

20

# SUPERVISIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN Y ACTUACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA Y GENERACIÓN.

RES. N° 489-2008-OS/CD



**Osinergmin**

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

**GERENCIA DE FISCALIZACIÓN ELÉCTRICA**





# **PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN Y ACTUACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA Y GENERACIÓN**

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
OSINERGMIN N° 489-2008-OS/CD**

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Lima – Perú

2010

**Procedimiento aprobado por:**

Alfredo Dammert Lira – Presidente del Consejo Directivo

Edwin Quintanilla Acosta – Gerente General

**Equipo de Trabajo:**

Eduardo Jané La Torre – Gerente de Fiscalización Eléctrica

Roberto Tamayo Pereyra - Jefe de Unidad Generación SEIN

Arturo Olivera Castañeda - Especialista

Ruben Rojas Ramirez - Especialista

**Gerencia de Fiscalización Eléctrica**

Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar, Lima 17

Teléfonos: 219 3400- Anexos 1401 / 1402 Fax: 219 3418

[www.osinerg.gob.pe](http://www.osinerg.gob.pe)

## **PRESENTACIÓN**

La Ley del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía- OSINERG, N° 26734 en el Artículo 2º establece como misión del OSINERG el fiscalizar, a nivel nacional, el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades del sub sector electricidad.

La Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, en su título séptimo sobre las «Acciones y Estudios de Seguridad y su Aplicación en la Operación del Sistema», establece disposiciones para los «Rechazos y Reconexiones Automáticos de Carga», donde la DOCOES debe elaborar anualmente su respectivo estudio, los Integrantes del Sistema deben cumplir obligatoriamente con su implementación y el OSINERGMIN, fiscalizará el cumplimiento de esta implementación.

El Rechazo Automático de Carga y Generación tiene como finalidad dar seguridad operativa al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en casos de pérdidas de carga y generación provocados por perturbaciones intempestivas.

Este Procedimiento tiene como objetivo supervisar el desarrollo del estudio que elabora el COES y, el cumplimiento de la implementación y actuación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación por parte de los Integrantes del Sistema.

**Gerencia General**

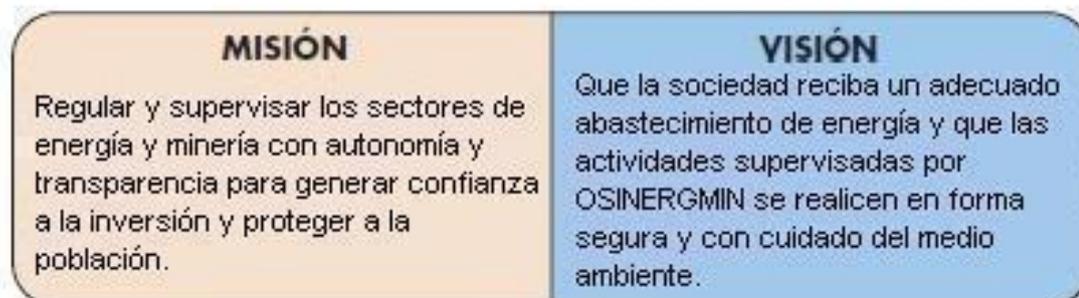
Lima, Junio de 2010



**PROCEDIMIENTO PARA  
SUPERVISAR LA  
IMPLEMENTACIÓN Y ACTUACIÓN  
DE LOS ESQUEMAS DE  
RECHAZO AUTOMÁTICO DE  
CARGA Y GENERACIÓN, EN EL  
PLAN ESTRATÉGICO DEL  
OSINERGMIN  
2007 – 2011**



**PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN DE  
LA IMPLEMENTACIÓN Y ACTUACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE  
RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA Y GENERACIÓN**



**Objetivo Estratégico:  
(Perspectiva del cliente)**

Mejorar la Prestación de los Servicios de Electricidad

Supervisar la elaboración, implementación y actuación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación.

**Objetivo Estratégico:  
(Perspectiva del Proceso Interno)**

Mejorar el Proceso de Supervisión

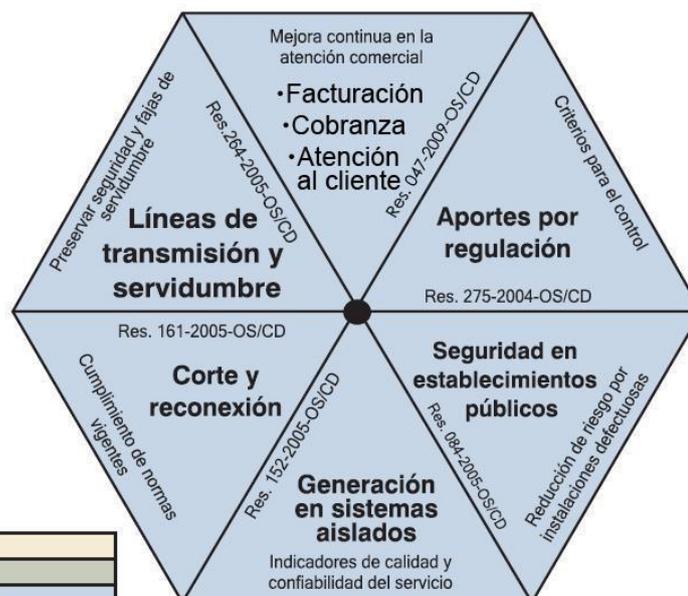
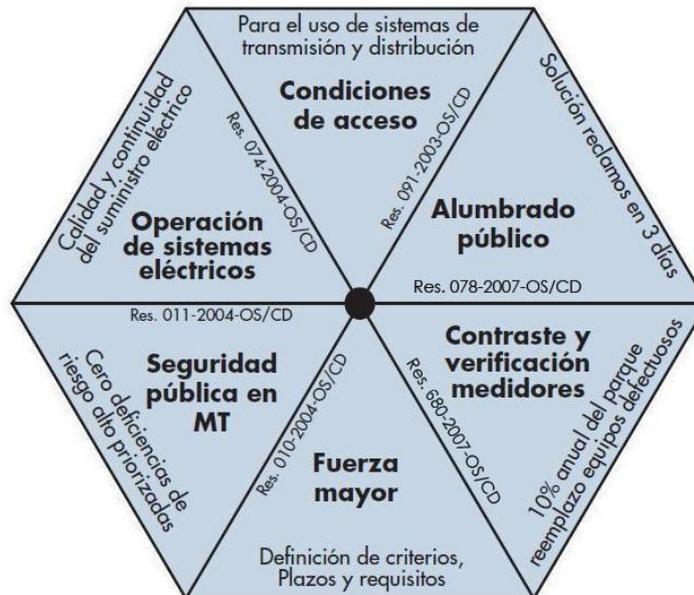
Mejora del Proceso de Supervisión Eléctrica en base a Reportes y Muestreo

**INICIATIVA ESTRATÉGICA**

**Desarrollo del  
Procedimiento:**

Supervisión de la Implementación  
y Actuación de los Esquemas de Rechazo  
Automático de Carga y Generación.

## PROCEDIMIENTOS DE SUPERVISIÓN DE LA GERENCIA DE FISCALIZACIÓN ELÉCTRICA



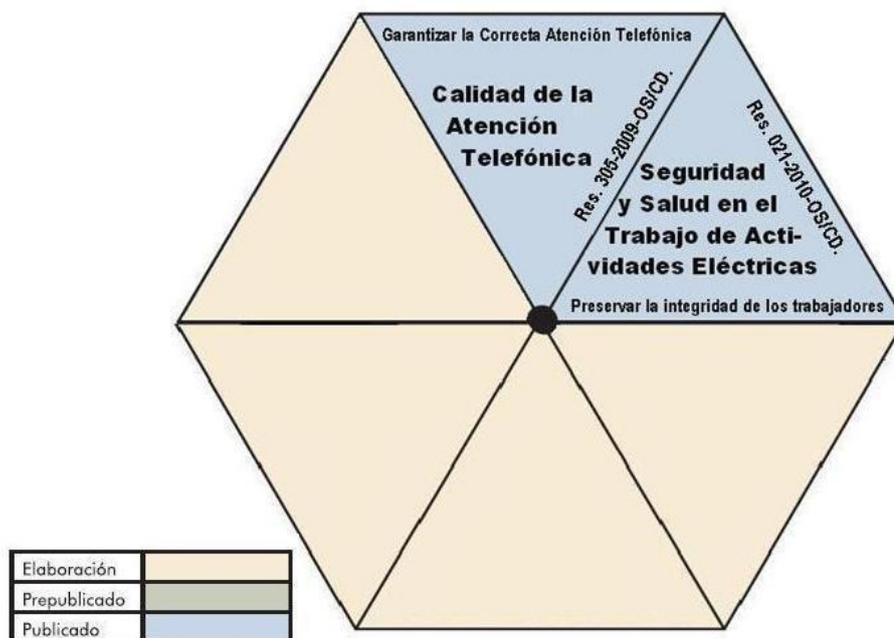
Elaboración	
Prepublicado	
Publicado	

## PROCEDIMIENTOS DE SUPERVISIÓN DE LA GERENCIA DE FISCALIZACIÓN ELÉCTRICA



Elaboración	
Prepublicado	
Publicado	

## PROCEDIMIENTOS DE SUPERVISIÓN DE LA GERENCIA DE FISCALIZACIÓN ELÉCTRICA



## PROCEDIMIENTO PARA SUPERVISAR LA IMPLEMENTACIÓN Y ACTUACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA Y GENERACIÓN. (Resolución OSINERGMIN N° 489-2008-OS/CD)

### Antecedentes

Las perturbaciones pueden causar desbalances entre la generación y la demanda en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Estos desbalances alteran la frecuencia del SEIN y pueden causar la pérdida de su estabilidad. Los esquemas de rechazo automático de carga y generación ayudan a recuperar la frecuencia a los valores normales de operación del SEIN y así conservar la estabilidad del sistema.



