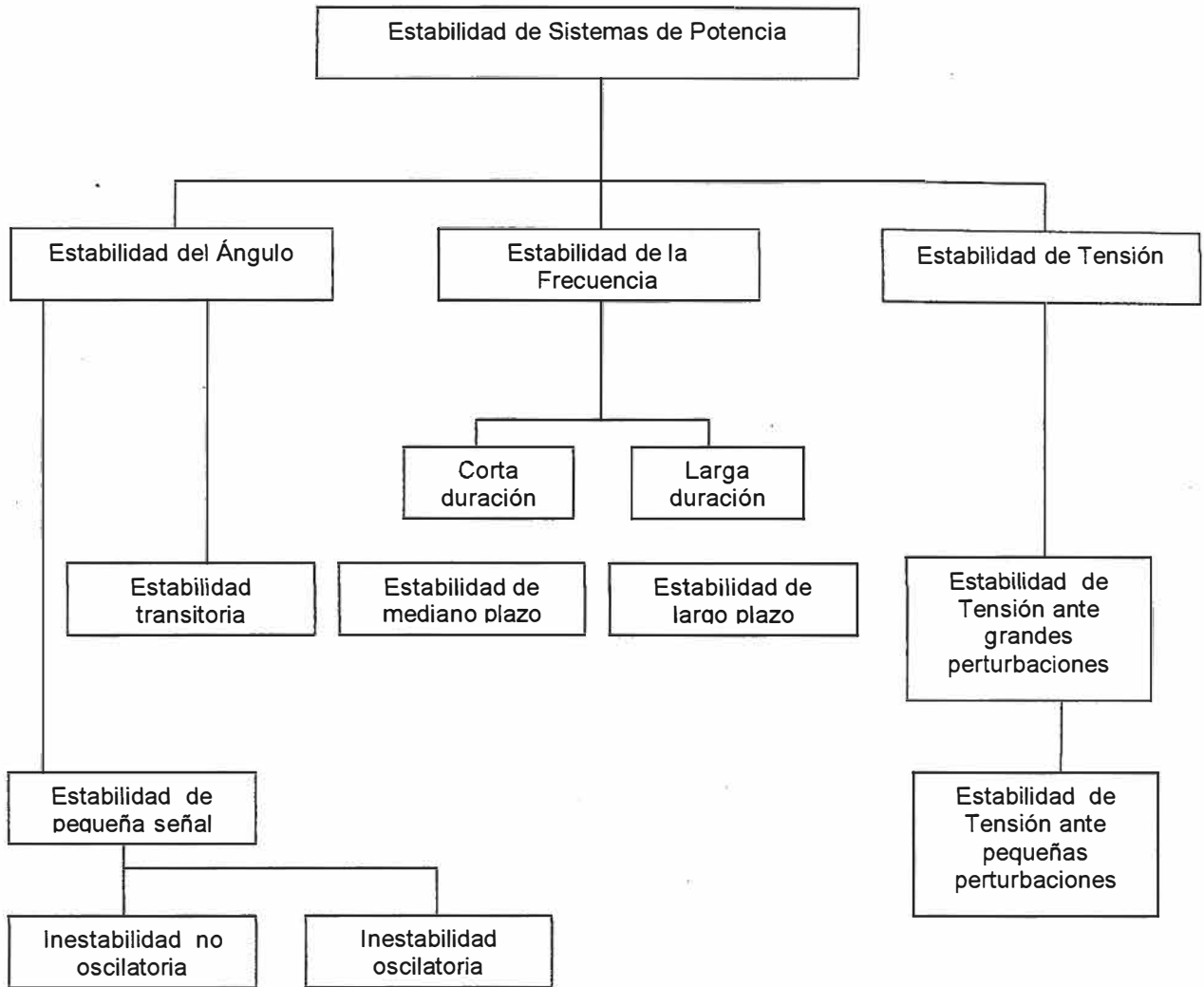
La Figura 1.1 brinda una visión general del problema de estabilidad en sistemas de potencia, identificando sus clases y subclases en términos de las categorías descritas en la sección previa. Como una necesidad práctica, la clasificación ha sido basada en un número de consideraciones diversas, haciendo complicada la selección clara de distintas categorías y la determinación de definiciones que sean rigurosas y convenientes para un uso práctico. Por ejemplo, existe cierto traslape entre la estabilidad de mediano y largo plazo y la estabilidad de tensión. Con apropiados modelos para las cargas, límites de potencia reactiva de los generadores y cambiadores de tomas de transformadores bajo carga, las simulaciones de estabilidad de mediano y largo plazo son idealmente convenientes para el análisis dinámico de la estabilidad de tensión. Similarmente, existe cierto traslape entre la estabilidad transitoria y la de mediano y largo plazo: las tres usan similares técnicas analíticas para la simulación de la respuesta no lineal en el dominio del tiempo del sistema ante grandes perturbaciones. Aunque las tres categorías tienen que ver con diferentes aspectos del problema de estabilidad, en términos de análisis y simulación son realmente extensiones de uno con el otro sin definición clara de restricciones.

Mientras que la clasificación de la estabilidad de sistemas de potencia es una forma efectiva y conveniente para lidiar con la complejidad del problema, la estabilidad general del sistema debe ser siempre considerada. Las soluciones de los problemas de estabilidad de una categoría no deben estar a la expensa de otra. Es esencial observar todos los aspectos de los fenómenos de la estabilidad y considerar cada aspecto desde diferentes puntos de vista. Esto requiere el desarrollo y el uso inteligente de diferentes tipos de herramientas analíticas. En este aspecto, es de hecho deseable cierto grado de traslape en los fenómenos que están siendo analizados.

La estabilidad de la frecuencia es la habilidad del SEP para mantener frecuencias estacionarias luego de severos eventos que provocan desbalances entre la generación y la carga del sistema. Depende de la habilidad para mantener o recobrar el equilibrio entre la generación y la carga, con un mínimo de desconexión de carga.

La inestabilidad se presenta con oscilaciones sostenidas de la frecuencia que provocan la desconexión (disparo) de unidades de generación y/o cargas por subfrecuencia o unidades de generación por sobrefrecuencia o la formación de sistemas aislados (islas).

Los problemas de inestabilidad de frecuencia están asociados con inadecuadas respuestas de los equipamientos (reguladores de velocidad), inadecuada coordinación de las protecciones especiales de frecuencia o insuficiente reserva de generación en el sistema.



\* Con la disponibilidad de mejores técnicas analíticas que brinden un enfoque unificado para el análisis de dinámicas lentas y rápidas, la distinción entre estabilidad de mediano y largo plazo llega a ser menos significativa,

**Fig. 1.1 Clasificación de la estabilidad en sistemas de potencia**

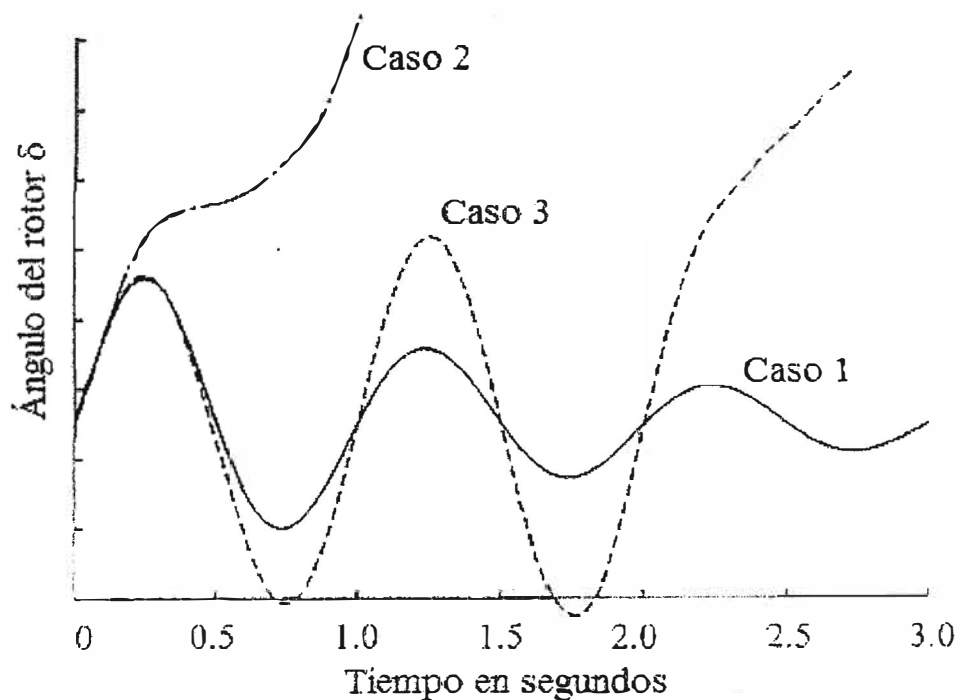
### **Estabilidad de ángulo de rotor**

Por conveniencia en el análisis y para una mejor comprensión en la naturaleza de los problemas de estabilidad, es usual caracterizar los fenómenos de estabilidad del ángulo del rotor en términos de las siguientes dos categorías:

- (a) La Estabilidad de pequeña señal (o de pequeña perturbación) es la habilidad del sistema de potencia para mantener la estabilidad ante pequeñas perturbaciones. Tales perturbaciones ocurren continuamente en el sistema debido a las variaciones en las cargas y en la generación. Las perturbaciones son consideradas suficientemente pequeñas que permiten linealizar las ecuaciones del sistema para propósitos de análisis. La naturaleza de la respuesta del sistema depende de varios factores que incluyen la operación inicial, la fortaleza del sistema de transmisión, y el tipo de controles usados para la excitación del generador.

(b) La estabilidad transitoria es la habilidad del sistema de potencia de mantener sincronismo luego de ser sujeta a una severa perturbación transitoria. La respuesta resultante del sistema involucra grandes rangos de los ángulos del rotor del generador y está influenciada por la relación no lineal de potencia-ángulo. La estabilidad depende tanto del estado de operación inicial del sistema y de la severidad de la perturbación. Usualmente, el sistema es alterado de tal forma que la operación en estado permanente posterior a la perturbación difiere del estado anterior.

El sistema está expuesto a una amplia gama de grados de severidad de perturbaciones y también variables probabilidades de ocurrencia. Sin embargo, el sistema está diseñado y operado para mantener estable para un grupo predeterminado de contingencias. Las contingencias usualmente consideradas son cortocircuitos de diferentes tipos: fase a tierra, dos a fases a tierra, o trifásicos. Se asume que usualmente ocurrirán en las líneas de transmisión, pero ocasionalmente también se consideran fallas en barras o en transformadores. Se asume que las fallas son liberadas mediante la apertura de interruptores apropiados para aislar el elemento fallado. En algunos casos, se puede asumir el recierre a alta velocidad.



**Fig. 1.2 Respuesta del ángulo del rotor para perturbaciones transitorias**

La Figura 1.2 ilustra el comportamiento de una máquina síncrona para situaciones estables e inestables. Se muestra las respuestas del ángulo del rotor para un caso estable y para dos casos inestables. En el caso estable (Caso 1), el ángulo del rotor se

incremento hasta un máximo, luego decrece y oscila con amplitud decreciente hasta que alcanza el estado permanente. En el caso 2, el ángulo del rotor continúa su incremento a ritmo constante hasta que se pierde el sincronismo. Esta forma de inestabilidad es referida como inestabilidad de primera oscilación y es causada por insuficiente torque sincronizante. En el caso 3, el sistema estable en la primera oscilación pero llega a ser inestable como resultado de oscilaciones crecientes conforme se acerca el estado final. Esta forma de inestabilidad generalmente ocurre cuando la condición de estado permanente post falla es en sí misma no estable de “pequeña señal”, y no necesariamente como resultado de la perturbación transitoria.

En estudios de estabilidad transitoria el periodo de estudio de interés está usualmente limitado al rango de 3 a 5 segundos posteriores a la perturbación, aunque podría extenderse a alrededor de diez segundos para sistemas muy grandes con modos de oscilación predominantemente inter-áreas.

También se ha usado ampliamente el término estabilidad dinámica en la literatura como una clase de estabilidad del ángulo del rotor. Sin embargo, ha sido usado por diferentes autores para indicar diferentes aspectos del fenómeno. En la literatura norteamericana, ha sido usado mayormente para indicar la inestabilidad de pequeña señal en la presencia de dispositivos de control automáticos (básicamente reguladores de tensión del generador) como distinta a la clásica estabilidad de estado permanente sin controles automáticos. En la literatura francesa y alemana, ha sido usado para indicar lo que hemos nominado aquí como estabilidad transitoria. Puesto que el uso del término estabilidad dinámica ha resultado en mucha confusión, tanto el CIGRÉ como el IEEE han recomendado que no sea usado.

### **1.3 Estabilidad de mediano y largo plazo**

Los términos de estabilidad de largo plazo y estabilidad de mediano plazo son relativamente nuevos para la literatura de estabilidad de sistemas de potencia. Fueron introducidos como un resultado de la necesidad de lidiar con problemas asociados con la respuesta dinámica de los sistemas de potencia a afectaciones severas. Este tipo de afectaciones resultan en grandes excursiones de tensión, corriente y flujos de potencia que requieren acciones de lentos procesos, controles y protecciones no modelados en estudios convencionales de estabilidad transitoria. Los tiempos característicos de los procesos y dispositivos activados por las grandes variaciones de tensión y frecuencia fluctúan desde algunos segundos (las respuestas de dispositivos tales como protecciones y controles de generadores) a algunos minutos (las respuestas de dispositivos tales como sistemas de suministro de energía para la máquina motriz y reguladores de carga-tensión).

El análisis de estabilidad de largo plazo asume que las oscilaciones de potencia sincronizante entre máquinas han cesado, siendo el resultado una uniforme frecuencia del sistema. El enfoque está en los fenómenos más lentos y de larga duración que acompañan las perturbaciones de gran escala y en los grandes y sostenidos desajustes resultantes entre la generación y el consumo de potencia activa y reactiva. Estos fenómenos incluyen: la dinámica de la caldera de las unidades térmicas, la dinámica de la tubería forzada y el resto de ductos de las unidades hidroeléctricas, el control automático de generación, los controles y protección de los sistemas de transmisión y de generación, la saturación de transformadores, y los efectos de la frecuencia no nominal en las cargas de la red.

La respuesta de mediano plazo representa la transición entre las respuestas de corto y largo plazo. En los estudios de estabilidad de mediano plazo, el enfoque está en las oscilaciones de potencia sincronizante entre máquinas, incluyendo los efectos de algunos de los fenómenos más lentos, y posiblemente grandes excursiones de tensión y frecuencia.

Los rangos típicos de periodos de tiempo son los siguientes:

- Corto plazo o transitorio: 0 a 10 segundos
- Mediano Plazo: 10 segundos a algunos minutos
- Largo plazo: Algunos minutos a 10 ó más minutos

Sin embargo, se debe anotar que la distinción entre la estabilidad de mediano y largo plazo está primordialmente basada en los fenómenos que son analizados y el sistema de representación usado, particularmente respecto a los transitorios rápidos y oscilaciones entre máquinas, antes que el periodo de tiempo involucrado.

Generalmente, los problemas de estabilidad de mediano y largo plazo están asociados con inadecuadas respuestas del equipamiento, mala coordinación del equipamiento de control y protección, o insuficiente reservas de potencia activa/reactiva.

La estabilidad de largo plazo usualmente tiene que ver con la respuesta del sistema a grandes perturbaciones que involucran contingencias más allá de los criterios normales para el diseño de sistemas. Esto podría conllevar a una división en cascada del sistema de potencia en una determinada cantidad de islas separadas con los generadores en cada isla conservando el sincronismo. En este caso, la estabilidad es una cuestión de que cada isla alcance un estado aceptable de equilibrio operativo con mínimas pérdidas de carga. Esto es determinado por la respuesta global de toda la isla como es evidenciado por la frecuencia promedio, más que por el movimiento relativo de las máquinas. En un caso extremo, el sistema y las protecciones de las unidades podrían agravar una situación adversa y conducir a un colapso total o parcial de la isla.

Hay limitada experiencia y literatura relacionada al análisis de estabilidad de mediano y largo plazo. A mayor experiencia y mejora de las técnicas de análisis para simulación de fenómenos lentos así como rápidos, la distinción entre la estabilidad de mediano y largo plazo llega a ser menos significativa.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO NORMATIVO**

En el capítulo anterior se clasificó la estabilidad de sistemas de potencia en estabilidad del ángulo, estabilidad de la frecuencia y estabilidad de tensión. En el presente informe se tratan los problemas relacionados a la estabilidad de la frecuencia que se presentan en el SEIN y sus esquemas de protección que lo salvaguardan ante perturbaciones que provocan el desbalance entre la generación y la demanda de electricidad. El Esquema de Protección utilizado en el SEIN es el Esquema de Rechazo Automático de Carga y Generación (ERACG). En el presente capítulo se muestran los aspectos normativos peruanos asociados al ERACG.