**PROCEDIMIENTO PARA SUPERVISAR LA IMPLEMENTACIÓN Y ACTUACIÓN  
DE LOS ESQUEMAS DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA Y GENERACIÓN.  
(Resolución OSINERGMIN N° 489-2008-OS/CD)**

**Objetivo**

Establecer el procedimiento para supervisar la elaboración, implementación y actuación e los esquemas de rechazo automático de carga y generación.



## PROCEDIMIENTO PARA SUPERVISAR LA IMPLEMENTACIÓN Y ACTUACIÓN DE LOS ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA Y GENERACIÓN. (Resolución OSINERGMIN N° 489-2008-OS/CD)

### ¿Qué aspectos se supervisan?

#### **Elaboración del Estudio**

El COES es el organismo encargado de elaborar anualmente el estudio que define los esquemas de rechazo automático de carga y generación.

#### **Implementación de los esquemas**

Los Clientes deben implementar obligatoriamente los esquemas definidos en el estudio del COES.

#### **Actuación de los esquemas**

Los esquemas implementados por los Clientes deben actuar automáticamente ante un evento de perturbación de frecuencia o tensión, a fin de conservar la estabilidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.



## PROCEDIMIENTO PARA SUPERVISAR LA IMPLEMENTACIÓN Y ACTUACIÓN DE LOS ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA Y GENERACIÓN. (Resolución OSINERGMIN N° 489-2008-OS/CD)

### ¿Cuándo se aplican las sanciones?

**Al COES:** cuando no elabore el estudio RACG dentro de los plazos establecidos; cuando no remita la información requerida dentro del plazo y forma establecida en el procedimiento o se presente de manera incompleta o inexacta.

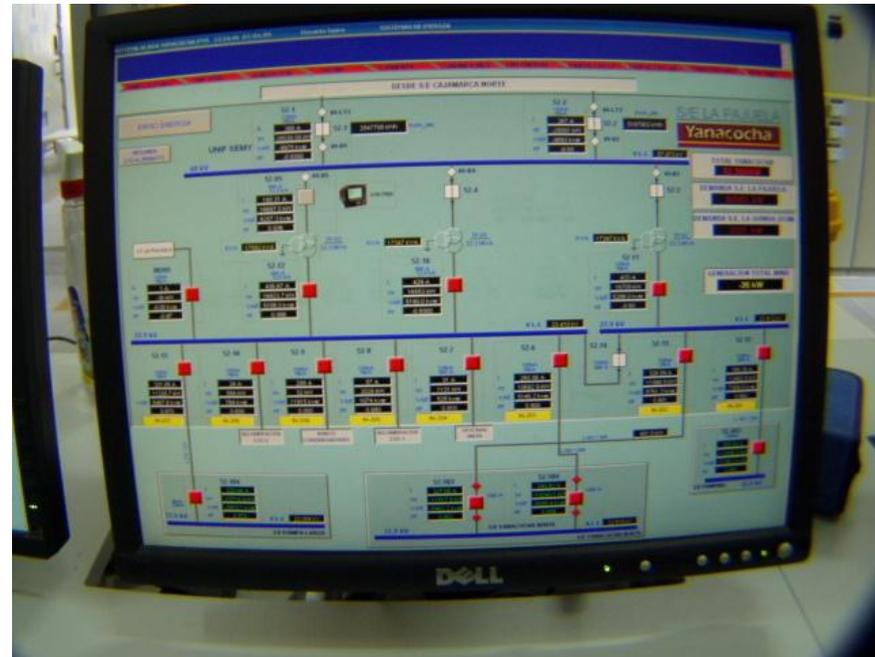
**A los Integrantes:** cuando no implementen los esquemas RACG; cuando el esquema implementado por declaración jurada no corresponda con el encontrado en la inspección en campo; cuando no remita la información requerida dentro del plazo y forma establecida en el procedimiento o se presente de manera incompleta o inexacta; cuando no permita el ingreso del personal acreditado del OSINERGMIN o del COES a las instalaciones donde se ubican los relés o circuitos correspondientes a los esquemas de RACG.



**PROCEDIMIENTO PARA SUPERVISAR LA IMPLEMENTACIÓN Y ACTUACIÓN  
DE LOS ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA Y GENERACIÓN.  
(Resolución OSINERGMIN N° 489-2008-OS/CD)**

**Resultado esperado**

Preservar la seguridad y estabilidad del SEIN ante perturbaciones de frecuencia y tensión.





**RESOLUCIÓN DE  
CONSEJO DIRECTIVO  
OSINERGMIN  
Nº 489-2008-OS/CD**

## **PROCEDIMIENTO PARA SUPERVISAR LA IMPLEMENTACIÓN Y ACTUACIÓN DE LOS ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA Y GENERACIÓN.**

### **EXPOSICIÓN DE MOTIVOS**

OSINERGMIN en su proceso de fiscalización ha venido evaluando la aplicación de lo establecido en los numerales 7.2, 7.3 y 6.6 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real (NTCOTR) relacionados con la elaboración, implementación y desempeño de los esquemas de rechazo automático de carga y generación.

Si bien en los últimos años se ha detectado una mejora del nivel de implementación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación, todavía persiste un importante porcentaje del mismo que no ha sido implementado por los integrantes del SEIN. Asimismo, a partir de la actuación de los ERACG implementados en el SEIN, que diverge de la actuación esperada de los mismos, se ha detectado inadecuados niveles de implementación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación, que han sido determinados y recomendados por el COES. Como consecuencia de estos inadecuados niveles de implementación se ha afectado a algunos clientes cuyos esquemas implementados al 100 % han tenido que asumir los rechazos de otros clientes cuyos niveles de implementación son inferiores y se ha afectado la seguridad del SEIN.

De otro lado, se ha detectado que durante la etapa de elaboración del estudio de rechazo automático de carga y generación, en diversas oportunidades, la información que se requiere para la elaboración del mismo no ha sido remitida oportunamente. Asimismo como no existe un cronograma formal de actividades referidas al estudio con los plazos pertinentes de modo tal que sea posible recoger y atender las observaciones de los integrantes del SEIN referidas al estudio y de esta manera disponer del tiempo necesario para la absolución de tales observaciones, lo cual incidirá en un mayor consenso y aceptación de los resultados del estudio, se ha observado en diversas oportunidades no se han recogido las observaciones de los integrantes del SEIN al referido estudio, lo cual ha incidido en los resultados de los mismos, los cuales han sufrido modificaciones poco tiempo después de ser aprobados.

Ante esto, OSINERGMIN en aplicación de la facultad normativa que le otorga el inciso c) del Artículo 3° de la Ley N° 27332 – Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, así como el artículo 3° de la Ley N° 27699 – Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERGMIN, elaboró el Proyecto de “Procedimiento para supervisar la implementación y actuación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación”.

Este procedimiento busca cumplir cuatro objetivos. El primero es verificar la entrega de información de los integrantes del SEIN para la elaboración oportuna y adecuada del estudio de rechazo automático de carga y generación. El segundo es verificar la elaboración del referido estudio, tomando en cuenta la información y las observaciones de los integrantes del SEIN que enriquezcan el desarrollo del mismo. El tercero es lograr la cabal implementación del esquema de rechazo automático de carga y generación. Finalmente, el cuarto objetivo es verificar la adecuada actuación del esquema de rechazo automático de carga y generación.

En conclusión, debemos señalar que con este procedimiento se logrará una adecuada supervisión de la implementación y actuación de los esquemas de Rechazo Automático de Carga y Generación, con lo cual el OSINERGMIN podrá detectar a los integrantes del SEIN que no han cumplido con las obligaciones relativas al tema del rechazo automático de carga y generación y que están afectando la seguridad operativa del SEIN.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA  
OSINERG N° 489-2008-OS/CD**

Lima, 11 de julio de 2008

**VISTO:**

El Memorando N° GFE-724-2008 de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, por el cual se solicita al Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, la aprobación del “Procedimiento para supervisar la implementación y actuación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación”; y,

**CONSIDERANDO:**

Que, según lo establecido por el inciso c) del artículo 3° de la Ley N° 27332 - Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, la función normativa de los Organismos Reguladores, entre ellos OSINERGMIN, comprende la facultad exclusiva de dictar, entre otros, en el ámbito y en materia de su respectiva competencia, los reglamentos de los procedimientos a su cargo, normas de carácter general referidas a actividades supervisadas o de sus usuarios;

Que, el artículo 22° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, establece que la función normativa de carácter general es ejercida de manera exclusiva por el Consejo Directivo a través de resoluciones;

Que, según lo dispuesto por el Artículo 3° de la Ley N° 27699 - Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERGMIN, el Consejo Directivo está facultado para aprobar procedimientos administrativos vinculados, entre otros, a la Función Supervisora;

Que, el inciso a) del artículo 5° de la Ley N° 26734, Ley de Creación de OSINERGMIN, establece como función velar por el cumplimiento de la normatividad que regule la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario. Asimismo, el artículo 1° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, señala que OSINERGMIN tiene competencia para supervisar y fiscalizar a las ENTIDADES del SECTOR ENERGIA velando por la calidad, seguridad y eficiencia del servicio y/o productos brindados a los usuarios en general, cautelando la adecuada conservación del medio ambiente;

Que, dentro del proceso de supervisión y fiscalización que realiza este organismo, se ha recibido diversas observaciones por parte de los integrantes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), orientadas a que los criterios, premisas y metodología, utilizados en el estudio de RACG del SEIN, sean los apropiados para que no se afecte la seguridad operativa del sistema, cuando estos esquemas sean implementados. Por lo que se ha visto la necesidad de contar con una norma que

establezca el procedimiento que deben observar los integrantes del SEIN para la implementación completa del esquema de rechazo automático de carga y generación, a fin de supervisar el cumplimiento de las obligaciones referidas al rechazo automático de carga y generación;

Que, en ese sentido, OSINERGMIN prepublicó el 9 de diciembre de 2007 en el Diario Oficial El Peruano el “Procedimiento para supervisar la implementación y actuación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación” en concordancia a lo dispuesto en el artículo 25° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por el Decreto Supremo N° 054-2001 -PCM, con la finalidad de recibir los aportes del público en general, los mismos que han sido objeto de comentarios en la exposición de motivos de la presente Resolución;

De conformidad con lo dispuesto en los artículos 22° y 25° del Reglamento General de OSINERG, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Con la opinión favorable de la Gerencia General, la Gerencia Legal y la Gerencia de Fiscalización Eléctrica.

**SE RESUELVE:**

**Artículo 1°.-** Aprobar el “Procedimiento para supervisar la implementación y actuación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación”, contenido en el anexo adjunto y cuyo texto forma parte integrante de la presente Resolución.

**Artículo 2°.-** El presente Procedimiento entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

ALFREDO DAMMERT LIRA  
Presidente del Consejo Directivo



## PROCEDIMIENTO PARA SUPERVISAR LA IMPLEMENTACIÓN Y ACTUACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA Y GENERACIÓN

### 1. OBJETIVO

Establecer el procedimiento para supervisar la elaboración, implementación y actuación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación.

### 2. ALCANCE

El presente procedimiento será aplicado a las empresas integrantes del SEIN que desarrollan actividades de generación, transmisión, distribución, así como los Clientes Libres y al COES-SINAC.

### 3. BASE LEGAL

- Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos.
- Ley N° 27699, Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.
- Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (literal b) del Artículo 31°).
- Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (artículos 196°, 201°).
- Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados aprobada por Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE.

### 4. ABREVIATURAS

<b>MEM</b>	: Ministerio de Energía y Minas.
<b>COES-SINAC</b>	: Comité de Operación Económica del SEIN.
<b>DOCOES</b>	: Dirección de Operaciones del COES-SINAC.
<b>NTCSE</b>	: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
<b>LCE</b>	: Ley de Concesiones Eléctricas.
<b>PR-N°</b>	: Procedimiento técnico del COES-SINAC.
<b>SEIN</b>	: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
<b>RACG</b>	: Rechazo Automático de Carga / Generación.
<b>ERACG</b>	: Esquema de Rechazo Automático de Carga / Generación.
<b>RACMF</b>	: Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia.
<b>ERACMF</b>	: Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia.
<b>RACMT</b>	: Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión.
<b>ERACMT</b>	: Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión.
<b>DAGSF</b>	: Desconexión Automática de Generación por Sobre Frecuencia.
<b>EDAGSF</b>	: Esquema de Desconexión Automática de Generación por Sobre Frecuencia.

### 5. DEFINICIONES

**Cliente:** Concesionario de distribución eléctrica o Cliente libre que es abastecido de energía desde el SEIN comprendido entre los retiros del COES-SINAC y que cuente o no con contrato de suministro.

**Día de la demanda de referencia:** Día definido por el COES-SINAC para establecer la distribución de rechazo de carga de cada Cliente, en el ERACMF.

**Distribución de Rechazos de Carga por mínima frecuencia Propuesto por el COES para los Clientes COES:** Documentos elaborados por el COES-SINAC en la que se informa a cada Cliente COES las magnitudes (MW) de rechazo de carga totales por etapa que debe implementar en su esquema de RACMF del próximo año para cumplir con los porcentajes establecidos por el estudio RACG. El COES-SINAC determina las magnitudes de rechazo de carga totales por etapa a implementar por cada Cliente a partir de la demanda máxima de referencia de cada uno de los Clientes, correspondiente al día seleccionado por el COES.

**Esquemas Generales de RACG del estudio:** Especificaciones Técnicas de los Esquemas Generales propuestos por el Estudio de RACG constituido por los esquemas RACMF, RAGSF DAGSF y RACMT.

**Esquema General de RACMF Propuesto en el estudio:** Cuadro que describe las especificaciones técnicas del ERACMF, que incluye: el número de etapas, el porcentaje de carga a rechazar en cada etapa y los ajustes de los relés de umbral y derivada de frecuencia para activar el rechazo en cada etapa y en cada zona.

**Esquema General de RACMT Propuesto en el estudio:** Cuadro que describe las especificaciones técnicas del ERACMT, que incluye: el número de etapas, la magnitud de carga a rechazar en cada etapa y los ajustes de los relés de mínima tensión para activar el rechazo en cada etapa y en cada subestación.

**Esquema Detallado de DAGSF Propuesto por el estudio:** Cuadro que describe los grupos a desconectar rechazar y los ajustes de los relés de frecuencia para activar el rechazo de cada unidad.

**Esquema Detallado de RACMF Implementado:** Cuadros que contienen los circuitos en los que efectivamente se implementó el rechazo automático de carga por mínima frecuencia.

**Esquema Detallado de RACMT Implementado:** Cuadros que contienen los circuitos en los que efectivamente se implementó el rechazo de carga por Mínima Tensión.

**Esquema General de RACMF Implementado:** Cuadro que totaliza la carga a rechazar en los circuitos donde se implementó el Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia.

**Esquema General de RACMT Implementado:** Cuadro que totaliza por SE, la carga a rechazar en los circuitos donde se implementó el Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión.

**Esquema Detallado de DAGSF Implementado:** Cuadro que contiene las unidades de generación en las que efectivamente se implementó la desconexión de generación y el ajuste de sus relés de frecuencia.

**Oferta Detallada Propuesta por los Clientes para el esquema RACMF:** Cuadro que lista los circuitos propuestos por los Clientes para cumplir con el Esquema General del RACMF Propuesto o Requerido por el COES. El cuadro contiene para cada circuito considerado, el relé que lo comanda, sus ajustes y la carga del circuito para la condición de máxima, media y mínima demanda; así como para la demanda de referencia.

**Oferta Detallada Propuesta por los Clientes para el esquema RACMT:** Cuadro que lista los circuitos propuestos por los Clientes para cumplir con el Esquema General del RACMT Propuesto por el Estudio. El cuadro contiene para cada circuito considerado, el relé que lo comanda, sus ajustes y la carga del circuito par la condición de máxima, media y mínima demanda; así como para la demanda de referencia.

**Personal acreditado del OSINERGMIN:** Es el personal autorizado por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, quien representa al OSINERGMIN en la verificación de la implementación del Esquema de Rechazo de Carga/Generación requerido por el COES.

**Relés que Actuaron Correctamente:** Aquellos relés de frecuencia o tensión que actuaron según el Esquema Detallado de RACG.

**Relés que Actuaron Indebidamente por Exceso:** Aquellos relés que *actuaron* cuando los parámetros de la frecuencia o tensión *no superaron* los valores de los ajustes informados por el responsable del relé según el Esquema Detallado de RACG.

**Relés que Actuaron Indebidamente por Omisión:** Aquellos relés que *no actuaron* cuando los parámetros de la frecuencia o tensión *superaron* los valores de los ajustes informados por el responsable del relé según el Esquema Detallado de RACG.

**Relés que Actuaron Indebidamente:** Aquellos relés de frecuencia que no actuaron según el Esquema Detallado de RACG Implementado e informado por sus responsables, ya sea por omisión o por exceso según el Esquema Detallado de RACG.