#### **2.1 Marco Normativo**

La normativa peruana establece que el Esquema Especial de Protección que se usa en el SEIN es el ERACG. Para la obtención de estos esquemas de protección se requiere de un estudio cuyos resultados serán implementados por las empresas integrantes del SEIN. Para que esto se lleve a cabo de manera efectiva, se requiere de un marco normativo que establezca las responsabilidades de cada ente así como de un organismo que fiscalice su cumplimiento.

En el marco normativo peruano esta comprendido la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, [3] aprobado el 22 de febrero de 2005 con Resolución Directoral N.º 014-2005-EM/DGE por la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, y la Resolución OSINERGMIN N.º 489-2008-OS/CD “Procedimiento para supervisar la implementación y actuación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación” [4] aprobada el 11 de julio de 2008 por el Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin).

En las normativas descritas se establecen los actores que participan del Estudio, la implementación y actuación de los esquemas, y la fiscalización de su cumplimiento.

#### **2.2 La Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados**

La Norma Técnica para la Coordinación de la Operación de Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI), en su numeral 7.2 establece lo siguiente:



“La DOCOES elaborará anualmente el estudio para establecer los esquemas de rechazo automático de carga y reconexión automática de carga para prever situaciones de inestabilidad. Estos esquemas son de cumplimiento obligatorio y son comunicados por la DOCOES a todos los Integrantes del Sistema antes del 30 de septiembre de cada año, quienes lo implantarán antes del 31 de diciembre del mismo año”.

En el numeral 7.3, sobre la desconexión automática de generación, la NTCOTRSI establece lo siguiente:

“La DOCOES elaborará anualmente los estudios necesarios para establecer los esquemas de desconexión automática de unidades de generación para evitar inestabilidad en el sistema. Estos esquemas de desconexión automática de generación son de cumplimiento obligatorio y deben ser comunicados por la DOCOES a todos los Integrantes del Sistema antes del 30 de septiembre de cada año, quienes lo implantarán antes del 31 de diciembre del mismo año”.

Según lo indicado en la NTCOTRSI, el 30 de septiembre de 2008 el COES comunicó a los Integrantes del Sistema su «Estudio de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN» [5] en el que estableció los siguientes esquemas: Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (RACMF), Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión (RACMT) y Desconexión Automática de Generación por Sobrefrecuencia (DAGSF). Estos esquemas debieron ser implementados por los Integrantes del SEIN mediante el uso de relés de frecuencia y tensión.

Asimismo, la NTCOTRSI, en su numeral 7.2.5 establece lo siguiente:

“El OSINERG fiscalizará el cumplimiento de la implementación de los esquemas de rechazo y reconexión automática de carga, así como los plazos establecidos. La DOCOES informará al OSINERG semestralmente, la actuación del esquema de rechazo y reconexión automática de carga de cada Integrante del Sistema definido por el estudio de la DOCOES”.

Y en el numeral 7.3.4, lo siguiente:

“El OSINERG fiscalizará el cumplimiento de la implementación de los esquemas de desconexión automática de generación, así como los plazos establecidos. El Coordinador verificará la operación del esquema de desconexión automática de carga de cada integrante del Sistema definido por el estudio de la DOCOES, y reportará al OSINERG los resultados al final del primer y tercer trimestre de cada año”.

La NTCOTRSI establece que el Osinergmin es el organismo encargado de la fiscalización de la implementación y actuación del ERACG. Esta fiscalización se lleva a cabo mediante la aplicación de la Resolución OSINERGMIN N° 489-2008-OS/CD —que se presenta en el siguiente numeral— y mediante inspecciones de campo a los Integrantes del Sistema

para verificar la implementación de los esquemas. La labor de Osinergmin también se lleva a cabo de acuerdo a lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento. El literal d y f del artículo 31° del Decreto Ley N.° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas [6], establece lo siguiente:

“Los concesionarios de generación, transmisión y distribución están obligados a d) presentar la información técnica y económica a los organismos normativos y reguladores en la forma y plazos fijados en el Reglamento; y f) facilitar las inspecciones técnicas a sus instalaciones que dispongan los organismos normativos reguladores”.

El literal p del artículo 201° del Decreto Supremo N.° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas [7], establece lo siguiente:

“El OSINERG sancionará a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación y/o transmisión y/o distribución de energía eléctrica, y/o clientes libres, así como al COES cuando incumpla sus obligaciones previstas en la Ley, el Reglamento o las normas técnicas, con multas equivalentes al importe de 100 000 a 2 000 000 kilovatios-hora, en los siguientes casos, según corresponda: p) por incumplimiento de las normas y disposiciones emitidas por el Ministerio, la Dirección, el OSINERG y la Comisión”.

Con estos mecanismos legales descritos, el Osinergmin tiene la autoridad para supervisar el cumplimiento de lo establecido en la NTCOTR y sancionar a las empresas que la incumplan.

### **2.3 Resolución OSINERGMIN N° 489-2008-OS/CD**

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), creado el 31 de diciembre de 1996 mediante la Ley 26734, es el organismo encargado de regular, supervisar y fiscalizar, en el ámbito nacional, el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería, así como el cumplimiento de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del medio ambiente en el desarrollo de dichas actividades. Además, que la sociedad reciba un adecuado abastecimiento de energía y que las actividades supervisadas por Osinergmin se realicen en forma segura y con cuidado del medio ambiente.

El Osinergmin tiene una función normativa de carácter general dentro de su ámbito de competencia, la cual es ejercida por su Consejo Directivo a través de resoluciones. El 11 de julio de 2008 se aprobó la Resolución OSINERGMIN N.° 489-2008-OS/CD “Procedimiento para Supervisar la implementación y actuación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación” que fue publicada en el diario oficial El Peruano [4].

La Resolución establece el Procedimiento mediante el cual se deben llevar a cabo las actividades para la elaboración del Estudio del ERACG, la implementación de los esquemas y la remisión de la información de su respectiva actuación. El Procedimiento esta constituido por las siguientes etapas:

- Verificación de la Entrega de Información para la Ejecución del Estudio
  - Actualización del modelo dinámico del SEIN
- Verificación de la Aprobación del Estudio elaborado por el COES
  - Definición de las especificaciones técnicas de los Esquemas de RACG.
  - Entrega de las especificaciones técnicas de los Esquemas de los Integrantes del SEIN
  - Observaciones de los Integrantes.
  - Absolución de observaciones por el COES y definición de las especificaciones técnicas del esquema requerido.
- Verificación del proceso de implementación de los esquemas de RACG.
  - Propuesta presentada por los Clientes.
  - Aplicación de propuesta de esquemas.
  - Implementación de los esquemas de RACG.
- Evaluación de la actuación de los esquemas de RACG.
  - Actuación del ERACMF.
  - Actuación del ERACMT.
  - Actuación del EDAGSF.
  - Mantenimiento de Principio de Equidad.

La primera etapa de supervisión definida en el Procedimiento se refiere a la actualización del modelo dinámico del SEIN. Para esto los Integrantes del SEIN deben entregar a COES [8] información de sus instalaciones como diagramas unifilares, demandas proyectadas, descripción de protecciones propias por tensión, etc.

Luego, con la información entregada por los Integrantes, el COES debe elaborar su estudio en el cual definirá los esquemas de RACMF, RACMT y DAGSF que protegerán al SEIN ante eventos de perturbación de frecuencia y tensión.

Establecido los esquemas automáticos de rechazo de carga y generación, los Integrantes del Sistema deben implementarlos en sus instalaciones mediante el uso de relés de frecuencia y tensión; estos esquemas deben actuar cuando se presenten eventos de perturbación.

## **CAPÍTULO III**

### **EVENTOS DE GRAN ENVERGADURA**

En este capítulo se muestra un resumen de los eventos de perturbación de frecuencia que se presentaron en el SEIN durante el 2009. A través del desenlace de estos eventos se puede notar si los esquemas definidos en el Estudio de Rechazo Automático de Carga y Generación (RACG) de ese año fueron adecuados. Para entender la importancia de los eventos, es importante que previamente se describa la configuración del sistema en el 2009 en cuanto a las zonas operativas, equipos de generación y transmisión que lo componen.

#### **3.1 Configuración del SEIN**

El SEIN es un sistema eléctrico que se caracteriza por ser radial. Para analizarlo se lo puede dividir en zonas operativas. Pero también se deben tomar en cuenta que la configuración del SEIN está sujeta a continuos cambios debido al desarrollo de nuevos proyectos de generación y transmisión así como el incremento de la demanda. A continuación se describen las zonas operativas en las que se divide el SEIN así como los nuevos equipos de generación y transmisión que entraron en servicio el año 2009

##### **3.1.1 Zonas operativas**

En el Estudio de RACG 2009 [5] elaborado por el COES, se dividió el SEIN en zonas operativas coherentes tanto en la parte eléctrica tradicional como en la económica de la oferta y la demanda. Estas zonas fueron denominadas como Norte, Centro y Sur. La Zona Norte se inicia desde la subestación de Chimbote y comprende a Trujillo, Chiclayo, Piura hasta Tumbes; la Zona Centro desde la subestación Paramonga hacia el sur hasta Mantaro y Restitución; y la Zona Sur desde la subestación Cotaruse hacia Arequipa, Cuzco, Tacna hasta Puno. En la Figura 3.1 se observa que la interconexión de zonas se da con las líneas Paramonga Nueva-Chimbote de 220 kV que enlaza la Zona Centro con la Zona Norte y la línea Mantaro-Socabaya que enlaza la Zona Centro con la Zona Sur.

En el futuro, esta configuración del SEIN experimentará un cambio importante debido a que Perú y Brasil están desarrollando nuevos proyectos hidroeléctricos de gran magnitud en nuestra Amazonía. Debido a su ubicación geográfica, esta nueva zona podría

denominarse Zona Oriente y para conectarse al SEIN con la Zona Centro o Zona Sur será necesario el desarrollo correspondiente de la transmisión en niveles de 500 kV.

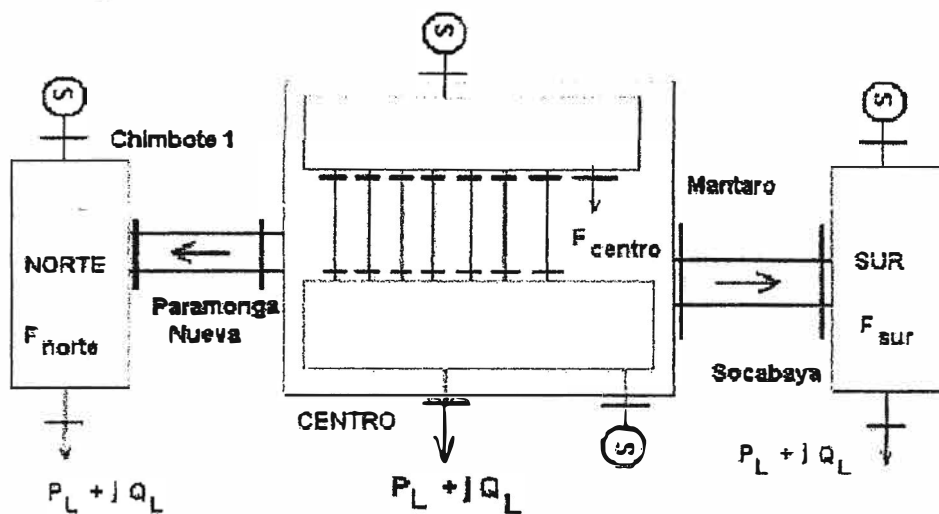


Fig. 3.1 Diagrama Esquemático del SEIN

De otro lado, las zonas operativas presentan un crecimiento en sus redes eléctricas por la interconexión de los sistemas eléctricos aislados con el SEIN; por ejemplo, en el 2009 el sistema aislado Bagua-Jaén se interconectó al sistema a través de una línea de 138 kV con la CH Carhuaquero en la Zona Norte y el sistema aislado de Puerto Maldonado a través de una línea de 138 kV con la CH San Gabán II en la Zona Sur.

### 3.1.2 Generación, Transmisión y Distribución

El SEIN también muestra un crecimiento debido al ingreso de nuevas centrales eléctricas, líneas de transmisión y a la incorporación de proyectos de demanda.

Durante el primer semestre del 2009, la capacidad instalada del SEIN se incrementó en 295,9 MW según la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas (MEM). Este aumento responde a la puesta en operación de las centrales térmicas a gas natural de Kallpa (TG2 de 192,4 MW) y Oquendo (30 MW), y la Central Térmica diesel de Emergencia Trujillo (60 MW); así como también la Central Hidroeléctrica Poechos II (10 MW) y la Central Hidroeléctrica Santa Cruz (3,5 MW).

En las Tablas N° 3.1, 3.2 y 3.3 se muestran los cambios importantes en la configuración del SEIN durante el 2008-2009 que fueron tomados en cuenta para el Estudio de RACG del año 2009 por el COES: el incremento de generación, los proyectos y refuerzos de transmisión y las ampliaciones de carga de los usuarios libres. Entre los más importantes se puede observar el ingreso de la unidad TG2 de la C.T. Kallpa y la ampliación de carga de los usuarios libres Aceros Arequipa, Quimpac y Refinería Cajamarquilla, todas se ubican en la Zona Centro.

TABLA N° 3.1 INCREMENTO DE GENERACIÓN 2008-2009

Ingreso	Zona operativa	Proyectos de generación	Potencia (MW)
Ago 2008	Sur	C.H. La Joya	9.6
Oct 2008	Norte	C.H. Carhuaquero 5	5.5
Nov 2008	Sur	Traslado y conversión a Gas Natural de TT.GG. de C.T. Mollendo	73
Nov 2008	Sur	Traslado y conversión a Gas Natural de TT.GG. de C.T. Calana	26
Jun 2009	Norte	C.H. Poechos II	10
Jul 2009	Centro	C.T. Kallpa TG2	176
2009	Centro	C.T. Oquendo	30
2009	Norte	C.T. Trujillo	60
Jun 2009	Norte	C.H. Santa Cruz	3.5

TABLA N° 3.2 PROYECTOS Y REFUERZOS DE TRANSMISIÓN 2008-2009

Ingreso	Zona operativa	Proyectos y refuerzos de transmisión		Características
2008	Centro	S.E. Santa Rosa (Luz del Sur)	Cambio de transformadores	Situación final: 180 + 120 MVA
2008	Centro	S.E. Chavarría	Cambio de transformadores	Situación final: 2 x 180 + 120 MVA
2008	Centro	S.E. Santa Rosa (Edelnor)	Cambio de transformadores	Situación final: 2 x 120 MVA
2008	Centro	S.E. Santa Rosa (Edelnor)	Nuevos bancos de capacitores	2 x 20 MVAR, 60 kV
2008	Centro	S.E. Chavarría	Nuevos bancos de capacitores	2 x 20 MVAR, 60 kV
Avenida 2009	Sur	S.E. Juliaca	Transformador adicional	50/50/30 MVA, 138/22.9/10 kV
Avenida 2009	Sur	S.E. Marcona	Transformador adicional	75/75/30 MVA, 220/62.3/10.3 kV
Avenida 2009	Centro	S.E. Ica	Transformador adicional	50/50/30 MVA, 210/62.3/10.3 kV
Avenida 2009	Sur	L.T. Puno-Tucari	Nueva línea para alimentar carga de 2.6 MW	60 kV, 92 km
Avenida 2009	Sur	L.T. San Gabán-Mazuko-Puerto Maldonado	Nueva línea para integrar sistema aislado de 8 MW	145 kV, 225 km
Avenida 2009	Centro	S.E. Barsi	Cambio de transformadores	Situación final: 2x85+180 MVA
Avenida 2009	Centro	S.E. Chillón	Cambio de transformadores	Situación final: 2x120 MVA

Ingreso	Zona operativa	Proyectos y refuerzos de transmisión		Características
Estiaje 2009	Norte	L.T. Tocache-Juanjui-Bellavista	Nueva línea para integrar sistema aislado de 33 MW	138 kV, 148 km

**TABLA N° 3.3 AMPLIACIONES DE CARGA DE USUARIOS LIBRES 2008-2009**

Ingreso	Zona operativa	Cliente	Demanda prevista
Avenida 2009	Centro	Aceros Arequipa	120 MW en HFP 20 MW en HP
Estiaje 2009	Centro	Quimpac (Oquendo)	50 MW en HP 23 MW en HP
Estiaje 2009	Centro	Refinería de Cajamarquilla	188 MW en HFP 70 MW en HP

### 3.2 Eventos de gran envergadura en el SEIN

Antes de describir los eventos de RACG del año 2009, se presentan dos eventos de gran envergadura ocurridos en el SEIN. El primero es la desconexión de la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo en el 2006, que activó completamente (todas las etapas) el Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF). El segundo evento fue la desconexión de la línea de transmisión Mantaro Socabaya de 220 kV en el 2007 que activó el Esquema de Desconexión Automática de Generación por Sobrefrecuencia (EDAGSF) en las zonas Centro y Norte y el ERACMF en la zona Sur.

En estos dos eventos se podrá apreciar la utilidad e importancia de la implementación del ERACG para el SEIN.

#### 3.2.1. Desconexión del Complejo Hidroeléctrico del Mantaro (846 MW)

El 12 de agosto de 2006, se produjo una falla monofásica a tierra en la fase "T" de la línea L-2218 (Campo Armiño – Pachachaca) de 220 kV [9]. Debido al retardo de la actuación de la protección de la línea, la falla se prolongó provocando la actuación de las protecciones de respaldo desconectando las líneas Restitución-Campo Armiño y todos los transformadores de los grupos de la C.H. Santiago Antúnez de Mayolo; con lo cual, desconectaron todos los grupos de generación del Complejo Mantaro (852,7 MW). Posteriormente, la falla fue despejada en las subestaciones de Pachachaca y Campo Armiño, por actuación de su protección de distancia.

Como consecuencia del déficit de potencia activa debido a la desconexión del Complejo Mantaro con 852,7 MW, la frecuencia del SEIN disminuyó de 60,0 Hz hasta 58,4 Hz activando las 7 etapas del ERACMF interrumpiendo un total de 846,44 MW.

En la Figura 3.2 se puede observar el comportamiento de la frecuencia desde el inicio de la falla hasta su recuperación luego de la activación del ERACMF.

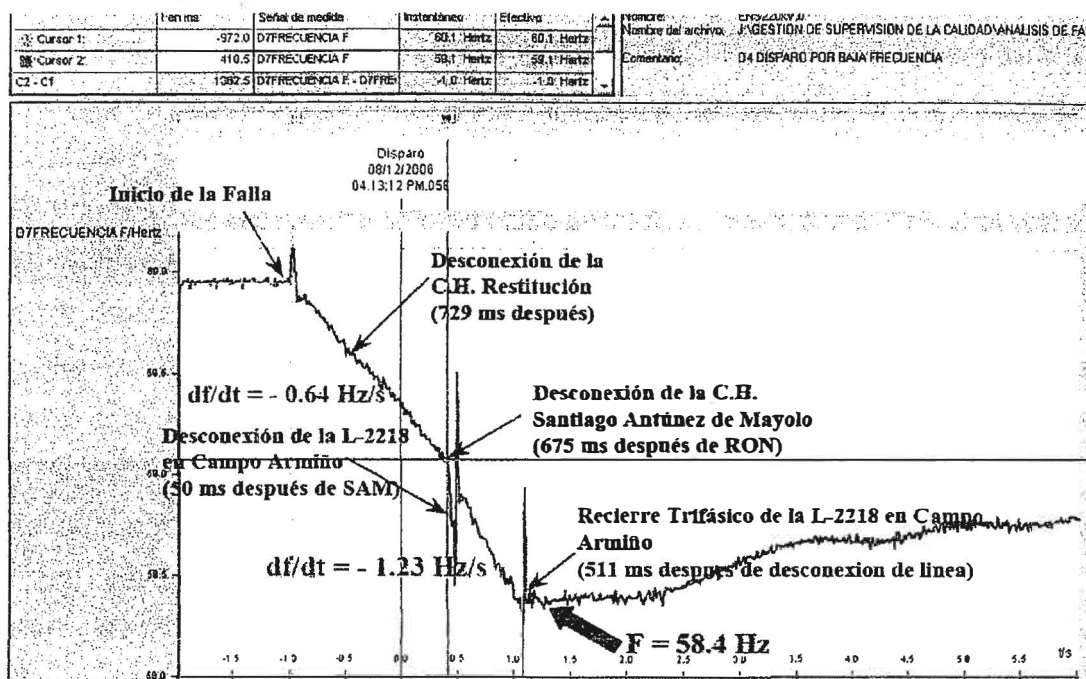


Fig. 3.2 Oscilografía de frecuencia registrada en la subestación Moquegua, que muestra la secuencia de desconexiones

En la Figura 3.3 se compara el comportamiento real que tuvo la frecuencia durante el mismo evento respecto al caso en que no hubiera actuado el ERACMF del SEIN. Se observa que, debido a la actuación del ERACMF, la frecuencia se recupera a valores aceptables; sin embargo, en el caso de que no hubiera actuado, la frecuencia hubiese continuado descendiendo hasta activar las protecciones de baja frecuencia de las unidades generación, con cual colapsaría la frecuencia del SEIN.

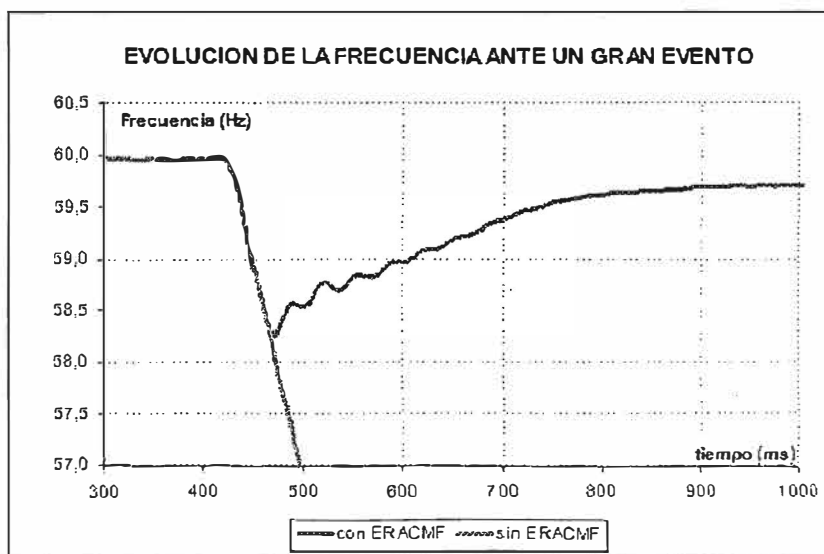


Fig. 3.3 Evolución de la frecuencia ante una gran pérdida de generación



### 3.2.2. Desconexión de la línea de interconexión de las áreas Centro-Norte y Sur (284 MW)

El 18 de marzo de 2007, [10] se produjo una falla trifásica en la línea L-2053 (Cotaruse – Socabaya) de 220 kV y simultáneamente una falla monofásica en la fase “T” de la línea L-2054 (Cotaruse – Socabaya) de 220 kV cuando ambas líneas transportaban 264 MW al área Sur. La falla fue provocada por el contorneo de una cadena de aisladores debido a una sobretensión. La línea L-2053 desconectó en ambos extremos mientras que la línea L-2054 ejecutó un recierre monofásico quedando en vacío. Durante el proceso de recierre, en la subestación Cotaruse desconectó la línea L-2051 (Mantaro – Cotaruse). Como consecuencia, en el área Sur la frecuencia disminuyó desde 60.004 Hz hasta 58.00 Hz lo cual activó el ERACMF interrumpiendo un total de 161.7 MW en esta área. La minera Cerro Verde disminuyó su carga en 122.93 MW. Mientras que en el área Centro-Norte la frecuencia aumentó desde 60.004 Hz hasta 61.755 Hz, desconectando la unidad TG1 de la C.T. Aguaytía con 40 MW por la actuación del EDAGSF. También desconectó la C.H. Chimay con 150 MW por la actuación de su protección de sobrefrecuencia y la unidad TG2 de la C.T. Aguaytía con 85 MW por la protección de potencia inversa. La minera Pierina y Shougang disminuyeron sus cargas en 6.48 MW y 4.50 MW respectivamente, debido a la actuación de protecciones internas.

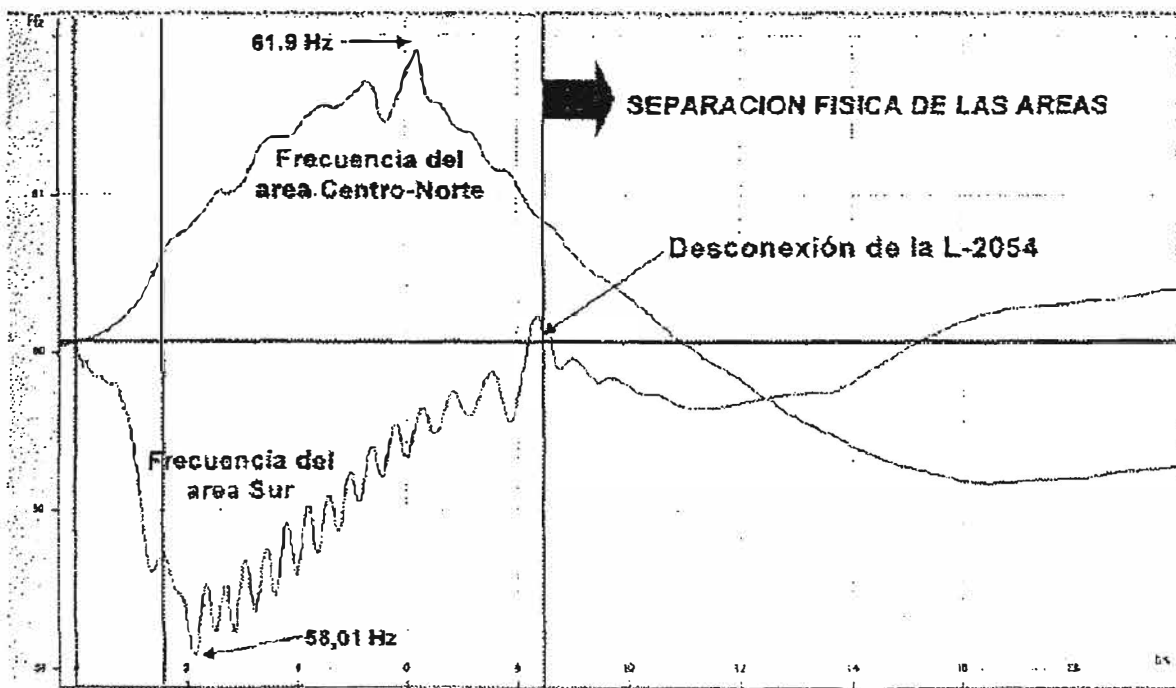


Fig. 3.4 Registro de frecuencias de las áreas Centro-Norte y Sur durante la pérdida de sincronismo del área Sur.

En la Figura 3.4 se puede observar que, después del evento de perturbación, la frecuencia del área Centro-Norte se elevó hasta 61.9 Hz y luego —debido a la desconexión de la unidad TG1 de Aguaytía por activación del EDAGSF— disminuyó a valores de operación normal. Asimismo, en el área Sur la frecuencia disminuyó hasta 58.01 Hz y debido a la activación del ERACMF esta se recuperó a valores de operación normal.

### **3.3 Eventos de RACG del SEIN en el año 2009**

En el año 2009 se presentaron 28 eventos con activación del ERACG, 22 fueron por activación del ERACMF y 6 por activación del EDAGSF. No se presentó ningún evento de actuación del ERACMT.

En el Anexo N.º 01 se muestra la relación completa de eventos con activación del ERACG ocurridos en el año 2009. Esta información fue obtenida del Portal del Osinergmin (Procedimiento N.º 489 de Rechazo Automático de Carga y Generación) y del Portal del COES (Sistema SICOES – Análisis de Fallas).

De los eventos de RACMF presentados en el Anexo N.º 01, el más severo ocurrió el 7 de marzo cuando se desconectó intempestivamente la C.H. Santiago Antúnez de Mayolo con 589,8 MW de generación debido a un cortocircuito en los servicios auxiliares de 220 Vcc del sistema de mando el cual fue ocasionado por la intervención accidental del personal de un contratista de la empresa Electroperú cuando realizaba una inspección y seguimiento del cableado como trabajo previo para la modernización de los servicios auxiliares de la central. Este evento llegó a activar hasta la 4ta etapa de la función umbral de frecuencia del ERACMF; además, en el área Norte se activó la función derivada de frecuencia hasta la 3ra etapa.

Por otro lado, el evento más frecuente fue la desconexión de la C.T. Ventanilla que salió de servicio hasta en 6 oportunidades. La desconexión más importante de esta central ocurrió el 12 de noviembre cuando generaba 468.35 MW, lo cual provocó que el esquema se activará hasta la 2da etapa de la función umbral de frecuencia del ERACMF rechazando 321.33 MW.

El segundo evento de mayor ocurrencia fue la desconexión de la línea de interconexión del área Centro con el área Sur (Mantaro-Socabaya). El más importante ocurrió el 23 de septiembre, ya que la separación de las áreas provocó que se activará el ERACMF del área Sur hasta la 4ta etapa desconectando 120.88 MW y en el área Centro no se activó el EDAGSF porque la frecuencia llegó hasta 60.915 Hz.

En cuanto a la activación del EDAGSF, de los 6 eventos ocurridos el que más se presentó fue la desconexión del Grupo 2 de la C.H. Machupicchu que se paralizó hasta en 3 oportunidades. Este evento se asocia a desconexiones en las líneas L-1001

(Machupicchu - Cachimayo) y L-1002 (Machupicchu – Quencoro) de 138 kV que conectan la C.H. Machupicchu con el SEIN.

Con respecto a la activación del ERACMT, en el 2009 no se registró ningún evento.

En todos los eventos con activación del ERACG ocurridos en el año 2009, el SEIN no perdió la estabilidad de la frecuencia. Estos resultados dependen del grado de implementación de los esquemas por parte de los Integrantes del Sistema. En el siguiente capítulo se explica el funcionamiento de los Esquemas Especiales de Protección.

## CAPÍTULO IV

### ESQUEMAS ESPECIALES DE PROTECCIÓN DEL SEIN

Los Esquemas Especiales de Protección del SEIN (EEP) están instalados para evitar el colapso del sistema eléctrico debido a una perturbación de frecuencia, ya que detectada la causa de falla, toman acción inmediata para detener su caída y de ser necesario revertirla.

En este capítulo se expone una breve teoría de los EEP, su clasificación y técnicas de implementación. Luego se describe los Esquemas de Protección definidos por el COES en cumplimiento de lo establecido en la normativa que se explicó en el Capítulo II.

#### **4.1. Esquemas Especiales de Protección (EEP)**

Para hacer frente a un déficit de potencia provocado por un evento severo, en el SEP debe utilizarse [11]:

- Reserva de las masas rotantes (energía cinética de la inercia del sistema). Su actuación es inmediata y evita por unos instantes que la frecuencia varíe. Esta característica del SEP está determinada por la constante de inercia total del sistema.
- Regulación primaria de frecuencia. Su actuación se produce luego de algunos segundos hasta los primeros minutos. Compensa parte de la potencia perdida mediante la acción local de los reguladores de velocidad de las unidades de generación.
- Regulación secundaria de frecuencia. Su actuación se manifiesta luego de varios minutos. Este tipo de regulación asume la restitución de la potencia perdida debido al evento.

A lo anterior se añade un efecto «amortiguante» debido a la dependencia de la carga con la variación de la frecuencia.

Ante un evento severo con perturbación de la frecuencia la respuesta de la regulación de la frecuencia es de varios minutos. Por ello es necesario proveer al SEP de un Esquema Especial de Protección (EEP) cuya actuación se desarrolle en los primeros instantes del evento (milisegundos).

El Esquema Especial de Protección esta definido como [12] "un esquema de protección que se diseña para detectar una condición particular del sistema que se sabe provoca un esfuerzo inusual al sistema de potencia y requiere la toma de un cierto tipo de acción

predeterminada para contrarrestar la condición observada de una manera controlada. En algunos casos, los Esquemas Especiales de Protección se diseñan para detectar una condición del sistema que se sabe causa inestabilidad, sobrecarga o colapso de tensión. Las acciones prescritas pueden requerir la apertura de una o más líneas, la desconexión (disparo) de generadores, incremento 'ramping' de las transferencias de energía en enlaces HVDC, rechazo o desconexión intencional de la carga u otras medidas que alivien el problema detectado".

#### 4.1.1. Clasificación de los EEP

Los EEP generales se pueden clasificar de la siguiente manera [12]:

- Esquemas de frenado dinámico.
- Control discreto del forzamiento del campo en el sistema de excitación.
- Esquema de separación controlada de sistemas.
- Esquemas de rechazo de carga.
- Esquemas de inserción de capacitores en serie.
- Cierre rápido de válvulas (fast valving).
- Esquemas de desconexión automática de generadores.
- Controles discretos en sistemas HVDC.

Según la NTCOTRSI referida en el Capítulo II de Normativas, los EEP que el COES debe establecer anualmente son: Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF), Esquema de Desconexión Automática de Generación por Sobrefrecuencia (EDAGSF) y Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión (ERACMT). Desde el año 2003 el COES viene realizando estudios de Rechazo de Carga/Generación del SEIN [13], [14], [5], para definir las especificaciones técnicas y los ajustes de estos Esquemas Especiales de Protección del SEIN.

#### 4.1.2. Técnicas para la implementación de un ERACMF

Técnicas comunes utilizadas para implementar un ERACMF [15]:

- a) ERACMF con interruptor enclavado. Su operación se produce al recibir una señal de pérdida de una interconexión o por la desconexión de una central o unidad de generación. El inconveniente es que sólo cuenta con un estado de rechazo de carga, por lo que la cantidad rechazada no es la óptima, además de depender de un sistema de comunicación. Este tipo de esquema puede ser usado donde la velocidad de actuación sea necesaria para evitar el colapso de un sistema.
- b) ERACMF con relés de mínima frecuencia, de uso común y general en SEP tanto pequeños como de gran tamaño. Su operación se produce cuando la frecuencia está por debajo de cierto valor (umbral) durante cierto tiempo (temporización). En este

tipo de protección la magnitud de carga a rechazar podría ser insuficiente o excesiva.