## 6. METODOLOGÍA DE SUPERVISIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LOS PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO

El presente procedimiento está constituido por las siguientes etapas:

- i. Verificación de la Entrega de información para la Ejecución del Estudio
  - Actualización del Modelo Dinámico del SEIN
- ii. Verificación de la Aprobación del Estudio RACG elaborado por el COES
  - Definición de las especificaciones técnicas de los Esquemas de RACG.
  - Entrega de las especificaciones técnicas de los Esquemas a los Integrantes del SEIN.
  - Observaciones de los Integrantes.
  - Absolución de Observaciones por el COES y definición de las especificaciones técnicas del esquema requerido.
- iii. Verificación del proceso de implementación de los esquemas de RACG
  - Propuesta presentada por los Clientes.
  - Aplicación de los resultados del estudio a los clientes del SEIN.
  - Aprobación de propuesta de esquemas.
  - Implementación de los esquemas de RACG.
- iv. Evaluación de la actuación de los esquemas de RACG
  - Actuación del ERACMF.
  - Actuación del ERACMT.
  - Actuación del EDAGSF.
  - Mantenimiento del Principio de Equidad.

Los formatos correspondientes a estas etapas se presentan en el Anexo.

### 6.1. Verificación de entrega de información para la Ejecución del Estudio

El estudio debe definir los Esquemas de RACG para un año determinado (“Año en Estudio”) y se elabora en el año previo (“Año de Elaboración del Estudio”). Los esquemas de RACG derivados de, este estudio para cada cliente del SEIN deben estar implementados el 02 de enero del Año en Estudio.

La NTCOTR establece que el COES-SINAC elabora anualmente el estudio de RACG del SEIN, para lo cual se requiere utilizar un modelo dinámico del SEIN. En esta etapa se establecen los lineamientos y pasos para supervisar la entrega

de información de los integrantes del SEIN al COES-SINAC, para dicho propósito.

El modelo dinámico del SEIN comprende el equipamiento existente (centrales de generación, sistema de transmisión y transformación, así como las cargas) durante el año de elaboración del estudio y el equipamiento del Año en Estudio. La información será entregada de acuerdo a los formatos correspondientes establecidos en el Anexo.

6.1.1 Los integrantes del sistema entregarán la información que el COES-SINAC requiera para la elaboración del Estudio de RACG del Año en Estudio hasta el 31 de marzo del año de elaboración del estudio. Los integrantes del sistema entregarán la siguiente información:

- Demanda estimada por los Clientes para el Año en Estudio.
- Los Generadores y Transmisores entregarán al COES-SINAC, la Información actualizada de los modelos y parámetros de los equipos de generación y transmisión a su cargo que hayan entrado en servicio antes del 01 de enero del Año de Elaboración del Estudio. Asimismo, deberán proporcionar la información estimada (parámetros<sup>1</sup> y fecha de inicio de operación) de los equipos de generación y transmisión previstos para entrar en servicio entre el 01 de enero del Año de Elaboración del Estudio y el 31 de diciembre del Año en Estudio.
- El Cliente que maneja procesos de producción, entregará al COES-SINAC los diagramas unifilares de su sistema eléctrico, la descripción de sus procesos y los ajustes de las protecciones propias de sus equipos que son activadas por las señales de tensión y frecuencia. Asimismo, la relación de motores síncronos y asíncronos, barra de conexión, datos de placa, parámetros eléctricos y constantes de inercia, curva característica torque - velocidad de la carga accionada.
- Otra información que el COES-SINAC solicite.

6.1.2 El COES-SINAC tiene plazo hasta el 15 de abril de cada año para reportar en el sistema extranet del OSINERGMIN los incumplimientos en la entrega de la información requerida por parte de los integrantes del SEIN.

6.1.3 Con la información recibida el COES-SINAC actualiza el modelo dinámico del SEIN y efectúa las simulaciones requeridas para el estudio.

## **6.2. Verificación de la Aprobación del Estudio Elaborado por el COES**

Para supervisar el cumplimiento de los objetivos de la NTCOTR en los Esquemas Generales de Rechazo Automático de Carga establecidos en el Estudio Anual de RACG, se seguirán los siguientes pasos:

6.1.1 Los esquemas a ser establecidos en el estudio RACG deben tomar como referencia el esquema RACG vigente durante el año de realización del estudio.

---

<sup>1</sup> Parámetros y características de los equipos de generación existentes y previstos. Diagrama de bloques y ajustes típicos dados por el fabricante para los sistemas de excitación-regulación de tensión y estabilizadores de sistemas de potencia. Diagrama de bloques del control carga-frecuencia con los ajustes típicos dados por el fabricante.

Parámetros de los equipos del sistema de transmisión existentes y previstos (líneas, transformadores de potencia, reactores bancos de capacitares, etc). Diagrama de bloques de los equipos automáticos de compensación reactiva con los ajustes actuales para los existentes y los ajustes típicos del fabricante para los previstos.

El COES-SINAC presentará a las empresas integrantes del SEIN y al OSINERGMIN un Informe Preliminar que incluya como mínimo los siguientes aspectos:

- Evaluación de los esquemas de RACMF, RACMT, RAGSF propuestos en el estudio anterior y vigente durante el Año de Elaboración del nuevo Estudio.
- Revisión de las premisas del estudio anterior que definieron los esquemas de RACG vigentes.
- Definición de las premisas para la elaboración de los esquemas de RACG del Año en Estudio, diferenciando claramente las que se mantienen, de aquellas que requieren ser modificadas para mejorar los esquemas; y además, las premisas adicionales que considere conveniente.
- Definición de las Zonas del SEIN (Formato F01).
- Definición de los esquemas de RACG propuesto para el Año en Estudio.

6.1.2 El COES-SINAC tiene plazo hasta el 31 de agosto del Año de Elaboración del Estudio para remitir a los integrantes del SEIN el Informe Preliminar del Estudio de RACG (en adelante Informe Preliminar). En esa misma fecha el COES-SINAC informará a los generadores el día y el cuarto de hora seleccionados para la demanda de referencia.

Para el día especificado los generadores solicitarán a sus clientes libres y a los distribuidores la información de los diagramas de carga correspondientes. Las distribuidoras informaran el diagrama de carga de clientes regulados y los diagramas de carga de cada uno de sus clientes libres.

6.1.3 Los Integrantes del SEIN podrán presentar al COES-SINAC sus observaciones al Informe Preliminar hasta el 15 de setiembre. En esa misma fecha los generadores entregarán al COES-SINAC el diagrama de carga de sus clientes.

El COES-SINAC reporta en el sistema Extranet del OSINERGMIN dentro de los siguientes tres días hábiles las observaciones al Informe Preliminar.

6.1.4 El Informe Final del Estudio de RACG y las especificaciones de los esquemas de Rechazo de carga/generación serán aprobados por el COES-SINAC hasta el 30 de setiembre de cada año, y serán remitidos a las empresas integrantes del SEIN con copia al OSINERGMIN hasta la referida fecha, adjuntando los respectivos documentos de levantamiento de observaciones y la distribución de las magnitudes de Rechazos de Carga totales por etapa a rechazar por cada Cliente.

Los esquemas de rechazo de carga y generación se entregaran de acuerdo a los formatos que se indican, los que se detallan en el Anexo.

- 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”

La información indicada en este numeral el COES-SINAC lo ingresará al sistema Extranet del OSINERGMIN.

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

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:

6.3.1 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”.

6.3.2 El COES-SINAC consolidará 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.

La información a entregar se realizará de acuerdo a los formatos que se indican, los que se detallan en el Anexo:

F06B : “Aporte por etapas al ERACMF que debe implementar el Cliente

La información indicada en este numeral el COES-SINAC lo ingresará al sistema Extranet del OSINERGMIN.

6.3.3 Los integrantes del sistema tienen como fecha límite el 02 de enero del Año en Estudio para informar en el sistema extranet del OSINERGMIN, en calidad de declaración jurada, los “Esquemas Detallados del RACMF, RACMT y DAGSF Implementados” utilizando los siguientes formatos:

La información a entregar se realizará de acuerdo a los formatos que se indican, los que se detallan en el Anexo:

F06C : “Esquema Detallado de RACMF Implementado por el Cliente”

F07A : “Esquema Detallado de RACMT Implementado por el Cliente”

F08 : “Esquema Detallado de la DAGSF Implementado por el Generador”

El OSINERGMIN tomando muestras representativas entre los integrantes del SEIN realizará 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.

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

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 efectuar monitorear la frecuencia durante las perturbaciones y recabar la información necesaria para el adecuado análisis del evento. Dentro de los 30 días calendario de publicada el presente procedimiento el COES-SINAC informará al OSINERGMIN las especificaciones técnicas del equipamiento necesario para recabar información de frecuencia para efectuar el adecuado análisis de eventos, este equipamiento deberá adquirir y poner en funcionamiento para los análisis de eventos dentro de los siguientes 90 días calendario.

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.

#### **6.4.1 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 ingresaran 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 que se indican, los que se detallan en el Anexo:

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”.

#### 6.4.2 Análisis de la actuación del esquema RACMT

Cuando se active el ERACMT, y/o para las barras que el COES-SINAC indique, los clientes afectados por la perturbación proporcionarán al COES-SINAC el registro de la tensión en el tiempo monitoreada por el relé de tensión correspondiente. Con esta información, el COES-SINAC evaluará los niveles de tensión alcanzados y su duración. Además, utilizando los niveles de ajuste establecidos en el ERACMT, determinará el comportamiento esperado de los relés de tensión. Esta información se reportará en el formato F11.

Para el análisis de la actuación del ERACMT vigente, los clientes, involucrados en el evento proporcionarán la información de la actuación de sus esquemas activados mediante el formato F12. A continuación el COES-SINAC incluye en este mismo formato la actuación esperada de los umbrales de cada relé de tensión registrados en la última columna del formato F11.

Finalmente se evalúa la actuación del ERACMT. Si la actuación esperada de cada relé de acuerdo a los valores de tensión registrados y la señalización de disparo del relé son iguales, entonces la actuación del umbral correspondiente es adecuada, caso contrario la operación del relé será no 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 ERACMT los integrantes del SEIN y el COES-SINAC ingresaran la información que se indica en los formatos así como el reporte de eventos de los relés de tensión y la descripción del evento que ocasiona el RACMT (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 entregar se realizará de acuerdo a los formatos que se indican, los que se detallan en el Anexo:

F11 : “Registro de evaluación del comportamiento de la tensión para cada subestación Afectada”

F12 : “Actuación del ERACMT en el evento ocurrido a las HH:MM:SS del D/M/A según Informe del Cliente”

#### 6.4.3 Análisis de la actuación del esquema de DAGSF

Cuando se activa el EDAGSF en el informe del COES-SINAC se mostrará el comportamiento de la frecuencia en el tiempo así como su derivada y con la información de los ajustes de los relés de frecuencia y de derivada establecidos en el esquema de RAGSF determina el comportamiento esperado de cada relé. Esta información se reporta en el formato F13.

Para el análisis de la actuación del esquema de DAGSF vigente, los generadores involucrados en el evento proporcionarán la información de la actuación de sus esquemas activados mediante el formato F14. Luego, el COES-SINAC incluye en el mismo formato la actuación esperada del umbral de cada relé de frecuencia registrado en la última columna del formato F13.

Finalmente, se evalúa la actuación del esquema de DAGSF. Si la actuación esperada de los umbrales de relé de frecuencia y la señalización de disparo del relé son iguales, entonces la actuación del umbral correspondiente es exitosa, caso contrario el relé no operó en forma 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 esquema de DAGSF los integrantes del SEIN y el COES-SINAC ingresaran 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 la DAGSF (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 entregar se realizará de acuerdo a los formatos que se indican, los que se detallan en el Anexo:

- F13 : “Registro de evaluación del comportamiento de la sobrefrecuencia y su derivada”.
- F14 : “Actuación del EDAGSF en el evento ocurrido a las HH:MM:SS del D/M/A según Informe del Generador”.

#### 6.4.4 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”

- 6.5. 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 adecuaran a los resultados de las especificaciones de los esquemas de rechazo automático de carga y generación.

## 7. MULTAS

Se sancionará al COES-SINAC y a los titulares del equipamiento del SEIN, según la escala de multas y sanciones del OSINERGMIN, en los casos siguientes:

### 7.1. Para el COES-SINAC

- 7.1.1 Cuando no elabore el estudio RACG dentro de los plazos establecidos.

7.1.2 Cuando no remita la información requerida dentro del plazo y forma establecida en este procedimiento o se presente de manera incompleta o inexacta.

7.1.3 Cuando no cumpla lo establecido en el numeral 6 del presente procedimiento.

## **7.2. Para los INTEGRANTES:**

7.2.1 Cuando no implementen los esquemas RACG.

7.2.2 Cuando el esquema implementado por declaración jurada no corresponda con el encontrado en la inspección en el campo.

7.2.3 Cuando no remita la información requerida dentro del plazo y forma establecida en este procedimiento o se presente de manera incompleta o inexacta.

7.2.4 Cuando no cumpla lo establecido en el numeral 6 del presente procedimiento.

7.2.5 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.

## **8. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS**

8.1. Los aspectos no considerados dentro de los alcances del presente procedimiento, serán resueltos por el OSINERGMIN en cada caso particular que sea necesario.

El OSINERGMIN podrá supervisar todos los procesos in situ.

8.2. El plazo de entrada en vigencia del presente procedimiento será de 30 días calendario contados a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial "El Peruano".

## **9. ANEXOS**

9.1. ANEXO – FORMATOS

## ANEXO

**FORMATOS DEL PROCEDIMIENTO PARA SUPERVISAR LA IMPLEMENTACION Y ACTUACION DE LOS ESQUEMAS DE RECHAZO AUTOMATICO DE CARGA Y GENERACION**

**1. F01: DEFINICIÓN DE ZONAS DEL SEIN**

Este formato muestra las zonas, definidas en el estudio de Rechazo Automático de Carga / Generación (RACG) que elabora anualmente el COES.

**Zona:** Zona del SEIN definidas por el estudio de RACG.

**SE:** Subestación que pertenece a la Zona.

**F01: ZONAS DEL SEIN**

ZONA	S.E. 220 kV

**2. F02: ESQUEMA DE RACMF REQUERIDO POR EL ESTUDIO**

Contiene los ajustes de relés de frecuencia Requeridos para el esquema de RACMF para el SEIN en el estudio Rechazo Automático de Carga/Generación.

**Etapas (#):** Son los números de etapas definidas para el esquema de rechazo de carga por mínima frecuencia.

Rechazo

**Etapas (%):** Porcentaje de carga a rechazar en cada etapa. Este porcentaje se evalúa con respecto a la máxima demanda total de los clientes del SEIN.

**Acum.(%):** Porcentaje de carga acumulado de los escalones anteriores y el actual.

**Relés por umbral:** Valores de ajuste de los umbrales frecuencia y tiempo con que deben ser ajustados los relés asignados a cada etapa.

**Relés por derivada de frecuencia:** Valores de ajuste de frecuencia de arranque para la activación de la función por gradiente de frecuencia, y ajuste del tiempo requerido para el disparo, con el que deben ser ajustados los relés asignados a cada etapa y para cada zona.

**F02: ESQUEMA GENERAL DE RACMF REQUERIDO POR EL ESTUDIO**

Etapas	Rechazo		Relés por umbral		Relés por derivada de frecuencia						
	Etapas	Acum	Arranque	Tiempo	arranque'	Zona A	Zona B	Zona C			
#	(%)	(%)	(Hz)	(seg)	(Hz)	(Hz/seg)	(seg)	(Hz/seg)	(seg)	(Hz/seg)	(seg)

**3. F03: ESQUEMA DE RACMT REQUERIDO POR EL ESTUDIO**

Contiene los ajustes propuestos en el estudio de rechazo automático de carga por mínima tensión.

**Cliente:** Empresa Distribuidora propietaria de la subestación



## 5. F05: DISTRIBUCIÓN DE RACMF REQUERIDO POR EL COES A LOS CLIENTES

Es el cuadro elaborado por el COES que contiene los rechazos automáticos de carga por mínima frecuencia para cada Cliente totalizados en MW por etapa, obtenidos en base a la demanda de referencia de cada Cliente.

**Zona:** Zonas del SEIN definidas por el estudio de RACG.

**Clientes:** Cliente que es abastecido de energía desde el SEIN y que se encuentra comprendido entre los retiros del COES-SINAC a través de un Contrato firmado con un generador o con una empresa distribuidora, o como un cliente sin contrato

**Suministrador:** Empresa generadora que suministra energía a un cliente mediante un contrato.

**Demanda de referencia:** Es la demanda obtenida en base al diagrama de carga de cada cliente para un día y cuarto de hora seleccionados por el COES.

**Rechazo Total:** Carga total a rechazar por cada Cliente en MW y en % respecto a la demanda de referencia establecida por el COES para cada Cliente.

F05: DISTRIBUCION DE RACMF REQUERIDO POR EL COES A LOS CLIENTES

Zona	Clientes	Suministrador	Demanda de Referencia (MW)	Rechazos de carga por etapa								Rechazo Total	
				1 (MW)	2 (MW)	3 (MW)	4 (MW)	5 (MW)	6 (MW)	7 (MW)	Reposición (MW)	(MW)	(%)

## 6. F06A: OFERTA POR ETAPA DEL CLIENTE PARA EL ERACMF

Comprende las magnitudes de carga por etapa ofertado por el Cliente para cubrir el porcentaje de rechazo de carga que corresponde a su demanda de referencia en cada una de las etapas y en cada zona.

**Zona:** Zonas del SEIN definidas por el estudio de RACG.

**Tipo de ajustes:** Ajustes por umbral o derivada de frecuencia.

**Demanda de referencia:** Es la demanda obtenida en base al diagrama de carga de cada cliente para un día y cuarto de hora seleccionados por el COES.

**Rechazo de carga por etapa:** Oferta de RACMF por etapa propuesto por los clientes.

**Rechazo Total:** Carga total propuesta a rechazar por cada Cliente en MW y en % respecto a la demanda de referencia establecida por el COES para cada Cliente.