- c) ERACMF centralizado mediante un Controlador Lógico Programable (PLC), dotado de cierta inteligencia para realizar cálculos rápidos para estimar la severidad del evento y ejecutar el disparo de ciertos alimentadores. Se caracteriza por ser rápido y más exacto en la cantidad de carga a rechazar. Sin embargo, sus desventajas radican en su dependencia del sistema de comunicaciones, el cual debido al territorio que abarca el sistema peruano, tendría poca confiabilidad.

Además de estas técnicas, existe el rechazo automático de carga por derivada de la frecuencia, como complemento a los relés de mínima frecuencia por umbral, con la finalidad de agilizar la respuesta del rechazo de carga ante eventos severos [16], [17]. El principio del rechazo de carga por derivada de frecuencia es que el valor de la pendiente representa de manera directa la severidad del evento.

Por lo mencionado, el ERACMF más conveniente para el SEIN que el COES eligió en su Estudio de RACG 2009 es el constituido por relés de mínima frecuencia y derivada de frecuencia. Un ERACMF con interruptor enclavado se usaría para SEP no tan complejos como el SEIN y ERACMF centralizado en un PLC sería poco confiable, debido a la extensión del territorio que cubre el SEIN.

#### **4.2. Estudio de Rechazo Automático de Carga y Generación 2009**

El 30 de septiembre de 2008, el COES remitió el Estudio de RACG 2009 [5] a los integrantes del SEIN. En este Estudio se definieron los siguientes esquemas de protección para el SEIN: ERACMF, EDAGSF y el ERACMT. Las Especificaciones Técnicas de estos esquemas se muestran en la Tabla N° 4.1.

##### **4.2.1. Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia**

En las Especificaciones Técnicas del ERACMF se ha definido un esquema diferente para cada zona operativa del SEIN (Zona Norte, Zona Centro y Zona Sur). Estos deben ser implementados mediante relés que tengan función de umbral de frecuencia y función derivada de frecuencia. A continuación se describen las especificaciones de los esquemas.

##### **Criterios para los relés de umbral de frecuencia**

El esquema de rechazo de carga por umbral de frecuencia definido por el COES está caracterizado por el umbral del primer escalón (inicio de los rechazos de carga), el número de etapas, la cantidad de carga a ser rechazada, el paso entre etapas y las temporizaciones.

El primer escalón de rechazo de carga no se encuentra cercano a la frecuencia nominal con la finalidad de permitir que el sistema desarrolle su respuesta natural. El diseño del

TABLA N° 4.1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL ERACG 2009

## Especificaciones de los Esquemas

## 1. Especificaciones del Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF)

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES DE UMBRAL		RELES DE DERIVADA		
		FRECUENCIA (Hz)	TEMPORIZACION (s)	ARRANQUE Hz	PENDIENTE (Hz / s)	TEMPORIZACION (s)
1	5,2%	59,00	0,15	59,8	-0,75	0,30
2	7,8%	58,90	0,15	59,8	-0,75	0,30
3	4,0%	58,80	0,15	59,8	-0,75	0,30
4	10,0%	58,70	0,15	(1) La temporización de los relés de derivada no incluye el tiempo requerido por cada relé para la medición de la derivada de la frecuencia		
5	8,0%	58,60	0,15			
Reposición	2,5% (2)	59,10	30,0	(2) Respaldo para reponer la frecuencia si luego de los rechazos se queda por debajo de 59,1 Hz		

## (a) Zona Norte

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES DE UMBRAL		RELES DE DERIVADA		
		FRECUENCIA (Hz)	TEMPORIZACION (s)	ARRANQUE Hz	PENDIENTE (Hz / s)	TEMPORIZACION (s)
1	5,2%	59,00	0,15	59,8	-1,1	0,15
2	7,8%	58,90	0,15	59,8	-1,1	0,15
3	4,0%	58,80	0,15	59,8	-1,1	0,15
4	10,0%	58,70	0,15	59,8	-1,5	0,15
5	10,0%	58,60	0,15	(1) La temporización de los relés de derivada no incluye el tiempo requerido por cada relé para la medición de la derivada de la frecuencia		
Reposición	2,5% (2)	59,10	30,0			
(2) Respaldo para reponer la frecuencia si luego de los rechazos se queda por debajo de 59,1 Hz				(3) En la Zona Sur, la temporización de los relés de derivada de derivada de las cargas asociadas a las subestaciones Quencoro, Cachimayo, DoloresPata, Machupicchu y Abancay es 0,35 s		
(3) En la Zona Sur, la temporización de los relés de derivada de derivada de las cargas asociadas a las subestaciones Quencoro, Cachimayo, DoloresPata, Machupicchu y Abancay es 0,35 s						

## (b) Zona Sur

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES DE UMBRAL		RELES DE DERIVADA		
		FRECUENCIA (Hz)	TEMPORIZACION (s)	ARRANQUE Hz	PENDIENTE (Hz / s)	TEMPORIZACION (s)
1	5,2%	59,00	0,15	59,8	-0,65	0,15
2	7,8%	58,90	0,15	59,8	-0,65	0,15
3	4,0%	58,80	0,15	59,8	-0,65	0,15
4	3,0%	58,70	0,15	59,8	-1,1	0,15
5	3,0%	58,60	0,15	(1) La temporización de los relés de derivada no incluye el tiempo requerido por cada relé para la medición de la derivada de la frecuencia		
Reposición	2,5% (2)	59,10	30,0			
(2) Respaldo para reponer la frecuencia si luego de los rechazos se queda por debajo de 59,1 Hz				(3) En la Zona Sur, la temporización de los relés de derivada de derivada de las cargas asociadas a las subestaciones Quencoro, Cachimayo, DoloresPata, Machupicchu y Abancay es 0,35 s		
(3) En la Zona Sur, la temporización de los relés de derivada de derivada de las cargas asociadas a las subestaciones Quencoro, Cachimayo, DoloresPata, Machupicchu y Abancay es 0,35 s						

## (c) Zona Centro

## 2. Especificaciones del Esquema de Desconexión Automática de Generación por Sobrefrecuencia (EDAGSF)

CENTRAL	UNIDAD	AJUSTES DE DERIVADA			AJUSTES DE UMBRAL	
		(Hz / s)	(Hz)	(s)	(Hz)	(s)
En condición AND						
C.T. Aguaytia	TG1				61,0	0,0
C.H. Carhuaquero	G3	1,20	60,5	0,5	61,0	15,0
C.H. Callahuanca	G4				61,3	2,0
C.H. Cahua	G2				61,3	3,0
C.T. Tumbes	MAK1	1,80	60,2	0,2	61,3	1,0
C.T. Tumbes	MAK2	1,80	60,2	0,2	61,3	1,0
C.H. Chimay	G1				61,5	1,5
C.H. Chimay	G2				61,5	3,0
C.H. Gallito Ciego	G1				61,5	15,0
T.G. Piura	TG				61,7	0,2
C.T. Malacas	TG1	2,00	60,2	0,4	61,7	0,3
C.T. Malacas	TG2	2,00	60,2	0,6	61,7	0,3
C.H. Cañón del Pato	G2	1,10	60,2	0,5	61,9	0,3
C.H. Machupicchu	G2	3,00	60,5	0,4		
C.H. Gallito Ciego	G2				62,3	0,3
C.H. San Gabán II	G2	1,19	61,0	0,3	62,5	0,3

## 3. Especificaciones del Esquema de Rechazo Automática de Carga por Mínima Tensión (ERACMT)

Subestación	Rechazo (*) (MW)	Ajustes	
		Umbral (**) (kV)	Temporización (seg.)
Balnearios (LDS)	81,6	184,8	10
San Juan (LDS)	49,6	184,8	12
Chavarría (EDN)	69,5	184	10
	67,5	186	20

(\*) Aguas abajo de la subestación

(\*\*) Medición en barras de 220 kV



primer escalón cumple con los requisitos normativos y técnicos. Es por ello que para el SEIN tiene el valor de 59 Hz como primer umbral, para no atentar contra las variaciones súbitas de frecuencia (VSF) y permitir al sistema otorgar su respuesta natural de regulación de frecuencia. Además, 59 Hz es un valor mayor en más de 2,0 Hz respecto a los umbrales de disparo de las protecciones de baja frecuencia de las unidades de generación.

El número de etapas influye en el objetivo de la mínima carga a rechazar, evitando rechazos excesivos. Con más etapas, será menor el rechazo de carga requerido. El paso entre etapas fue seleccionado de acuerdo al sistema, con la condición de que se permita un coordinamiento entre los valores de frecuencia. El valor normal utilizado en diferentes ERACMF es de 0,10 Hz.

Respecto a la temporización, esta tiene un valor que es igual para todas las etapas, con el fin de permitir que el efecto causado por el rechazo de cada etapa en la dinámica del sistema se efectivice antes de que actúe la siguiente etapa. Además se usa para evitar que las oscilaciones que se puedan ocasionar, activen la siguiente etapa innecesariamente. De acuerdo a la dinámica del SEIN, la temporización que se indica en las especificaciones es de 150 ms, con lo cual se cumple con los requisitos mencionados líneas arriba; además, se tiene en cuenta la demora de los interruptores en abrir efectivamente.

La magnitud de carga para el rechazo esta expresada como un porcentaje de la demanda. Este porcentaje de rechazo cumple con el requisito de rechazar la mínima carga necesaria.

#### **Criterios para los relés de derivada de frecuencia**

Las características del rechazo de carga por derivada de frecuencia son similares a las de umbral de frecuencia, con la diferencia de que para todas las etapas el umbral de frecuencia es común. El coordinamiento entre relés se establece mediante los valores de la pendiente.

El umbral de frecuencia se encuentra cerca a la frecuencia de operación con la finalidad de conseguir una rápida acción de este tipo de rechazo. Los valores de ajustes de la pendiente de caída de la frecuencia tienen relación directa con la severidad del evento. De manera similar a los relés de umbral de frecuencia, la temporización especificada evita una actuación innecesaria de la siguiente etapa.

#### **4.2.2. Esquema de Desconexión Automática de Generación por Sobrefrecuencia**

Los eventos en el SEIN que producen sobrefrecuencia son las desconexiones de líneas de transmisión que conectan las áreas operativas del SEIN, las cuales con su

salida crean un déficit de generación en uno de los sistemas aislados formados y un superávit de generación en el otro sistema.

El EDAGSF fue diseñado para garantizar la estabilidad de la frecuencia en los sistemas aislados que se formen luego de eventos que conduzcan a la separación de áreas con fuertes desequilibrios positivos de generación-demanda. En ese sentido, el EDAGSF es conformado con el mínimo número de unidades de generación, tal que con sus desconexiones escalonadas se equilibre los desbalances de potencia en los sistemas aislados, sin provocar descensos en la frecuencia que activen de manera indebida el ERACMF.

La NTCSE establece que la frecuencia normal del SEIN está en el rango de  $60,0 \pm 0,36$  Hz, tolerando excursiones súbitas entre 59,0 y 61,0 Hz, que deberían ser corregidas en el término de 60 s. En ese sentido, en el diseño del EDAGSF el COES ha considerado el valor de 61,0 Hz como un valor referencial para la frecuencia máxima al final del evento. Para llevar la frecuencia a 60 Hz sería suficiente con utilizar la regulación secundaria manual.

#### **4.2.3. Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión**

Los factores que causan la inestabilidad de tensión pueden resumirse en [11]: incremento de la demanda, comportamiento en subtensión de las cargas del tipo motor de inducción, la presencia de generadores muy distantes de los centros de carga, los niveles bajos de la tensión terminal de los generadores, la insuficiencia de compensación reactiva en el sistema de transmisión y el inadecuado factor de potencia de la carga, el restablecimiento de la carga vía la operación de la regulación automática de los transformadores, la pérdida de bancos de capacitores “shunt”, etc.

El rechazo de carga por mínima tensión debe tener inherentemente varias etapas en virtud a que normalmente las barras experimentan tensiones y caídas de tensión diferentes.

Para evitar las sobredesconexiones y para no afectar la selectividad entre las cargas, los relés de mínima tensión deben tener diferentes ajustes de nivel de tensión y temporizaciones. La desconexión de cargas debe ser realizada en alimentadores de 10 kV, aguas abajo de las subestaciones mencionadas.

## **CAPÍTULO V**

### **SUPERVISIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN Y ACTUACIÓN DEL ERACMF DEL SEIN**

En este capítulo se presentan los resultados de la supervisión de la implementación del Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF) a cargo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) en aplicación de la Resolución OSINERGMIN N.º 489-2008-OS/CD, en la cual se establece la metodología de supervisión y para los incumplimientos se aplican multas monetarias. En el Capítulo III se presentó la relación de eventos producidos en el 2009 que activaron el ERACG y con ello se logró mantener la estabilidad de la frecuencia del SEIN. En este capítulo se muestra el grado de implementación del ERACMF en el SEIN.

#### **5.1. Aplicación de la Resolución OSINERGMIN N.º 489-2008-OS/CD**

El 14 de agosto de 2008, mediante la Resolución OSINERGMIN N.º 489-2008-OS/CD, se aprobó el “Procedimiento para supervisar la implementación y actuación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación” [4]. Este Procedimiento es aplicado a las empresas Integrantes del SEIN que desarrollan actividades de generación, transmisión, distribución, así como los usuarios libres y al CÔES.

Según la metodología del Procedimiento, el proceso de supervisión se basa en cuatro etapas que se comentan a continuación seguidas de los resultados obtenidos en la supervisión del Osinergmin.

##### **5.1.1. Verificación de entrega de información para la ejecución del Estudio**

En el Estudio que anualmente elabora el COES se definen los Esquemas de Rechazo Automático de Carga y Generación (RACG) que deben ser implementados por los Integrantes del Sistema antes del 1 de enero del año del referido Estudio. Para lo cual requiere utilizar un modelo dinámico del SEIN actualizado que deberá considerar los equipamientos (centrales de generación, líneas de transmisión y cargas) que operarán durante el año del Estudio.

Los integrantes del sistema deben entregar al COES hasta el 31 de marzo del año de elaboración del estudio su demanda estimada. Los Generadores y Transmisores deben entregar la información actualizada de los modelos y parámetros de sus equipos de generación y transmisión, así como una estimación (parámetros y fecha de inicio de operación) de los equipos que entrarán en servicio durante el año de Estudio.



Los Integrantes del SEIN pueden presentar al COES sus observaciones al Informe Preliminar hasta el 15 de setiembre. El COES reporta en el sistema Extranet del Osinergmin dentro de los siguientes tres días hábiles las observaciones al Informe Preliminar.

El Informe Final del Estudio de RACG y las especificaciones de los esquemas de Rechazo de carga/generación son aprobados por el COES hasta el 30 de setiembre de cada año. Los esquemas de rechazo de carga y generación se registran en el sistema extranet del Osinergmin de acuerdo a los siguientes formatos establecidos en el Procedimiento:

F01: "Zonas del SEIN"

F02: "Esquema de RACMF requerido por el estudio"

F03: "Esquema de RACMT requerido por el estudio"

F04: "Esquema de DAGSF requerido por el estudio"

F05: "Distribución de RACMF Requerido por el COES a los Clientes"

Los formatos indicados se muestran en la Tabla N° 5.1.

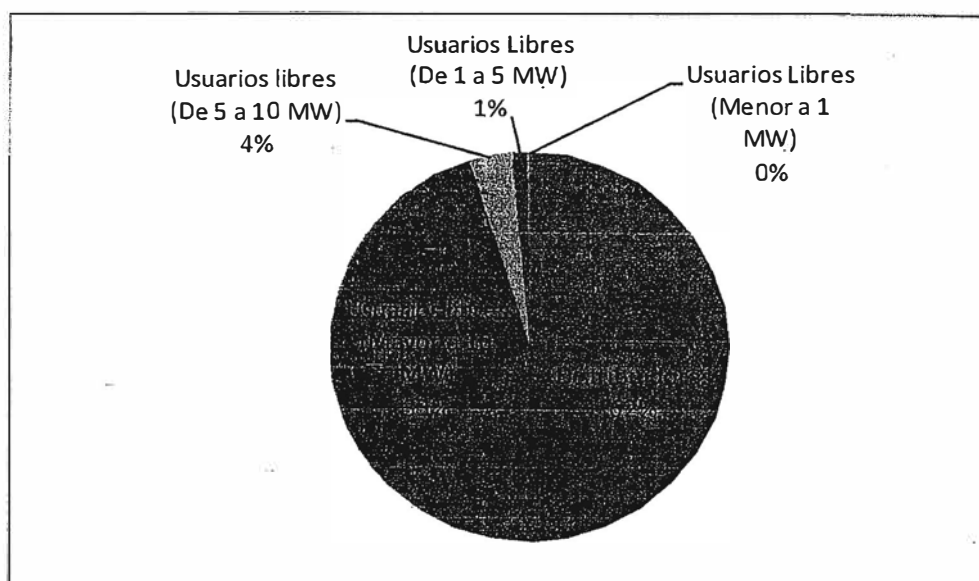
#### Resultado de la Evaluación del Estudio de RACG de 2009

El 30.09.2009 el COES puso a disposición del Osinergmin y los integrantes del SEIN el Informe Final del Estudio de Rechazo Automático de Carga y Generación, así como las Especificaciones Técnicas de los ERACG, mostrados en las páginas 26 y 27 del Capítulo IV.