**Suministrador:** Empresa generadora que suministra energía a un cliente mediante un contrato.

**Observaciones:** en caso hubiera.

F06A: OFERTA POR ETAPA DEL CLIENTE PARA EL ERACMF

Zona	Tipo de ajustes	Demanda de Referencia (MW)	Rechazos de carga por etapa								Rechazo Total		Suministrador	Observaciones	
			1 (MW)	2 (MW)	3 (MW)	4 (MW)	5 (MW)	6 (MW)	7 (MW)	Reposi (MW)	(MW)	(%)			
	Ajustes por umbral de frecuencia														
	Ajustes por derivada de frecuencia														
	Total Cliente:														

## 7. F06B: APOORTE POR ETAPAS AL ERACMF QUE DEBE IMPLEMENTAR EL CLIENTE

Comprende las magnitudes de carga consolidados por el COES a partir de la oferta por etapa del cliente para el ERACMF y de la Oferta por etapa del Cliente para el Mecanismo de Permuta en el E RACMF; para cubrir con el porcentaje de rechazo de carga requerido por el COES en la distribución de RACMF por etapa.

**Zona:** Zonas del SEIN definidas por el estudio de RACG.

**Tipo de ajustes:** Ajustes por umbral o derivada de frecuencia.

**Demanda de referencia:** Es la demanda obtenida en base al diagrama de carga de cada cliente para un día y cuarto de hora seleccionados por el COES.

**Rechazo de carga por etapa:** Magnitudes de RACMF por etapa a implementar.

**Rechazo Total:** Carga total a rechazar por cada Cliente en MW y en % respecto a la demanda de referencia establecida por el COES para cada Cliente.

**Suministrador:** Empresa generadora que suministra energía a un cliente mediante un contrato.

**Observaciones:** en caso hubiera.

F06B: APORTE POR ETAPAS AL ERACMF QUE DEBE IMPLEMENTAR EL CLIENTE

Zona	Tipo de ajustes	Demanda de Referencia (MW)	Rechazos de carga por etapa							Reposición (MW)	Rechazo Total		Suministra	Observaciones
			1	2	3	4	5	6	7		(MW)	(%)		
			(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)					
	Ajustes por umbral de frecuencia													
	Ajustes por derivada de frecuencia													
	Total Cliente:													

## 8. F06C: ESQUEMA DETALLADO DE RACMF IMPLEMENTADO POR EL CLIENTE

Comprende los relés y circuitos implementado por el Cliente para cubrir el porcentaje de rechazo de carga que corresponde a su demanda de referencia en cada una de las etapas y en cada zona. La implementación de este esquema debe ser informado al COES en calidad de declaración jurada a más tardar el 02 de enero.

**Zona:** Zonas del SEIN definidas por el estudio de RACG.

**Cód. Relé:** Código del Relé de frecuencia utilizado en el esquema.

**Marca:** Marca del Relé

**Modelo:** Modelo del Relé

**No Serie:** Número de Serie del Relé

**SE Nombre:** Nombre de la subestación donde se encuentra ubicado el relé (**referido a las Subestaciones SET** indicado en la Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos).

**SE Código:** Código de Subestación donde se encuentra ubicado el relé (**referido a las Subestaciones SET** indicado en la Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos).

**kV:** Nivel de tensión del alimentador o circuito controlado por el relé.

**Circuito Nombre:** Nombre del alimentador o circuito controlado por el relé (**referido a las secciones de línea o alimentadores MT** indicado en la Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos).

**Circuito Código:** Código del alimentador o circuito controlado por el relé (es el código de **secciones de línea o alimentadores MT** indicado en la Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos).

**Cód Interr.:** Código del Interruptor.

**Fecha:** Fecha en que fue implementado el ajuste en el relé de frecuencia

**Etapas:** Etapa del rechazo a la que se ha destinado el relé.

Relés por umbral

**Arranque:** Nivel de frecuencia para el que se ha ajustado el arranque del relé.

**Tiempo:** Tiempo ajustado para la actuación del relé luego del arranque por frecuencia.

Relés por derivada de frecuencia

**Arranque':** Nivel de frecuencia para el que se activa el arranque por gradiente de frecuencia.

**Df/dt:** Nivel de gradiente de frecuencia para el que se ha ajustado el arranque del relé.



### 10. F06E: OFERTA POR ETAPA DEL CLIENTE PARA EL MECANISMO DE PERMUTA EN EL E RACMF

Comprende las magnitudes de carga ofrecidos por el cliente para el Mecanismo de Permuta ubicados en una Zona y asignados a una etapa cuyo rechazo excede el porcentaje de RACMF que le corresponde al cliente responsable de ese circuito en esa zona y esa etapa, pero que permite cubrir el porcentaje de rechazo de carga que corresponde a la demanda de otros clientes en esa etapa y zona, a cambio de una retribución económica o del rechazo de carga del segundo en una zona o etapa en la que el primero sea deficitario y sea de mutuo acuerdo.

**Zona:** Zonas del SEIN definidas por el estudio de RACG.

**Tipo de ajustes:** Ajustes por umbral o derivada de frecuencia.

**Demanda de referencia:** Es la demanda obtenida en base al diagrama de carga de cada cliente para un día y cuarto de hora seleccionados por el COES.

**Rechazo de carga por etapa:** Oferta de magnitudes de carga por etapa que pueden permutarse.

**Rechazo Total:** Carga total propuesta a rechazar por cada Cliente en MW y en % respecto a la demanda de referencia establecida por el COES para cada Cliente.

**Suministrador:** Empresa generadora que suministra energía a un cliente mediante un contrato.

**Observaciones:** en caso hubiera.

F06E: OFERTA POR ETAPA DEL CLIENTE PARA EL MECANISMO DE PERMUTA EN EL ERACMF														
Zona	Tipo de ajustes	Demanda de Referencia (MW)	Rechazos de carga por etapa							Reposición (MW)	Rechazo Total		Suministrador	Observaciones
			1 (MW)	2 (MW)	3 (MW)	4 (MW)	5 (MW)	6 (MW)	7 (MW)		(MW)	(%)		
	Ajustes por umbral de frecuencia													
	Ajustes por derivada de													
		Total Cliente:												

### 11. F07A: ESQUEMA DETALLADO DE RACMT IMPLEMENTADO POR EL CLIENTE

Comprende los relés y circuitos implementado por el Cliente para cubrir el rechazo de carga requerido por el COES ara evitar los colapsos de tensión ante perturbaciones significativas o sobrecarga del sistema. La implementación de este esquema debe ser informado al COES en calidad de declaración jurada a más tardar el 02 de enero.

**Cód. Relé:** Código del Relé de tensión utilizado en el esquema.

**Marca:** Marca del Relé

**Modelo:** Modelo del Relé

**No Serie:** Número de Serie del Relé

**SE Nombre:** Nombre de la subestación donde se encuentra ubicado el relé (referido a las **Subestaciones SET** indicado en la Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos).

**SE Código:** Código de Subestación donde se encuentra ubicado el relé (referido a las **Subestaciones SET** indicado en la Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos).

**kV:** Nivel de tensión del alimentador o circuito controlado por el relé.

**Barra:** Barra donde el relé monitorea la tensión.

**Circuito Nombre:** Nombre del alimentador o circuito controlado por el relé (referido a las **secciones de línea o alimentadores MT** indicado en la Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos).

**Circuito Código:** Código del alimentador o circuito controlado por el relé (es el código de **secciones de línea o alimentadores MT** indicado en la Base

Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos).

**Cód Interr.:** Código del Interruptor que controla el alimentador o circuito.

**Fecha:** Fecha en que fue implementado el ajuste en el relé de tensión.

**Umbral:** Cada uno de los niveles de tensión y tiempos que activan los rechazos de carga del esquema RACMT, y comprende 3 umbrales: 1er, 2do y 3er Umbral.

**Arranque:** Nivel de tensión para el que se ha ajustado el arranque del relé para cada umbral.

**Tiempo:** Tiempo ajustado para la actuación del relé luego del arranque para cada umbral.

**Demanda Registrada:** Demanda máxima, media y mínima registrada en el alimentador o circuito considerado en el esquema de RACMT.

**Suministrador:** Empresa generadora que suministra energía a un cliente.

**Observaciones:** en caso considere que el circuito pueda rotar y mas adelante ya no este comprendido en el ERACMT.

F07A: ESQUEMA DETALLADO DE RACMT IMPLEMENTADO POR EL CLIENTE

Cód relé	Marca	Modelo	No Serie	SE	SE	kV	Barra	Circuito	Circuito	Código de Interr.	Fecha de Implem.	1er Umbral		2do Umbral		3er Umbral		Demanda Registrada (*)			Suministrador	Observaciones		
				Nombre	Código			Nombre	Código			Arranque (kV)	Tiempo (seg)	Arranque (kV)	Tiempo (seg)	Arranque (kV)	Tiempo (seg)	Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]				

## 12. F07B: ROTACIÓN DE CIRCUITOS INCLUIDOS EN EL ESQUEMA DE RACMT POR EL CLIENTE

Comprende las modificaciones de estado de los elementos que forman el ERACMT. Cada elemento está formado por la combinación del relé, el interruptor comandado y el circuito que comanda el interruptor. Cualquier nueva combinación de relé, valor de ajuste, interruptor o circuito representa una nueva condición o estado. Por lo tanto, cualquier cambio en alguno de ellos, representa un **cambio de estado** en uno de los elementos del ERACMT.