De acuerdo a la información registrada por COES a través del formato F05 y tomando como referencia la demanda del 19/08/2008 que se estableció en el Estudio, las empresas concesionarias de distribución aportan el 62.2% de la carga total a rechazar en el SEIN y los clientes libres aportan el 37.8%, tal como se aprecia en el Tabla N° 5.2 y su correspondiente Figura 5.1. En el cuadro se puede observar que la carga a rechazar de las distribuidoras más los usuarios libres con demanda mayor a 10 MW (46 empresas) representan el 95.2% de la carga total a rechazar; por ello, durante el 2009 Osinergmin focalizó sus labores de supervisión en estas empresas.

**Tabla N° 5.2: Aporte de los integrantes del SEIN al ERACMF**

Tipo de Empresa		Nro. Empresas	Demanda (MW)	Aporte al ERACMF (MW)	Aporte al ERACMF (%)
Distribuidoras	Todas	16	2697.5	776.6	62.2%
Usuarios Libres	Mayor a 10 MW	30	1287.6	412.3	33.0%
	De 5 a 10 MW	20	145.1	41.4	3.3%
	De 1 a 5 MW	25	59.8	16.7	1.3%
	Menor a 1 MW	9	3.5	1.0	0.1%
Total		100	4193.5	1248.0	100.0%



**Fig. 5.1 Aporte de los integrantes del SEIN al ERACMF**

### 5.1.3. Verificación del proceso de implementación de los esquemas de RACG

El Procedimiento de Osinergmin establece que para supervisar el cumplimiento de los objetivos de la NTCOTR en los Esquemas de Rechazo Automático de Carga a ser implementados por los Clientes y Generadores, se seguirá lo siguiente:

Los Clientes, seleccionarán los circuitos disponibles para rechazar la magnitud establecida en cada etapa para cada uno de ellos por la Distribución de Rechazo de Carga Requerido por el COES-SINAC. Cuando el rechazo disponible exceda el requerimiento del COES-SINAC, el Cliente podrá declarar estos circuitos como disponibles para la permuta. Los Clientes informarán al COES-SINAC, antes del 15 de octubre, lo siguiente:

- Circuitos propuestos para los esquemas de rechazo de carga por mínima frecuencia, detallando características como demanda y equipamiento a ser utilizado.
- Las características de sus circuitos disponibles para ser incluidos en el mecanismo de permuta, incluyendo demanda y equipamiento a ser utilizado.

Asimismo, los Clientes informaran al COES-SINAC a través del sistema extranet del Osinergmin la siguiente información:

F06A: "Oferta por etapa del Cliente para el ERACMF".

F06E: "Oferta por etapa del Cliente para el Mecanismo de Permuta en el ERACMF".

Luego, el COES-SINAC debe consolidar los circuitos y cargas ofrecidos por los Clientes para su contribución obligatoria con el ERACMF, así como para el mecanismo de permuta. Luego, establecerá el aporte por etapas al ERACMF que debe implementar el Cliente. Estos esquemas deberán ser implementados por los Clientes en forma obligatoria, para lo cual deberán ser informados a más tardar el 15 de noviembre.

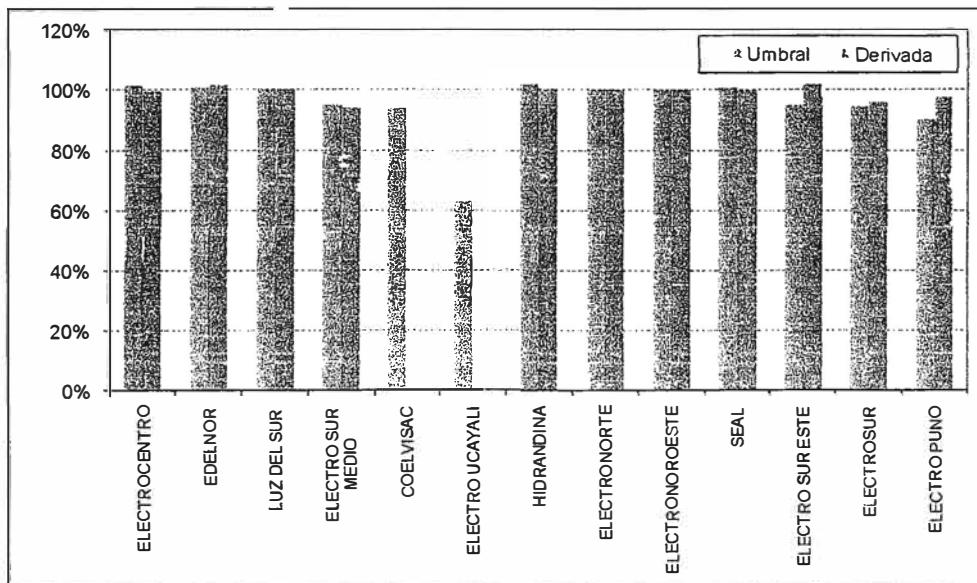


empresa, el mismo que se muestra en la Tabla N° 5.4 y su correspondiente Figura 5.2 para las empresas Distribuidoras y la Tabla N° 5.5 y Figura 5.3 para los Clientes Libres.

**Tabla N° 5.4: Cumplimiento de la implementación del ERACMF 2009 de las empresas concesionarias de distribución**

Nro	Empresa	Zona	Demanda <sup>(1)</sup> (MW)	Umbral			Derivada		
				Aporte	Imple	Cumpl	Aporte	Imple	Cumpl
1	Electrocentro	Centro	109.8	30.9	31.4	101.6%	24.3	24.1	99.3%
2	Edelnor	Centro	832.4	212.1	213.9	100.9%	175.6	178.1	101.4%
3	Luz del Sur <sup>(2)</sup>	Centro	915.7	238.0	238.0	100.0%	183.7	183.7	100.0%
4	Electro Sur Medio	Centro	86.9	25.4	24.1	95.0%	20.2	19.0	93.8%
5	Coelvisac	Centro	10.9	2.8	2.6	94.0%	2.2	0.0	0.0%
6	Electro Ucayali	Centro	33.7	13.6	8.6	63.4%	9.0	0.0	0.0%
7	Hidrandina	Norte	200.7	75.3	76.8	102.1%	34.1	34.4	100.7%
8	Electronorte	Norte	77.6	29.3	29.4	100.0%	13.3	13.3	100.1%
9	Electronoroeste	Norte	103.5	38.9	38.9	100.0%	17.4	17.4	100.0%
10	SEAL	Sur	137.3	55.3	55.9	101.1%	37.6	37.6	100.0%
11	Electro Sur Este	Sur	69.3	28.3	26.9	94.9%	19.2	19.5	101.8%
12	Electrosur	Sur	47.0	18.6	17.6	94.7%	12.7	12.2	95.7%
13	Electro Puno	Sur	53.2	21.0	18.9	90.0%	14.4	14.0	97.3%
<b>Total</b>			<b>2678.0</b>	<b>789.5</b>	<b>783.0</b>	<b>99.2%</b>	<b>563.7</b>	<b>553.3</b>	<b>98.2%</b>

(1) Demanda de referencia establecida por el COES como fecha 19/08/2008.



**Fig. 5.2: Cumplimiento de la implementación del ERACMF 2009 de las empresas concesionarias de distribución**

De las 16 empresas concesionarias de distribución, 13 empresas implementaron su ERACMF. El rechazo de carga de la empresa Edecañete fue asumido por Luz del Sur. Las empresas Emsemsa y Electrotocache no fueron incluidos en la supervisión del año 2009 (demanda menor a 2.5 MW). La empresa Electro Ucayali presenta el más bajo grado de cumplimiento (63.4%) por función de umbral de frecuencia comparado con lo requerido por COES en su Estudio de RACG del 2009.



Tabla N° 5.5: Cumplimiento de la implementación del ERACMF 2009 de los usuarios libres

N°	Empresa	Zona	Dem (MW)	Umbral			Derivada		
				Aporte	Imple	Cumpl	Aporte	Imple	Cumpl
1	Minera Antamina	Centro	85.8	21.1	21.1	99.7%	16.1	17.0	105.6%
2	DOE RUN	Centro	76.6	19.7	20.0	101.6%	15.1	15.1	100.1%
3	Quimpac	Centro	65.8	13.7	49.1	358.4%	10.7	14.8	138.3%
4	Aceros Arequipa	Centro	64.8	50.0	50.0	100.0%	50.0	50.0	100.0%
5	Shougang	Centro	58.7	15.8	15.8	100.0%	11.9	11.9	100.0%
6	Cementos Lima	Centro	48.6	12.4	9.8	78.8%	9.7	9.8	100.5%
7	Minera Los Quenuales	Centro	19.7	5.0	5.1	101.0%	3.9	3.8	95.7%
8	Milpo	Centro	17.1	4.4	4.6	106.8%	3.4	3.7	108.4%
9	Mepsa <sup>(*)</sup>	Centro	13.2	3.3	3.4	101.5%	2.6	3.4	127.6%
10	Kimberly-Clark <sup>(*)</sup>	Centro	12.2	3.1	2.6	84.0%	2.4	2.6	107.1%
11	Alicorp <sup>(*)</sup>	Centro	11.2	2.9	6.3	218.3%	2.3	4.9	221.8%
12	Condestable	Centro	10.7	3.3	3.3	99.9%	2.6	2.6	100.1%
13	Minera Yanacocha	Norte	68.8	30.1	30.1	100.0%	11.4	11.4	99.9%
14	Siderperú	Norte	62.8	23.5	30.6	130.1%	16.9	23.6	139.3%
15	Barrick Misquichilca	Norte	17.1	6.4	7.7	119.9%	2.9	3.7	125.8%
16	Cerro Verde	Sur	158.9	65.1	65.1	100.0%	43.5	43.5	100.0%
17	Southern Perú	Sur	157.6	62.7	62.6	99.8%	43.6	43.9	100.7%
18	Minera Tintaya	Sur	33.4	13.9	15.0	107.9%	7.7	8.9	114.9%
19	Cachimayo	Sur	23.7	10.0	10.0	100.0%	6.7	6.7	100.0%
20	Yura	Sur	13.7	5.4	6.6	121.5%	3.7	6.6	177.9%
21	Minsur	Sur	13.4	6.1	8.1	132.6%	4.1	4.9	121.4%
<b>Total</b>			<b>1033.8</b>	<b>377.9</b>	<b>426.9</b>	<b>113.0%</b>	<b>271.2</b>	<b>292.8</b>	<b>108.0%</b>

(\*) Empresas que implementaron su ERACMF durante el año 2009.

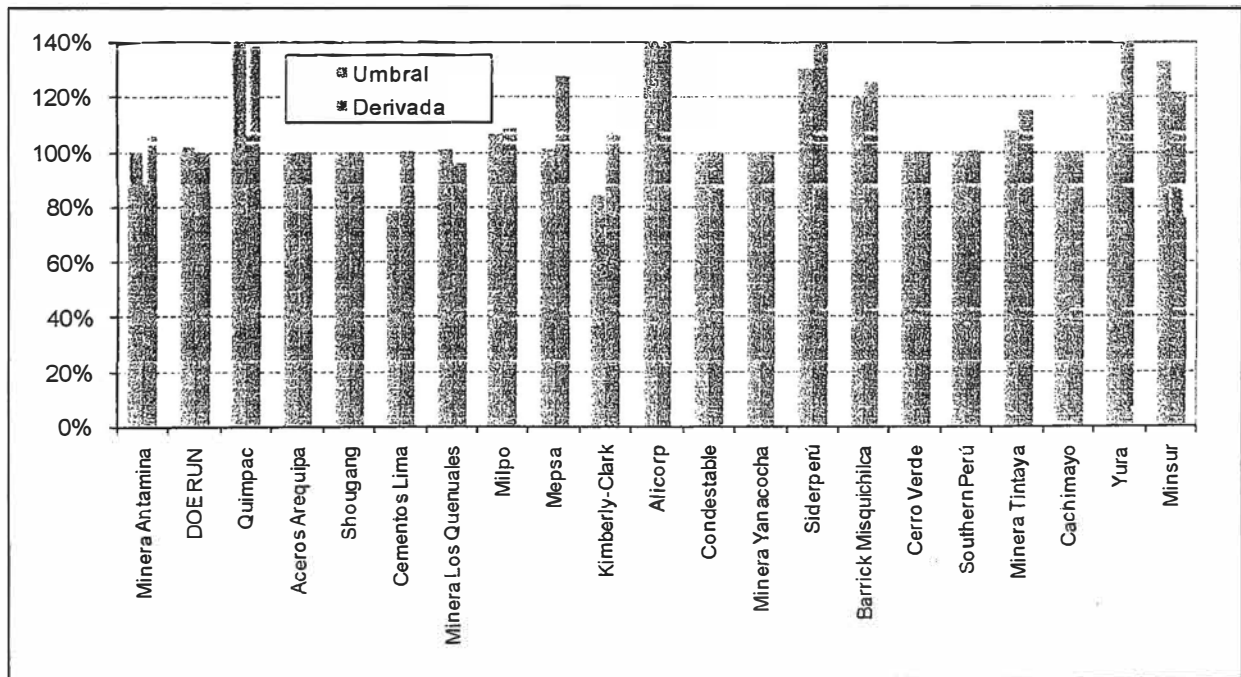


Fig. 5.3: Cumplimiento de la implementación del ERACMF 2009 de los usuarios libres

Las empresas Coelvisac y Edecañete desactivaron la función de derivada de frecuencia con autorización del COES debido a que estos esquemas se activaban constantemente, se investigan las causas.

En el caso de la implementación de los usuarios libres, debido a que sus cargas son muy discretas, su cumplimiento excede lo requerido en el Estudio de COES. Por ejemplo, algunas empresas tienen pocos circuitos que representan toda su demanda por lo cual no pueden rechazar los porcentajes requeridos en el Estudio de RACG; por ello, su grado de cumplimiento está muy por encima del 100%. Sin embargo, los usuarios libres tienen la posibilidad de plantear una oferta a través del Formato F06A que deberá ser evaluado por el COES y de ser aprobado es considerado en los aportes del 2009 del Formato F06B.

De la Tabla N° 5.4 se puede observar que el rechazo total implementado por las distribuidoras es de 783 MW y de la Tabla N° 5.5 que el rechazo total implementado por los usuarios libres es de 426,9 MW lo que hace un total de 1209,9 MW que representa el 96,9% de los 1248 MW requeridos en el Estudio de RACG que se mostró en la Tabla N° 5.2.

Este indicador nos muestra que el ERACMF está implementado casi en su totalidad en el SEIN.

### **Permuta de Rechazo de Carga**

Respecto al mecanismo de permuta de rechazo de carga que se declara a través del formato F06E —y es una opción que la empresa puede utilizar—, el numeral 6.6 de la NTCOTR establece lo siguiente:

“Los Integrantes del Sistema pueden permutar entre sí el porcentaje de participación en el rechazo de carga pre-establecido por el COES conforme al numeral 7.2, contando con la autorización del COES”.

Respecto a este punto indicado en la NTCOTR, en el SEIN se han presentado los casos de las siguientes empresas: Luz del Sur y Edecañete, Siderperú y Messer Gases; donde la primera empresa asume el compromiso de rechazar la cuota de la segunda. En los casos indicados se observa que estas empresas tienen estrecha relación comercial. No se han presentado otros casos. Pero esto amerita todo un estudio económico de mercado de la permuta de rechazo de carga.

#### **5.1.4. Evaluación de la actuación de los esquemas de RACG**

El Procedimiento de Osinergmin establece que para evaluar el desempeño de los esquemas de RACG vigente, en consideración a lo establecido en los numerales 8.2 y/o 3.1.5 de la NTCOTR, se cumplirá con lo siguiente:

En las perturbaciones que activen alguno de los esquemas de rechazo de carga o generación, el Informe del COES-SINAC sobre la perturbación, incluirá una evaluación de los esquemas de RACG activados. Para ello el COES-SINAC deberá disponer para cada zona del SEIN de registradores de frecuencia fijos y/o portátiles que le permitan monitorear la frecuencia durante las perturbaciones y recabar la información necesaria para el adecuado análisis del evento.

El COES-SINAC alcanzará al Osinergmin el Informe Técnico (de Perturbación) que hace referencia el numeral 3.5 de la NTCSE, que incluye la evaluación de la actuación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación activados. Esta información servirá de base para que el COES elabore su reporte semestral sobre la actuación de los esquemas RACG establecidos por el estudio para cada Integrante del sistema.

#### **Análisis de la actuación del esquema RACMF**

Cuando se active el ERACMF, el COES-SINAC obtendrá y mostrará el comportamiento de la frecuencia y su derivada para cada zona del SEIN; y con la información de los ajustes de los relés del ERACMF determinará el comportamiento esperado de cada relé. Esta información se reporta en el formato F09.

Para el análisis de la actuación del ERACMF vigente, cada cliente cuyo esquema se haya activado en el evento proporcionará la información de la actuación de sus esquemas activados mediante el formato F10. Luego, el COES-SINAC incluye en este mismo formato la actuación esperada del relé de cada etapa registrada en la última columna del formato F09.

Finalmente, se evalúa la actuación del ERACMF. Si la actuación esperada del relé y la señalización de disparo del relé son iguales, entonces la actuación de la etapa correspondiente será adecuada, en caso contrario la operación del relé de frecuencia no será adecuada.

Esta información deberá ser reportada al Osinergmin en el Informe Técnico, de conformidad con lo establecido en el numeral 3.5 de la NTCSE.

Cada vez que se active el ERACMF los integrantes del SEIN y el COES-SINAC ingresarán la información que se indica en los formatos así como el reporte de eventos de los relés de frecuencia y la descripción del evento que ocasiona el RACMF (de acuerdo a los plazos establecidos en los numerales 8.2 y/o 3.1.5 de la NTCOTR) al Sistema Extranet del Osinergmin.

La información a ingresar se realizará de acuerdo a los formatos F09 y F10 que se muestran en la Tabla N° 5.6:

F09: "Registro de evaluación del comportamiento de la frecuencia y su derivada para cada Zona".

F10: "Actuación del ERACMF en el evento ocurrido a las HH:MM:SS del D/M/A según Informe del Cliente".

**Tabla N° 5.6: Formatos F09 y F10 del Procedimiento N.º 489 del Osinergmin**

**F9: REGISTRO DE EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA Y SU DERIVADA PARA CADA ZONA**

Zona	Niveles de frecuencia		Duración del nivel f			Actuación de la etapa	Zona	Niveles de gradiente			Duración gradiente			Actuación de la etapa
	Etapa	Nivel de f (Hz)	inicio (seg)	tfin (seg)	duración (seg)			Etapa	Arranque (Hz)	Nivel de gradiente de f	inicio (seg)	tfin (seg)	duración (seg)	
A	1ra	f ≤ 59.0					A	1ra	≤ 59.8	f' ≤ -0.75 Hz/s				
	2da	f ≤ 58.9						2da	≤ 59.8	f' ≤ -0.75 Hz/s				
	3ra	f ≤ 58.8						3ra	≤ 59.8	f' ≤ -0.75 Hz/s				
	4ta	f ≤ 58.7					B	1ra	≤ 59.8	f' ≤ -0.65 Hz/s				
	5ta	f ≤ 58.6						2da	≤ 59.8	f' ≤ -0.65 Hz/s				
	6ta	f ≤ 58.5						3ra	≤ 59.8	f' ≤ -0.65 Hz/s				
	7ma Repos.	f ≤ 58.4 f ≤ 59.1						4ta	≤ 59.8	f' ≤ -1.10 Hz/s				
B	1ra	f ≤ 59.0					5ta	≤ 59.8	f' ≤ -1.40 Hz/s					
	2da	f ≤ 58.9					C	1ra	≤ 59.8	f' ≤ -1.10 Hz/s				
	3ra	f ≤ 58.8						2da	≤ 59.8	f' ≤ -1.10 Hz/s				
	4ta	f ≤ 58.7						3ra	≤ 59.8	f' ≤ -1.10 Hz/s				
	5ta	f ≤ 58.6						4ta	≤ 59.8	f' ≤ -1.50 Hz/s				
	6ta	f ≤ 58.5					5ta	≤ 59.8	f' ≤ -2.10 Hz/s					
	7ma Repos.	f ≤ 58.4 f ≤ 59.1												
C	1ra	f ≤ 59.0												
	2da	f ≤ 58.9												
	3ra	f ≤ 58.8												
	4ta	f ≤ 58.7												
	5ta	f ≤ 58.6												
	6ta	f ≤ 58.5												
	7ma Repos.	f ≤ 58.4 f ≤ 59.1												

**F10: ACTUACION DEL ERACMF EN EL EVENTO OCURRIDO A LAS HH:MM:SS DEL D/M/A SEGÚN INFORME DEL CLIENTE**

Zona	Cód de relé	Marca	Modelo	N° Serie	SE (KV)	KV	Circuito de Interr.	Cód. de Implem.	Fecha de Implem.	etapa	Relé por umbral Arranque [Hz] Tiempo [seg]	Relé por derivada Arranque [Hz] d/dt [Hz/s] Tiempo [seg]	Demanda Interrupción [MW]	Duración de la Interrupción			Señaliz. del disparo	Comportam. del relé	Evaluac. de relés	Suminis- trador	
														Inicio HH:MM:SS	Final HH:MM:SS	Duración del disparo HH:MM:SS					

Carga total rechazada (MW) por cliente:   
 Demanda total del cliente (MW) en la fecha y hora indicada:

Señalización del disparo:  
 [ f ]: Actuó por nivel de frecuencia  
 [ Df ]: Actuó por derivada de frecuencia  
 [ ]: No actuó el relé

**Aplicación del Principio de Equidad**

Todos los clientes deben de aplicar y mantener el principio de equidad mencionado en el numeral 7.2.2 de la NTCOTR, lo que significa ser considerado en el criterio de rotación de circuitos.

Para la especificación de la rotación se utilizarán los formatos F06D y F07B, en los cuales se indicarán los circuitos que forman parte de la rotación, la fecha y características de los circuitos que salen del esquema y de aquellos que los reemplazan. La rotación de circuitos comprendidos en el ERACMF y el ERACMT deben ser reportados por los clientes al Sistema Extranet del Osinergmin 5 días útiles antes de efectuarlos y a las 24 horas de haberse ejecutado.

La información a entregar es:

F06D: "Rotación de Circuitos Incluidos en el ERACMF"

#### F07B: "Rotación de Circuitos Incluidos en el ERACMT"

Los integrantes del SEIN y el COES-SINAC ingresarán al Sistema Extranet del Osinergmin, para efectos de la supervisión, la información en los formatos requeridos en el presente procedimiento, dentro de los plazos que corresponda.

Los formatos indicados en este procedimiento se adecuarán a los resultados de las especificaciones de los esquemas de rechazo automático de carga y generación.

#### **Evaluación de la actuación del ERACG 2009**

En el Capítulo III se mostró que en el 2009 ocurrieron 28 eventos con activación del ERACG. Para todos los eventos no se perdió la estabilidad de la frecuencia del SEIN.

Se procesó la información de los eventos que activaron el ERACG que COES registró en el sistema extranet del Osinergmin, y de parte de las empresas integrantes del SEIN los reportes de la implementación de sus esquemas y sus respectivas actuaciones. También los Informes Técnicos elaborados por COES en el que analiza las actuaciones del ERACG. Esta información se muestra en la Tabla N° 5.7.

En la Tabla N° 5.7 se muestran las condiciones para la activación del ERACG según las zonas operativas, es decir, si se dan las condiciones de umbral de frecuencia, pendiente de frecuencia y temporización según lo especificaciones técnicas dadas por COES en su Estudio de RACG.

Además, se muestra el grado de activación de las etapas del ERACMF del SEIN para cada evento que las empresas integrantes declararon haber implementado.

De la tabla se observa que los ERACMF de algunas empresas no actuaron pese a que se dieron las condiciones para su actuación. Esto se puede observar en el evento de las 10:27 h del 7 de marzo donde salió fuera de servicio la CH Mantaro y la frecuencia disminuyó hasta 58.693 Hz dándose las condiciones para que se active hasta la 4ta etapa observándose que solo se activó el 68% de lo implementado en la 1ra etapa, el 76% de la 2da etapa, el 69% de la 3ra etapa, el 45% de la 4ta etapa y el 6% de la 5ta etapa. Es decir, aunque se presentaron las condiciones, no se activó el ERACMF que las empresas declararon haber implementado.

Otro evento importante es el ocurrido a las 14:38 h del 23 de septiembre de 2009 cuando se desconectó la línea de interconexión Mantaro-Socabaya que provocó la separación de las áreas operativas Centro-Norte y Sur. En esta última la frecuencia disminuyó hasta 58.64 Hz activando las 4 etapas del ERACMF del área Sur. Se observó que solo se activó el 50% de los circuitos de la 1ra etapa, el 84% de la 2da etapa, el 72% de la 3ra etapa y el 56% de la 4ta etapa.

En la Figura 5.4 se puede observar que 17 de los 22 eventos con activación del ERACMF ocurrieron en el SEIN, la diferencia se activó en sistemas aislados como consecuencia

TABLA 5.X ACTIVACIÓN DEL ERACMF DEL SEIN EN EL 2009

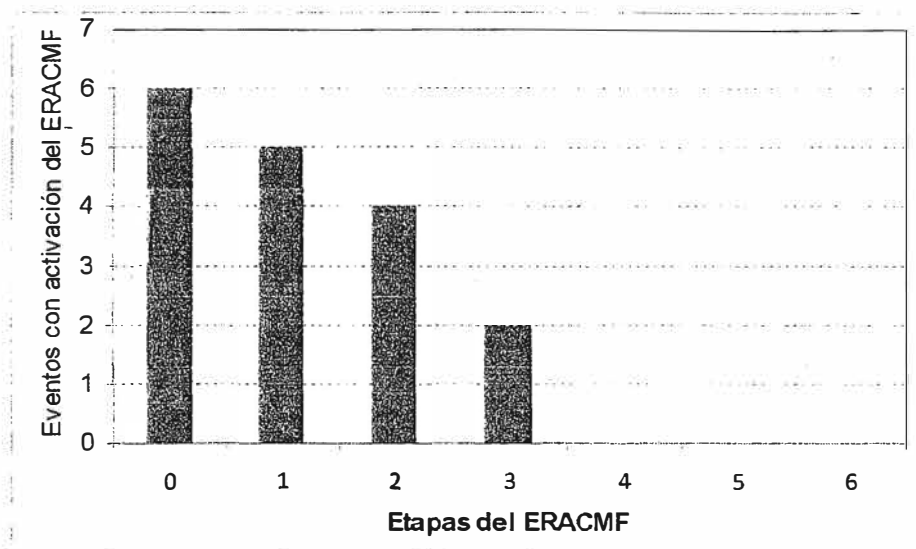
N.º	Fecha	Salida de Equipo	Frec. Final (Hz)	Condiciones para la activación del ERACG									Grado de activ. del ERACMF del SEIN (%)						Zona Operativa
				Zona Norte			Zona Centro			Zona Sur			Etapas del ERACMF						
				U	D	R	U	D	R	U	D	R	1	2	3	4	5	R	
1	23/01/2009 11:14	TV21 de la CT Ilo2	59,000	0			0			0			8						SEIN
2	04/02/2009 13:52	Disminución generación de CH Chimay	59,000	0			0			0			11						SEIN
3	06/02/2009 16:47	TV de la CT Ventanilla	58,980	1			1			1			66	3					SEIN
	06/02/2009 16:50	TG3 de la CT Ventanilla	58,830	2			2			2			7	72	3				
4	05/03/2009 10:58	TG2 de la CT ChilcaUno	58,990	1			1			1			40						SEIN
5	07/03/2009 10:27	CH Mantaro	58,693	3			4			4			68	76	69	45	6	4	SEIN
	07/03/2009 10:38	CH Restitución	59,000	1		Si	1		Si	1		Si	11	2	4	1		37	
6	07/03/2009 20:04	L-2236 (Guadalupe - Chiclayo Oeste)	58,693	3		Si							91	89	100	70		50	SA Norte
7	12/03/2009 18:41	Demora ingreso de unidades generación	59,060	0			0			0								20	SEIN
8	07/04/2009 10:55	L-2211 (Ica-Marcona)	45,800	0			5	4	Si	0			11	7	3	3	6		SA Marcona-San Nicolás
9	23/04/2009 18:43	Baja presión de gas, desconexión TV3 CT Ilo1 y disminución CH Huinco	59,020	0			0			0			0,8						SEIN
10	25/04/2009 16:18	L-2256 (Pachachaca-Yanango)	58,990	1			1			1			56						SEIN
11	26/04/2009 9:17	Inadecuada regulación de frecuencia de TG2 CT Malacas	58,704	3		Si										21		0	SA Talara (Solo hay rechazo de la 4ta etapa por ENOSA)
	58,727		3		Si										9		0		
	58,711		3												8				
12	05/05/2009 17:58	TV y TG3 de CT Ventanilla	58,980	1			1			1			61						SEIN
13	07/06/2009 14:04	TG1 de CT ChilcaUno	59,010	1			1			1			35						SEIN
14	25/07/2009 7:38	TG3 de la CT Ventanilla	58,970	1			1			1			54						SEIN
15	21/09/2009 10:34	TG1 de C.T. Kallpa	59,020	0			0			0			0,04						SEIN
16	22/09/2009 16:22	TG1 y TG2 de C.T. ChilcaUno	58,820	2			2			2			62	58	1				SEIN
17	23/09/2009 14:38	L-2053 (Cotaruse-Socabaya)	58,640	4			4			4			50	84	72	56			Área Sur
18	22/10/2009 16:09	L-2051 y L-2052 (Mantaro-Cotaruse)	58,797	2	3		2	3		2	3		58	79	17				Área Sur
19	31/10/2009 19:58	TV de la CT Ventanilla	59,000	1			1			1			50						SEIN
	31/10/2009 20:04	TG3 de la CT Ventanilla	58,990	1			1			1			17						
	31/10/2009 20:05	TG4 de la CT Ventanilla	58,920	2			1			2			4	49					
20	12/11/2009 16:18	CT Ventanilla	58,903	2			2			2			65	71	1				SEIN
21	23/11/2009 14:54	TG3 de la CT Ventanilla	59,020	0			0			0			0,2						SEIN
22	12/12/2009 12:27	L-2236 (Guadalupe - Chiclayo Oeste)	58,590	4	3		4	3		4	3		100	100	100	80			SA Norte

U: Etapas de la protección por función de umbral de frecuencia

D: Etapas de la protección por función de derivada de frecuencia

R: Etapa reposición de la protección por función de umbral de frecuencia

del evento. En los 17 eventos en el 2009 solo se dieron condiciones de activación hasta la 3ra etapa del ERACMF. También se observa que en 6 eventos no se dieron las condiciones para la activación de ninguna etapa, sin embargo se activó la primera etapa; esto se presenta cuando la frecuencia disminuyè hasta 59 Hz.



**Fig. 5.4. Frecuencia de activación de etapas del ERACMF**

#### 5.1.5. Sistema informático extranet

Según lo establecido en el Procedimiento, la información debe registrarse en el Sistema Extranet a través de formatos. El COES registra información relacionada a la elaboración del Estudio que se explicó en el numeral 5.1.1 y 5.1.2. Las empresas de generación, distribución y los usuarios libres registran su ERACG implementado y sus respectivas actuaciones. El Osinergmin accede para hacer un seguimiento a la información así como registrar su información de inspección de campo.

Se aprovechan las ventajas de tener un sistema informático:

- Fácil acceso desde internet no se requiere de la instalación de software.
- Registro directo de la información de los usuarios (sin trámites documentarios).
- Fácil intercambio de información entre usuarios (reportes).

#### 5.2. Fiscalización

Cada procedimiento de supervisión de Osinergmin tiene una escala de multas que se aplican a las empresas cuando estas incumplen con lo establecido en el procedimiento.

El criterio más relevante para la estimación del monto de las multas es que su valor monetario sea igual o mayor al beneficio que se obtenga por transgredir los valores máximos de control establecidos en el procedimiento de supervisión respectivo, de esta forma se espera que se disuada o minimice la transgresión.

### 5.2.1. Teoría de Escala de Multas

Las bases conceptuales del Esquema de Sanciones del Osinergmin consideran los siguientes Instrumentos [18]:

- Disponibilidad de instrumentos sancionadores (escala de multas).
- Flexibilidad en la escala de multas (rangos versus valores fijos).
- Utilización de estadística en procesos de supervisión.
- Criterio económico (criterio disuasivo versus criterio punitivo).
- Simultaneidad entre el esfuerzo de fiscalización y el esquema de sanciones.