**Fecha Inicio:** Fecha en que fue implementado el ajuste y a partir de la cual corresponde a la condición del relé – circuito o equipo de transmisión.

**Cód. Relé:** Código del Relé de mínima tensión utilizado en el esquema.

**SE:** Subestación donde se encuentra ubicado el relé

**kV:** Nivel de tensión del circuito (o equipo de transmisión) controlado por el relé.

**Barra:** Barra donde el relé monitorea la tensión.

**Circuito:** Código del circuito (o equipo de transmisión) controlado por el relé.

**Cód Interr.:** Código del Interruptor.

**Fecha:** Fecha en que se ha implementado el ajuste en el relé de tensión.

**Umbral:** Cada uno de los niveles de tensión y tiempos que activan los rechazos de carga del esquema RACMT, y comprende 3 umbrales: 1er, 2do y 3er Umbral.

**Arranque:** Nivel de tensión para el que se ha ajustado el arranque del relé para cada umbral.

**Tiempo:** Tiempo ajustado para la actuación del relé luego del arranque para cada umbral.

**Demanda Registrada:** Demanda máxima, media y mínima registrada en el alimentador o circuito considerado en el esquema de rechazo de carga por mínima tensión.

**Situación del Circuito (Ingreso o retiro del ERACMT):** Se indica si el circuito ingresa o se retira del ERACMT.

F07B: ROTACIÓN DE CIRCUITOS INCLUIDOS EN EL ERACMT

Cód relé	Marca	Modelo	No Serie	SE kV	Barra	Circuito	Código de Interr.	Fecha de Implem	1er Umbral		2do Umbral		3er Umbral		Demanda Registrada			Suminis- trador	Situación del circuito (Ingreso o Retiro del ERACMT)
									Arranque (kV)	Tiempo (seg)	Arranque (kV)	Tiempo (seg)	Arranque (kV)	Tiempo (seg)	Máxima [MW]	Media [MW]	Mínima [MW]		

### 13. F8: ESQUEMA DETALLADO DE LA DAGSF IMPLEMENTADO POR EL GENERADOR

Comprende los relés y unidades de generación implementados por el generador para cumplir con el EDAGSF requeridos por el COES. La implementación de este esquema debe ser informado al COES en calidad de declaración jurada a más tardar el 02 de enero.

**Cód. Relé:** Código del Relé de frecuencia utilizado en el esquema.

**Marca:** Marca del Relé

**Modelo:** Modelo del Relé

**No Serie:** Número de Serie del Relé

**Central:** Central de Generación donde se encuentra ubicado el relé

**kV:** Nivel de tensión del generador controlado por el relé.

**Grupo:** Código del generador controlado por el relé.

**Fecha:** Fecha en que fue implementado el ajuste en el relé de frecuencia

Relés por derivada de frecuencia

**Arranque:** Nivel de frecuencia para el que se activa el arranque por gradiente de frecuencia.

**Df/dt:** Nivel de gradiente de frecuencia para el que se ha ajustado el arranque del relé.

**Tiempo:** Tiempo ajustado para la actuación del relé luego del arranque por gradiente de frecuencia.

**Generación Prevista:** Generación prevista en el grupo considerado en el esquema de rechazo de carga/generación.

Relés por umbral

**Arranque':** Nivel de frecuencia para el que se ha ajustado el arranque del relé.

**Tiempo:** Tiempo ajustado para la actuación del relé luego del arranque por frecuencia.

F08: ESQUEMA DETALLADO DE LA DAGSF IMPLEMENTADO POR EL GENERADOR

Cód relé	Marca	Modelo	No Serie	Central	kV	Grupo	Fecha de Implement.	Relés por derivada de frec.			Relés por umbral	
								Arranque [Hz]	df/dt [Hz/s]	Tiempo (seg)	Arranque' [Hz]	Tiempo (seg)

### 14. F9: REGISTRO DE EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA PARA CADA ZONA

Este registro contiene los niveles de frecuencia y gradiente de frecuencia alcanzados por la perturbación y su duración, a fin de determinar los relés que debieron actuar como consecuencia de las variaciones de frecuencia producidas.

**Zona:** Zonas del SEIN definidas por el estudio de RACG.

Niveles de Frecuencia: constituidos por los siguientes campos:

**Etapas:** Etapas de rechazo de carga consideradas en el estudio de RACG.

**Nivel de f:** Nivel de frecuencia para el que se activan las etapas previstas en el estudio

**inicio:** Instante en el que la frecuencia cae por debajo del valor que corresponde a la etapa.

**tfinal:** Instante en el que la frecuencia supera el valor que corresponde a la etapa.

**Duración:** Tiempo durante el que la señal de frecuencia se mantiene por debajo de "Nivel de f" de la etapa.

**Actuación de la Etapa:** Indica si los niveles de frecuencia alcanzados en la perturbación activan alguna etapa del esquema RACMF.

[ f ]: Si corresponde la actuación de la etapa.

[ ]: No corresponde la actuación de la etapa.

**Niveles de Gradiente:** constituidos por los siguientes campos:

**Etapa:** Etapas consideradas en el estudio.

**Arranque:** Nivel de frecuencia que activa la medición del gradiente de frecuencia

**Nivel de Grad. f:** Nivel de gradiente de frecuencia para el que se activa el conteo de tiempo para activar la etapa señalada en el campo Etapa

**t inicio:** Instante en el que la derivada de frecuencia y la frecuencia caen por debajo de sus valores de arranque para la Etapa.

**t final:** Instante en el que la derivada de frecuencia o la frecuencia superan el valor de arranque que corresponde a la Etapa.

**Duración Df/dt:** Tiempo durante el que la señal de actuación por derivada de frecuencia activa el temporizador para emitir la señal de disparo por Nivel de Gradiente correspondiente a la Etapa.

**Actuación de la Etapa:** Indica si los niveles de gradiente de frecuencia alcanzados en la perturbación activan alguna etapa del esquema RACMF.

[Df]: Si corresponde la actuación de la etapa.

[ ]: No corresponde la actuación de la etapa.

**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	$f \leq 59.0$					A	1ra	$\leq 59.8$	$f' \leq -0.75 \text{ Hz/s}$				
	2da	$f \leq 58.9$						2da	$\leq 59.8$	$f' \leq -0.75 \text{ Hz/s}$				
	3ra	$f \leq 58.8$						3ra	$\leq 59.8$	$f' \leq -0.75 \text{ Hz/s}$				
	4ta	$f \leq 58.7$					B	1ra	$\leq 59.8$	$f' \leq -0.65 \text{ Hz/s}$				
	5ta	$f \leq 58.6$						2da	$\leq 59.8$	$f' \leq -0.65 \text{ Hz/s}$				
	6ta	$f \leq 58.5$						3ra	$\leq 59.8$	$f' \leq -0.65 \text{ Hz/s}$				
	7ma	$f \leq 58.4$						4ta	$\leq 59.8$	$f' \leq -1.10 \text{ Hz/s}$				
Repos.	$f \leq 59.1$					5ta	$\leq 59.8$	$f' \leq -1.40 \text{ Hz/s}$						
B	1ra	$f \leq 59.0$					C	1ra	$\leq 59.8$	$f' \leq -1.10 \text{ Hz/s}$				
	2da	$f \leq 58.9$						2da	$\leq 59.8$	$f' \leq -1.10 \text{ Hz/s}$				
	3ra	$f \leq 58.8$						3ra	$\leq 59.8$	$f' \leq -1.10 \text{ Hz/s}$				
	4ta	$f \leq 58.7$					4ta	$\leq 59.8$	$f' \leq -1.50 \text{ Hz/s}$					
	5ta	$f \leq 58.6$					5ta	$\leq 59.8$	$f' \leq -2.10 \text{ Hz/s}$					
	6ta	$f \leq 58.5$												
	7ma	$f \leq 58.4$												
Repos.	$f \leq 59.1$													
C	1ra	$f \leq 59.0$												
	2da	$f \leq 58.9$												
	3ra	$f \leq 58.8$												
	4ta	$f \leq 58.7$												
	5ta	$f \leq 58.6$												
	6ta	$f \leq 58.5$												
	7ma	$f \leq 58.4$												
Repos.	$f \leq 59.1$													

**15. F10: ACTUACIÓN DEL ESQUEMA DE RACMF EN EL EVENTO OCURRIDO A LAS HH:MM:SS DEL D/M/A SEGÚN INFORME DEL CLIENTE.**

Comportamiento de los relés de frecuencia que forman el ERACMF del cliente durante la perturbación o evento.



**16. F11: REGISTRO DE EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA TENSIÓN PARA CADA S.E. AFECTADA**

Este registro contiene los niveles de tensión producidos en las subestaciones afectadas por el RACMT y su duración, a fin de determinar los relés que debieron actuar como consecuencia de las variaciones de tensión producidas.

**SE:** Subestación afectada por el Rechazo de Carga por Mínima Tensión.

Niveles de Tensión: constituidos por los siguientes campos

**Umbral:** Umbrales de tensión consideradas en el estudio.

**Nivel de V:** Nivel de tensión para el que se activan los umbrales previstas en el estudio.

Comportamiento de la Tensión

**t inicio:** Instante en el que la tensión monitoreada cae por debajo del umbral establecido.

**t final:** Instante en el que la tensión supera el valor del umbral establecido.

**Duración:** Tiempo durante el cual la señal de actuación por mínima tensión activa el temporizador para emitir la señal de disparo correspondiente al umbral.