#### Marco Teórico

- Un rasgo esencial de la teoría del “public enforcement” es que las infracciones a las normas así como las actividades delictivas responden a incentivos económicos (Becker; 1968), por lo tanto es necesario el uso óptimo de instrumentos tales como sanciones y multas.
- En el Modelo de Polinsky y Shavell (2000), el infractor obtiene un beneficio aleatorio  $B$ , cuya distribución es dada por  $f(B)$ , que ocasiona un daño directo  $d$ . El planificador desea obtener los valores óptimos para la sanción ( $m$ ), el esfuerzo de supervisión (cuyo costo es  $e$ ) y para la pena privativa ( $t$ ).
- Por otro lado, el gobierno debe hacer un esfuerzo  $e$  para detectar la infracción con una probabilidad  $p(e)$ . El costo de la aplicación de la sanción es  $k$  y la probabilidad de que la sanción se aplique una vez detectada la infracción es igual a  $q$ .
- En el marco general, se considera además un costo administrativo ( $\alpha$ ) que genera la pena privativa y la des-utilidad que ésta le genera al infractor por unidad de tiempo ( $\lambda$ ).

$$MaxW \{e, t, m\} = \int_B^{\infty} B \cdot f(B) \cdot dB - (1 - F(\tilde{B})) (d + qP(e) \cdot [t \cdot (\lambda + \alpha + k)]) - e \quad (5.1)$$

Donde:

$$\tilde{B} = q \cdot P(e) \cdot (m + \lambda t)$$

La condición de primer orden con respecto a  $m$  viene dado por:

$$\frac{\partial W}{\partial m} = q \cdot p(e) \cdot \left( \frac{d}{q \cdot p(e)} + t \cdot \alpha + k - m \right) \quad (5.2)$$

La condición de la multa óptima sugiere que el bienestar de la sociedad se incrementa en tanto la multa sea menor que la suma del daño entre la probabilidad de detección y el costo para el regulador.

La condición de primer orden con respecto a  $t$  es la siguiente:



$$\frac{\partial W}{\partial t} = q \cdot p(e) \cdot \left[ f(\tilde{B}) \cdot \lambda \cdot q \cdot p(e) \cdot \left( \frac{d}{q \cdot p(e)} + t \cdot \alpha + k - m \right) - (1 - F(\tilde{B})) \cdot (\lambda + \alpha) \right] \quad (5.3)$$

La condición del instrumento tiempo de sanción vía clausura de locales muestra que en los casos en los que la multa es alta no es necesario utilizar este instrumento porque el bienestar de la sociedad solo decrecería con cualquier valor positivo de  $t$ .

Este caso, en el que la multa y el esfuerzo de fiscalización son suficientes, es común en diversas situaciones por lo que es conveniente considerar a éstos como los únicos instrumentos de la política de sanciones (es decir, es óptimo considerar  $t^*=0$ ).

Por último, la condición de primer orden con respecto a  $e$  es la siguiente:

$$\frac{\partial W}{\partial e} = q \cdot p'(e) \cdot \left[ f(\tilde{B}) \cdot (m + \lambda \cdot t) \cdot q \cdot p(e) \cdot \left( \frac{d}{q \cdot p(e)} + t \cdot \alpha + k - m \right) - (1 - F(\tilde{B})) \cdot (t \cdot (\lambda + \alpha) + k) \right] - 1 \quad (5.4)$$

La condición del esfuerzo de fiscalización sugiere que existe un grado de “sustitución” entre el monto de la multa y el esfuerzo de fiscalización. Es decir, si se disminuye  $e$  se puede mantener un nivel de bienestar dado incrementando el monto de la multa y viceversa.

Esta relación puede ser mejor observada asumiendo que el esfuerzo de fiscalización  $e$  (es decir, probabilidad de sanción  $p(e)$  dada) y la pena privativa  $t$  están fijados en un horizonte corto de tiempo. En este caso la multa óptima  $m$  es:

$$m = \frac{d}{q \cdot p(e)} + t \cdot \alpha + k \quad (5.5)$$

De esta manera, la multa óptima depende del daño causado por la infracción ( $d$ ), los costos administrativos ( $k$ ,  $\alpha$ ) y de la probabilidad de sanción ( $p(e)$  y  $q$ ). En general, teniendo en cuenta la naturaleza de las actividades de supervisión por parte del organismo regulador, los resultados del modelo sugieren las siguientes observaciones:

- La sanción óptima no necesariamente es consistente con una estrategia de disuasión. En particular, si los costos para la sociedad ocasionados por la infracción son menores que el beneficio de la infracción, el monto óptimo de la multa no será disuasivo.
- Tomando en cuenta la naturaleza de las actividades del organismo supervisor, dado que tiene como objetivo el disuadir el incumplimiento de los reglamentos que rigen el sector energético, puede ser necesario modificar la multa óptima por una multa disuasiva.

Considerando un escenario en el que no es conveniente la clausura del local ( $t=0$ ), un beneficio derivado de la infracción  $B$ , un esfuerzo de fiscalización  $e$  y una probabilidad de detección  $p(e) \cdot q$ , la ecuación de la multa disuasiva es:

- En el caso opuesto, en el que el daño y los costos administrativos son mayores que el beneficio, esta multa tiene la conveniencia de no resultar alta. Es decir, para ser disuasivo sólo es necesario hacer que la infracción no sea privadamente rentable. Una multa basada en el daño cuando éste es grande puede ser excesivamente disuasiva.
- La multa disuasiva supone que los infractores son neutrales al riesgo. Cuando el infractor es más bien tomador de riesgos, una sanción proporcional al beneficio puede ser insuficiente, por lo que puede resultar más apropiado escoger un valor entre el beneficio y el daño (caso especialmente relevante cuando  $B < d$ ) o un monto lo suficientemente superior al beneficio (relevante cuando  $B > d$ ).
- En la medida que el organismo regulador recibe un aporte por regulación para la realización de sus diversas tareas, entre ellas las de supervisión y fiscalización, no es necesario considerar los componentes de la multa óptima referidos a los costos administrativos y legales en las sanciones (se asume que  $k = 0$ ).
- Teniendo como punto de partida un esquema de supervisión inadecuado, con un esfuerzo de fiscalización bajo y la no aplicación de multas, es posible mejorar el bienestar de la sociedad utilizando ambos instrumentos. Cuando se han logrado ciertos resultados es posible utilizar de manera óptima la relación de “sustitución” entre los instrumentos.

Así, en ausencia de recursos para la supervisión o cuando el esfuerzo de fiscalización no incrementa significativamente la probabilidad de detección es adecuada incrementar el monto de las multas.

Cuando los recursos de supervisión existen y la probabilidad de detección es sensible al esfuerzo de supervisión, es posible disminuir el monto de las multas incrementando el esfuerzo de fiscalización:

$$m = \frac{B}{p(e) \cdot q} \quad (5.6)$$

### 5.2.2. Sanciones y multas por incumplimiento al Procedimiento

Según el Procedimiento se establecen las siguientes causales para la aplicación de multas al COES y a las empresas Integrantes del SEIN:

Para el COES:

- Cuando no elabore el Estudio RACG dentro del plazo establecido.
- Cuando no remita la información requerida dentro del plazo y forma establecida en el Procedimiento o se presente de manera incompleta o inexacta.
- Cuando no cumpla con el numeral 6 del presente procedimiento.

Para los Integrantes del SEIN:

- Cuando no implementen los esquemas RACG.
- Cuando el esquema implementado por declaración jurada no corresponda con el encontrado en la inspección en el campo.
- Cuando no remita la información requerida dentro del plazo y forma establecida en este procedimiento o se presente de manera incompleta o inexacta.
- Cuando no cumpla lo establecido en el numeral 6 del presente procedimiento.

Cuando no permita el ingreso del personal acreditado del Osinergmin y/o del COES-SINAC a las instalaciones donde se ubican los relés correspondientes y los circuitos comprometidos en cumplimiento de lo establecido en los numerales 7.2, 7.3 y 6.6.1 de la NTCOTR.

### **5.2.3. Aplicación de la Escala de Multas para el Procedimiento**

El Procedimiento N° 489, a mayo de 2010, todavía no cuenta con una escala de multas. Para establecer un monto monetario de multa, se puede establecer los siguientes grados de infracción por incumplimiento al Procedimiento:

- Grado de implementación de los esquemas:
  - No informa
  - No cumple con programa de implementación propuesta por Estudio ERACG del COES
  - No tiene relés
  - Tiene relés, pero no están instalados en el tablero ni tiene conexionado
  - Tiene relés instalados, pero no están activados (umbral o derivada)
  - Tiene relés activados, pero no están ajustados según Estudio ERACG del COES (umbral o derivada)
  - Solo se implementó una función (umbral o derivada)
  - Tiene relés ajustados, pero no cumplen con su cuota de participación del ERACMF (umbral o derivada)
- Grado de cumplimiento de la implementación del ERACMF.
- Grado de cumplimiento de la actuación del ERACMF.
- Grado de recuperación de la frecuencia, si esta no se recuperó después del evento, la sanción debe ser alta (falta grave), si la frecuencia se recuperó la sanción debe ser la normal.
- Demanda de la empresa (MW). Las empresas con mayor demanda tienen una mayor cuota de participación en el ERACG, y si incumplimiento de implementación es más perjudicial para el SEIN.
- Según periodo de incumplimiento de implementación (depende del porcentaje de reserva en el SEIN en el momento del evento).

El Osinergmin, según el artículo 1° del Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, tiene competencia para fiscalizar a las Entidades del Sector Energía velando por la calidad, seguridad y eficiencia del servicio y/o productos brindados a los usuarios en general.

Por esta razón, es importante la función del Osinergmin en las actividades del Sector Energía del País.

### **5.3. Supervisión del ERACG**

Según lo explicado en el capítulo anterior, el Estudio del ERACG establece que la implementación debe hacerse con relés de frecuencia y tensión. Por ello a continuación se hace una breve descripción de estos elementos de protección.

#### **5.3.1. Relés de frecuencia**

Los relés [19] son parte de un equipo de protección que tiene componentes como la fuente de alimentación (batería), los transformadores de medida para protección, el propio relé y el interruptor automático.

La batería de alimentación es el elemento que garantiza la continuidad del suministro de la energía necesaria para el funcionamiento del equipo de protección, esta fuente de alimentación propia le permite operar en isla sin depender de fuentes externas durante un tiempo suficiente. Generalmente, la batería de corriente continua está permanentemente conectada a través de un cargador a la línea de corriente alterna de los servicios auxiliares de la subestación y, en caso de fallas en la línea, tiene una autonomía del orden de 10 a 12 horas.

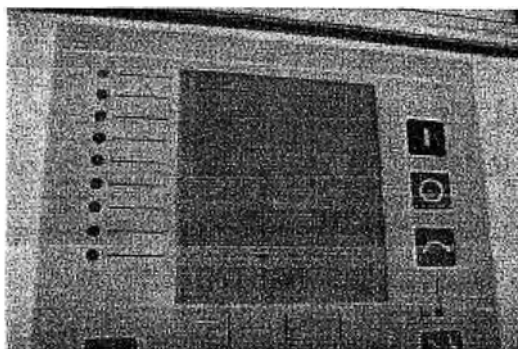
Los datos de entrada al relé deben reflejar el estado en que se encuentra el Sistema de Potencia. Aunque existen excepciones, los datos que se utilizan habitualmente son los correspondientes a las magnitudes de tensión e intensidad. Lógicamente debido a su elevado valor, las tensiones e intensidades existentes en la red no pueden ser utilizadas directamente como señales de entrada al relé, por lo que deben emplearse elementos que las reduzcan a un nivel adecuado. Estos elementos son los transformadores de medida para protección.

El relé de protección es el elemento más importante del equipo de protección pues desempeña la función de cerebro, ya que recibe la información, la procesa, toma las decisiones y ordena la actuación en uno u otro sentido. Para realizar todo ello, desarrolla internamente tres etapas fundamentales: acondicionamiento de señales, aplicación de funciones de protección, y lógica de disparo.

El interruptor automático es el elemento que permite abrir o cerrar un circuito en tensión, interrumpiendo o estableciendo una circulación de intensidad.

La función de protección requerida para el Estudio ERACG es el umbral de frecuencia y la derivada de frecuencia.

La tecnología actual permite tener relés con ambas funciones de protección que administran varios circuitos a la vez para diferentes etapas de activación. Se integran a sistemas de automatización de subestación o celdas inteligentes y permiten su monitoreo remoto. Además, cuentan con un registrador de perturbaciones transitorias.



**Fig. 5.8. Panel de relé de frecuencia**

### **Protocolo de pruebas**

Luego de la instalación de los relés se deben realizar los ajustes de acuerdo a las especificaciones técnicas determinadas en el Estudio del ERACG de COES.

Luego, el equipo de protección debe ser sometido a pruebas de operación para verificar sus ajustes, para lo cual se puede hacer uso de un sistema de pruebas de relés que permita simular variaciones de frecuencia para verificar los ajustes del relé.

#### **5.3.2. Inspección de campo**

En el 2009, fueron 100 empresas comprometidas para el RACMF y 8 para el EDAGSF. El Procedimiento establece que el Osinergmin tomando muestras representativas entre los integrantes del SEIN realiza inspecciones de campo para verificar la implementación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación, y la información alcanzada por el COES-SINAC.

Los criterios tomados en cuenta para seleccionar a las que se realizará inspección de campo son: el grado de cumplimiento de los esquemas de años anteriores, la periodicidad de la inspección de campo a la empresa, la magnitud de demanda de la empresa (MW) y el funcionamiento de su ERACMF en años anteriores.

El Osinergmin dispone de personal de supervisión que realiza estas inspecciones de campo a nivel nacional, el cual verifica la instalación y ajustes de los relés, revisa las instalaciones, interruptores alimentadores, protocolo de pruebas y los reportes de actuación de los relés. El objetivo es corroborar la información que las empresas declararon al Osinergmin.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados y la Resolución OSINERGMIN N.º 489-2008-OS/CD es la norma vigente que establece las obligaciones de las empresas para la implementación y actuación del Esquema de Rechazo Automático de Carga y Generación (ERACG). En ese sentido, la fiscalización que realiza el Osinergmin es importante para el cumplimiento de los objetivos de la normativa.
2. En el 2009 se presentaron 22 eventos de subfrecuencia que activaron el Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF) del SEIN.  
El evento más severo fue la desconexión de la Central Hidroeléctrica del Mantaro con 598.8 MW ocurrido a las 10:27 h del 7 de marzo de 2009.  
El evento que más se repitió fue la desconexión de la Central Térmica de Ventanilla en 6 oportunidades siendo el más severo el ocurrido el 12 de noviembre de 2009 cuando generaba 468.3 MW.  
Otro evento importante fue la desconexión de la línea Mantaro-Socabaya que interconecta el área Centro-Norte con el área Sur cuando se transfería 171 MW hacia el Sur.  
En estos eventos de desconexión de las más importantes centrales y líneas de transmisión del SEIN, y en general en los 22 eventos de subfrecuencia del 2009, la activación del ERACMF logró mantener la estabilidad de la frecuencia del SEIN con lo cual se comprobó la eficacia del Estudio de RACG de 2009 elaborado por el COES.
3. De la fiscalización de Osinergmin se ha obtenido que la implementación del ERACMF de las empresas concesionarias de distribución y usuarios libres con demanda mayor a 10 MW aporta 1209,9 MW para el rechazo de carga respecto a los 1248 MW requeridos en el Estudio de RACG de COES del 2009, esto representa un grado de implementación de 96.7% del esquema en el SEIN.
4. La Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados establece que todos los Integrantes del SEIN deben implementar obligatoriamente los esquemas de rechazo de automático de carga. Pero en el sistema se tienen usuarios de pequeño consumo de energía incluso con demanda menor a 1 MW cuyo aporte al esquema es del nivel de kW lo cual no es

significativo a nivel del SEIN; sobre estos usuarios se genera un gran esfuerzo en la supervisión y altos gastos de inversión en la implementación del esquema de parte de estos pequeños aportantes. Como recomendación del presente informe, se sugiere que estos pequeños usuarios no sean considerados en el ERACG.

5. En el Procedimiento de supervisión del Osinergmin se debe exigir que los Integrantes del SEIN cuenten con un Protocolo de Pruebas de los ajustes de sus relés con el cual se pueda tener mayor garantía de que estos se activarán efectivamente ante la ocurrencia de eventos de perturbación de la frecuencia. Los Protocolos exigidos deben tener un tiempo de vigencia o caducidad.
6. Como recomendación final en la gestión de la supervisión, durante la supervisión se observó que muchos de los usuarios desconocen el Estudio de RACG y la normativas relacionadas, se requiere mayor difusión para conocimiento de los usuarios y que la normativa ya existente se aplique y se haga efectivo su cumplimiento.

**ANEXOS**



**ANEXO A**

**Eventos de Rechazo Automático de Carga y Generación en el SEIN año 2009**

## Eventos de Rechazo Automático de Carga y Generación en el SEIN año 2009

N°	Fecha - hora	Causa del evento	Frec. Fin (Hz)	Esq.	F-E	RACG (MW)	Reduc. (MW)
1	23/01/2009 11:14:03	Salió de servicio la unidad TV21 de la C.T. Ilo 2 con 133 MW debido a la pérdida de señal de flama originado por error del personal de la central que realizaba una prueba de rutina del generador de emergencia.	59	MF	U-1	26.53	0
2	04/02/2009 13:52:39	Disminución manual de generación de la C.H. Chimay en 94,4 MW debido a alta concentración de sólidos en suspensión (>2gr/lit), la cual fue originada por lluvias intensas en el alto Tulumayo que provocó el arrastre de material en las laderas de los ríos afluentes.	59	MF	U-1	31.14	0
3	06/02/2009 16:47:00	Salió de servicio la unidad TV de la C.T. Ventanilla con 165,34 MW debido a la desconexión de la barra principal de servicios auxiliares de 6,9 kV, la cual fue originada por una falla en el circuito de protección y medida. A las 16:50 h salieron de servicio las unidades TG3 y TG4 de la C.T. Ventanilla.	58.98	MF	U-2	132.68	21.47
4	23/02/2009 10:39:00	La línea L-1001 (Machupicchu - Cachimayo) de 138 kV desconectó por actuación de su protección de distancia a causa de una falla bifásica. La línea L-1002 (Machupicchu - Quencoro) fuera de servicio por mantenimiento programado. (Desconectó el grupo G2 de la C.H. Machupicchu por activación del EDAGSF.	>70 (1)	SF	U	28.81	
5	05/03/2009 10:58:00	Desconectó la unidad TG2 de la C.T. Chilca Uno con 162 MW debido a una señal errónea de disparo del control "Fire Protección Alarm".	58.99	MF	U-1	84.14	3
6	07/03/2009 08:04:00	Desconectó la línea L-2236 (Guadalupe - Chiclayo Oeste) de 220 kV con un flujo de 50 MW por una falla bifásica en las fases "R" y "T" debido a rotura del pin del aislador de vidrio del lado del conductor de la fase "T". Como consecuencia se formó el sistema aislado del área norte de Chiclayo Oeste - Piura - Talara - Zorritos donde se presentó un déficit de generación y súbita disminución de la frecuencia.	58.693	MF	U-4	51.62	0

N°	Fecha - hora	Causa del evento	Frec. Fin (Hz)	Esq.	F-E	RACG (MW)	Reduc. (MW)
7	07/03/2009 10:27:32	Desconectó intempestivamente la C.H. Mantaro (Santiago Antúnez de Mayolo) con 589,8 MW de generación debido a un cortocircuito en los servicios auxiliares de 220 Vcc del sistema de mando ocasionado por la intervención accidental de personal de un contratista de la empresa Electroperú cuando realizaba una inspección y seguimiento del cableado como trabajo previo para la modernización de los servicios auxiliares de la central.	58.693	MF	U-4 ( <sup>2</sup> )	514.32	57.3
8	12/03/2009 18:41:00	Se activó el esquema de rechazo automático de carga por mínima frecuencia (ERACMF) por la disminución de la frecuencia en el SEIN, desde 60,02 Hz hasta 59,06 Hz, debido a la demora en la coordinación para la toma de carga y el ingreso de las unidades de generación para el bloque de máxima demanda.	59.06	MF	U-1	34.26	0
9	07/04/2009 10:55:31	Desconectó la línea L-2211 (Ica – Marcona) de 220 kV en la S.E. Ica por la actuación de la protección de bajo presión de gas (SF6) del interruptor IN-2460, cuando se realizaban trabajos de mantenimiento correctivo de cambio de empaquetadura y llenado de gas SF6 en dicho interruptor. Como consecuencia el área Marcona – San Nicolás quedó aislado del SEIN, operando con la C.T. San Nicolás. En esta área aislada se produjo un déficit de generación, que provocó la activación del ERACMF.	45.8 ( <sup>3</sup> )	MF	U5-D4	15.18	29.68
10	23/04/2009 18:43:00	La frecuencia en el SEIN disminuyó hasta 59,02 Hz debido a la restricción de generación por problemas de baja presión gas natural, a la desconexión de la unidad TV3 de la C.T. Ilo 1 y a la disminución de generación de la C.H. Huinco, con lo cual se activó el ERACMF rechazando un total 7,25 MW.	59.02	MF	U-1	7.25	0
11	25/04/2009 16:18:13	Desconectó la línea L-2256 (Pachachaca - Yanango) de 220 kV en la S.E. Yanango debido a una falla en el sistema de teleprotección en la S.E. Pachachaca, que se evidenció durante la falla monofásica	58.99	MF	U-1	112	7.68

N°	Fecha - hora	Causa del evento	Frec. Fin (Hz)	Esq.	F-E	RACG (MW)	Reduc. (MW)
		a tierra de la fase "R" ocurrida en la línea, la cual habría sido originada por descargas atmosféricas.					
12	26/04/2009 10:08:00	A las 9:17 h, 10:24 h y 10:49 h se produjeron actuaciones del ERACMF en el subsistema aislado Talara, debido a una inadecuada regulación de la frecuencia de la unidad TG2 de la C.T. Malacas.	58.7	MF	U-4	2.9	0
13	05/05/2009 17:58:00	Desconectaron las unidades TV y TG3 de la C.T. Ventanilla con 232,17 MW por actuación de la protección de la turbina TG3, la cual fue activada por un error humano.	58.98	MF	U-1	140.92	0
14	17/05/2009 11:55:00	La línea L-1001 (Machupicchu - Cachimayo) de 138 kV desconectó por actuación de su protección de sobrecorriente direccional a tierra a causa de una falla monofásica. Como consecuencia y al estar la línea L-1002 (Machupicchu - Quencoro) fuera de servicio por mantenimiento programado, la CH Machupicchu quedó operando en sistema aislado con las cargas que se alimentan desde la SE Machupicchu. A continuación, el grupo G2 de la CH Machupicchu desconectó por actuación del EDAGSF y quedó girando en vacío, en tanto que el grupo G3 desconectó por actuación de su protección de sobrecorriente de neutro.	61.3	SF	D	29.59	
15	06/06/2009 23:26:00	Actuó la protección diferencial de barras en 60 kV de la SE Balnearios por falla ocurrida durante una maniobra. Como consecuencia, se vieron interrumpidos los suministros de las subestaciones Balnearios, Neyra, Barranco, San Isidro y de los transformadores I y II de Limatambo, totalizando 173,5 MW de carga. La frecuencia ascendió hasta 61,183 Hz. La unidad TG1 de la CT Aguaytía desconectó por activación del EDAGSF cuando generaba 40 MW; quedó girando en vacío. También salió de servicio la CH Caña Brava por actuación de protección propia.	61.183	SF	U	40	
16	07/06/2009 14:04:00	Desconectó la unidad TG1 de la C.T. Chilca Uno con 163.6 MW por baja presión de gas natural debido al cierre de la válvula de ingreso de gas natural al ramal de medición "B", el	59.01	MF	U-1	80.98	0

N°	Fecha - hora	Causa del evento	Frec. Fin (Hz)	Esq.	F-E	RACG (MW)	Reduc. (MW)
		cual fue activado accidentalmente por un error humano.					
17	11/06/2009 08:20:00	Se abrió por telecomando desde el Centro de Control de REP el interruptor de acoplamiento de barras IN-2174 de 220 kV de la S.E. Guadalupe por un error de maniobra, en lugar de abrir el interruptor IN-2172 del reactor R5 para regular la tensión del área norte. Esta maniobra provocó la sobrecarga del transformador de potencia T17-261 de la S.E. Guadalupe, el cual desconectó el lado de 60 kV, debido a la actuación de su protección de sobrecorriente. Como consecuencia se formó el sistema aislado de Guadalupe-Zorritos. La C.T. Tumbes se desconectó por activación del EDGSF.	62.65	SF	U	15	
18	25/07/2009 07:38:00	Desconectó la unidad TG3 de la C.T. de Ventanilla con 155 MW debido a una señal inadecuada de disparo del procesador principal de arranque (Symadin). Dicha señal mandó a cerrar la válvula de corte del combustible diesel y dio orden de apertura al interruptor de la unidad. La causa por la que se activó la señal de disparo se debió a problemas en el sistema de control.	58.97	MF	U-1	96.51	3.63
19	21/09/2009 10:34:00	Desconectó la unidad TG1 de la C.T. Kallpa con 179 MW por la actuación indebida de la protección de turbina por falla del instrumento de vibración en el cojinete del generador, lo cual, activó el disparo automático de la unidad térmica.	59.02	MF	U-1	2	0
20	22/09/2009 16:22:00	Desconectaron intempestivamente las unidades turbogas TG1 y TG2 de la C.T. Chilca Uno con 168 MW y 169 MW respectivamente debido a la actuación de la protección de muy baja presión de gas de ingreso a la central durante los trabajos de mantenimiento que realizaba personal de Enersur en el filtro secundario "C" de la Estación de Gas.	58.82	MF	U-2	278.66	32.74
21	23/09/2009 14:38:00	Desconectó la línea L-2053 (Cotaruse-Socabaya) de 220 kV por actuación de la protección diferencial de línea, debido a una inadecuada conexión del sistema de comunicación de los relés de	58.64	MF	U-4	120.88	91.9

N°	Fecha - hora	Causa del evento	Frec. Fin (Hz)	Esq.	F-E	RACG (MW)	Reduc. (MW)
		protección en la S.E. Socabaya, mientras personal de mantenimiento de la empresa Transmantaro realizaba pruebas en la protección principal de la línea paralela L-2054 (Cotaruse-Socabaya) de 220 kV.					
22	13/10/2009 12:54:42	En la Subestación Independencia se produjo una falla monofásica a tierra en la barra "B" de 220 kV, debido al desprendimiento de la conexión de la fase "T" entre el transformador de corriente y el seccionador SA-2259 en la celda de la línea L-2217 (Independencia - Aceros Arequipa), equipamiento de propiedad de la empresa Aceros Arequipa. Se desconectó la unidad TG1 de Aguaytía por activación del EDAGSF.	60.99	SF	U	85	
23	22/10/2009 16:09:00	Se produjo recierre no exitoso en la línea L-2052 (Mantaro - Cotaruse), debido a una falla monofásica a tierra en la fase "T" originado por una probable descarga atmosférica. Asimismo, desconectó la línea L-2051 por actuación de su protección de sobretensión en el lado de la subestación Cotaruse y envío de teledisparo hacia la subestación Mantaro.	58.797	MF	U-3 y D-3	52.46	75.81
24	31/10/2009 19:58:00	Desconectó la unidad TV de la CT Ventanilla con 171.64 MW, debido a disparo automático por la protección de alta vibración en el cojinete (Nro4) del generador. Posteriormente, a las 20:04 h se desconectó la unidad TG3 de la CT Ventanilla con 143.71 MW por actuación de las válvulas de seguridad de los calderos debido a la indisponibilidad de condensador; y luego a las 20:05 h desconectó la unidad TG4 de la CT Ventanilla con 134 MW por la misma razón.	58.99	MF	U-2	299.79	0
25	12/11/2009 16:18:00	Desconectó la Central Térmica de Ventanilla con 468.35 MW por actuación de su protección de "bajo nivel en el domo de alta presión (HP)" de los calderos correspondientes a las unidades TG3 y TG4, originado por falla en la bomba de extracción de condensado N° 3 de la unidad TV.	58.903	MF	U-2	321.33	2.54
26	20/11/2009 23:55:00	Se produjo falla trifásica en la línea L-1001 (Machupiccu - Cachimayo) de 138 kV originada por probables	> 69 ( <sup>4</sup> )	SF	U	29.33	

N°	Fecha - hora	Causa del evento	Frec. Fin (Hz)	Esq.	F-E	RACG (MW)	Reduc. (MW)
		descargas atmosféricas. Se presentó una condición de pérdida de sincronismo que provocó las desconexiones de las líneas L-1002 (Machupiccu - Quencoro) y L-1005 (Quencoro - Tintaya) de 138 kV quedando la CH Machupicchu fuera de servicio. Se desconectó el grupo G2 de la C.H. Machupicchu por activación del EDAGSF.					
27	23/11/2009 14:54:00	Desconectó la unidad TG3 de la C.T. Ventanilla con 150 MW, debido a la actuación indebida del sistema contra incendios, la cual produjo una falla a tierra del rotor del generador por rociamiento de agua. Luego la unidad TV disminuyó su generación de 168 MW a 19.17 MW rápidamente lo cual activó el ERACMF.	59.02	MF	U-1	6.22	0
28	12/12/2009 12:27:00	Desconectó la línea L-2236 (Guadalupe - Chiclayo Oeste) de 220 kV, cuando transmitía 63 MW de Guadalupe hacia Chiclayo Oeste, por falla bifásica entre las fases "R-T" ocasionada por pérdida de aislamiento debido probablemente a quema de caña en la zona. Se formó sistema aislado en la zona norte.	58.59	MF	U-4	48.36	13.32

- (<sup>1</sup>) El osciloperturbógrafo solo registra hasta 70 Hz, pero la frecuencia se elevó por arriba de este valor.
- (<sup>2</sup>) En la zona norte se activó, además, la función de derivada de frecuencia hasta la etapa 3.
- (<sup>3</sup>) La frecuencia de 45.8 Hz se registró en la zona aislada de Marcona-San Nicolás.
- (<sup>4</sup>) Solo se registró hasta 69 Hz.

**ANEXO B**  
**Formato de Acta de Inspección de Campo del ERACMF**



## Formato de Acta de Inspección de Campo del ERACMF

 <b>Osinergmin</b> <small>ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA</small>	<b>Acta de Inspección</b>	Código : F3-GFE-UGSE-PE-03
		Revisión : 01
		Fecha : 20 mayo 2010

**1. Datos de inspección de campo**

<b>Empresa:</b>		<b>Departamento:</b>	
<b>Fecha y hora de inicio:</b>		<b>Provincia:</b>	
<b>Fecha y hora de finalización:</b>		<b>Distrito:</b>	

**2. Datos del Esquema****Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia**

Cod Relé	Marca	Modelo	Serie	S.E.	kV	Alimentador	Cod. Inter.	Fecha Impl.
Etapa	Relé por Umbral		Relé por Derivada		Pot. R.	Demanda 10/12/2008 (MW)		
	(Hz)	(s)	(Hz)	(Hz/s)	(s)	(MW)	Máxima (19:00 h)	Media (11:45 h)
Etapa 1								
Código Osinerg		Umbral	Derivada	Observaciones	Hora (hh:mm)	Demanda (MW)		
Fiscalizado	Existencia de Relé	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>					
<input type="checkbox"/>	Ajuste de Relé según Esquema	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>					
	Otro Ajuste	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>					
	Protocolo de Pruebas	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>					

**Observaciones de la inspección:**

- a. Ajustes de los relés:
- b. Habilitación de los disparos de los relés:
- c. Protocolo de pruebas de los ajustes de los relés:
- d. Reporte de eventos de los relés:
- e. Otras observaciones:

**Notas de la Empresa:****Fecha y hora de firma de Acta:**

Nombre de Representante Representante de Empresa	Nombre del Supervisor Supervisor Osinergmin
---	--



## BIBLIOGRAFÍA

- [1]. P. Kundur, "Power System Stability and Control", New York, Mc Graw Hill, 1994.
- [2]. IEEE Transactions on Power Systems; Vol. 19, No 2, Definition and Classification of Power System Stability, IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, may 2004.
- [3]. Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE "1. Norma Técnica para la Coordinación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados", aprobada el 22 de febrero de 2005.
- [4]. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 489-2008-OS/CD "Procedimiento para Supervisar la Implementación y Actuación de los Esquemas de Rechazo Automático de Carga y Generación", aprobada el 11 de julio de 2008.
- [5]. Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. Informe Final COES-SINAC/DEV-157-2008 "Estudio de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN – Año 2009.
- [6]. Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N.° 25844 y su Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N.° 009-93-EM.
- [7]. Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- [8]. Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, Carta COES DO-305-2010.
- [9]. Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, Informe COES DEV-082-2006, Informe del evento de salida de Mantaro de 2006.
- [10]. Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, Informe DEV-026A-2007, Informe del evento de interconexión 2007.
- [11]. D. Rodríguez, Roberto Ramirez, J. Pino, "Esquemas Especiales de Protección del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN): Esquemas de Rechazo Automático de Carga y Desconexión Automática de Generación – Año 2007, Parte I: Conceptos Fundamentales, Modelo Matemático del SEIN y Criterios de Diseño", COES, junio 2007.
- [12]. P.M. Anderson, B. K. LeReverend: "Industry Experience with Special Protection Schemes", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, Nro. 3, agosto de 1996
- [13]. CESI, COES: "Estudio de Rechazo de Carga/Generación del SEIN año 2003", febrero 2003.

- [14]. ISA, COES: "Actualización del Esquema de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN año 2005", septiembre 2004.
- [15]. S. Shokooh, T. Khandelwal, Dr. F. Shokooh, "Intelligent Load Shedding Need for a Fast and Optimal Solution", IEEE PCIC Europe 2005.
- [16]. V. N. Chuvychin, N. S. Gurov, S. S. Venkata, R. E. Brow, "An Adaptive Approach to Load Shedding and Spinning Reserve Control During Underfrequency Conditions", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 1. Nro 4, noviembre 1996.
- [17]. R. Marconato, L. Vergelli, "Problems Concerning the Design of Automatic Load-Shedding Plans; International Conference on Large High Voltage Electric Systems", CIGRE, 1982.
- [18]. Osinergmin, Oficina de Estudios Económicos, Documento de Trabajo N° 6: "Bases Conceptuales del Esquema de Sanciones".
- [19]. Antonio Gómez Expósito, "Sistemas Eléctricos de Potencia", Prince Hall, 2002.