**Actuación del umbral:** Indica si los niveles de tensión producidos en la subestación activó algún umbral del esquema de RACMT.

[V1]: Si corresponde la actuación del Umbral 1.

[V2]: Si corresponde la actuación del Umbral 2.

[V3]: Si corresponde la actuación del Umbral 3.

[ ]: No corresponde debe activarse ningún umbral.

**F11: REGISTRO DE EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA TENSIÓN PARA CADA S.E. AFECTADA**

SE	Niveles de tensión		Comportamiento de la Tensión			Actuación del umbral
	Umbral	Nivel de V (kV)	Inicio (seg)	Fin (seg)	Duración (seg)	
	V1					
	V2					
	V3					
	V1					
	V2					
	V3					
	V1					
	V2					
	V3					

**17. F12: ACTUACIÓN DEL ERACMT EN EL EVENTO OCURRIDO A LAS HH:MM:SS DEL D/M/A SEGÚN INFORME DEL CLIENTE.**

Comportamiento de los relés de mínima tensión que forman el ERACMT del cliente durante el evento.

**Cód. Relé:** Código del relé de tensión utilizado en el esquema de rechazo.

**Marca:** Marca del Relé

**Modelo:** Modelo del Relé

**No Serie:** Número de Serie del Relé

**SE:** Subestación donde se encuentra ubicado el relé

**Barra:** Barra donde el relé monitorea la tensión.

**kV:** Nivel de tensión del alimentador o circuito controlado por el relé.

**Circuito:** Para el cliente es el código del alimentador o circuito considerado en el esquema de rechazo de carga. Para el transmisor es el código del equipo (línea, reactor o condensador shunt) considerado en el esquema RACMT.

**Cód Interr.:** Código del Interruptor que controla el alimentador o circuito.

**Fecha de implementación:** Fecha en que fue implementado el ajuste en el relé de tensión.

**Etapa:** Etapa del rechazo a la que se ha destinado el relé.

### **Ajustes**

**Umbral:** Designación de los ajustes del relé de tensión. Comprende los umbrales: 1er umbral, 2do umbral y 3er umbral.

**Arranque:** Nivel de tensión correspondiente para el que se ha ajustado el arranque del relé, para activar los rechazos de carga del esquema de RACMT.

**Tiempo:** Tiempo ajustado para la actuación del relé luego del arranque por tensión correspondiente.

**Demanda Interrumpida:** Demanda del alimentador o circuito en el momento de la interrupción en MW.

### **Duración de la Interrupción**

**Inicio:** Instante de la desconexión del circuito.

**Final:** Instante de la conexión del circuito.

**Duración:** Tiempo durante el cual el circuito estuvo fuera de servicio debido a la actuación del relé de tensión.

**Señalización del disparo:** Bandera que señala el umbral correspondiente a la unidad del relé que ordenó disparo del alimentador o circuito:

[V1]: Actuó por disparo del 1er umbral de tensión.

[V2]: Actuó por disparo del 2do umbral de tensión.

[V3]: Actuó por disparo del 3er umbral de tensión.

[ ]: No actuó el relé.

**Comportamiento esperado del relé con la frecuencia:** Actuación esperada de los relés de tensión ante el comportamiento de la tensión durante un evento:

[V1]: Le corresponde actuar al relé por 1er umbral de tensión.

[V2]: Le corresponde actuar al relé por 2do umbral de tensión

[V3]: Le corresponde actuar al relé por 3er umbral de tensión

[ ]: No le corresponde actuar al relé.

**Evaluación actuación de relés:** Performance de la actuación de los relés de tensión del esquema RACMT de cada Cliente:

[OK]: Actuación correcta del relé.

[KO]: Actuación incorrecta del relé.

**Suministrador:** Empresa generadora que suministra energía a un cliente COES.

**F12: ACTUACION DEL ERACMT EN EL EVENTO OCURRIDO A LAS HH:MM:SS DEL D/M/A SEGÚN INFORME DEL CLIENTE**

Cód relé	Marca	Modelo	N° serie	SE	Barra	kV	Circuito	Cód. de Interr.	Fecha de Implem.	etapa	Ajustes			Demanda Interrumpida [MW]	Duración de la Interrupción			Señaliz. del disparo	Comportam. esperado del relé	Evaluac. actuación de relés	Suminis- trador	
											Umbral	Arranque (kV)	Tiempo (seg)		Inicio HH:MM:SS	Final HH:MM:SS	duración minutos					

Carga total rechazada (MW) por el cliente:

Señalización del disparo:

[V1]: Actuó por disparo del 1er umbral de tensión

[V2]: Actuó por disparo del 2do umbral de tensión

[V3]: Actuó por disparo del 3er umbral de tensión

[ ]: No actuó el relé

## 18. F13: REGISTRO DE EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA SOBREFRECUENCIA Y SU DERIVADA

Este registro contiene los niveles de sobrefrecuencia, gradiente de frecuencia y duraciones alcanzadas durante la perturbación. Esta información servirá para determinar los relés de frecuencia del esquema de RAGSF que debieron actuar como consecuencia de las variaciones de frecuencia producidas.

**Central:** Central eléctrica donde se encuentra ubicado el relé de frecuencia

**Unidad:** Unidad de generación considerada en el esquema de RAGSF.

Umbral 1: Niveles de Gradiente de frecuencia

**Arranque:** Nivel de frecuencia que activa el arranque por gradiente de frecuencia.

**Nivel de Grad. f:** Nivel de gradiente de frecuencia para el que se ha ajustado el arranque del relé.

**t inicio:** Instante en el que la Derivada de frecuencia y la frecuencia se elevan por encima de sus valores de arranque para el umbral 1.

**t final:** Instante en el que la derivada de frecuencia o la frecuencia caen por debajo del valor de arranque para el umbral 1.

**Duración Df/dt:** Tiempo durante el que la señal de actuación por derivada de frecuencia activa el temporizador para emitir la señal de disparo por Nivel de Gradiente correspondiente al umbral 1.

**Actuación del umbral 1:** Indica si los niveles de gradiente de frecuencia producidos activó algún umbral del esquema RAGSF.

[Df]: Si corresponde la actuación del Umbral 1.

[ ]: No corresponde la actuación del Umbral 1.

Umbral 2: Niveles de Frecuencia

**Nivel de f:** Nivel de frecuencia para el que se activan el umbral 2 previstas en el estudio.

**t inicio:** Instante en el que la frecuencia se eleva por encima del valor que corresponde al umbral 2.

**t final:** Instante en el que la frecuencia cae por debajo del valor que corresponde al umbral 2.

**Duración:** Tiempo durante el que la señal de frecuencia se mantiene por encima de "Nivel de f" del umbral 2.

**Actuación del umbral 2:** Indica si los niveles de frecuencia producidos activó algún umbral del esquema RAGSF.

[ f ]: Si corresponde la actuación del Umbral 2.

[ ]: No corresponde la actuación del Umbral 2.

**F13: REGISTRO DE EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA SOBREFRECUENCIA Y SU DERIVADA**

Central	Unidad	Umbral 1: Niveles de gradiente de frecuencia					Actuación del umbral 1
		Arranque (Hz)	Nivel de gradiente de f (Hz/seg)	Duración gradiente f			
				t inicio (seg)	t fin (seg)	Duración (seg)	
		60.2	$f' \geq 1.80$ Hz/s				
		60.2	$f' \geq 2.00$ Hz/s				
		61.0	$f' \geq 1.19$ Hz/s				

Central	Unidad	Umbral 2: Niveles de frecuencia				Actuación del umbral 2
		Niveles de frecuencia (Hz)	Duración del nivel de f			
			t inicio (seg)	t fin (seg)	Duración (seg)	
		$\geq 61.0$				
		$\geq 61.3$				
		$\geq 61.5$				
		$\geq 61.7$				
		$\geq 62.0$				
		$\geq 62.3$				
		$\geq 62.5$				

**19. F14: ACTUACIÓN DEL EDAGSF EN EL EVENTO OCURRIDO A LAS HH:MM:SS DEL D/M/A SEGÚN INFORME DEL GENERADOR**

Comportamiento de los relés de frecuencia que forman el EDAGSF durante el evento.

**Cód. Relé:** Código del Relé utilizado en el esquema de RAGSF.

**Central:** Central de generación donde se encuentra ubicado el relé.

**kV:** Nivel de tensión de la unidad de generación controlado por el relé de frecuencia.

**Grupo:** Código de la unidad de generación considerada en el ERAGSF.

**Cód Interr.:** Código del Interruptor que controla la unidad de generación.

**Fecha de implementación:** Fecha en que fue implementado el ajuste en el relé de frecuencia.

**Ajustes relés por derivada y umbral:** Parámetros de ajustes de la unidad de frecuencia por derivada y de la unidad por umbral de frecuencia.

**Generación Interrumpida:** Potencia Generada por la unidad en el momento de la interrupción en MW.

**Duración de la Interrupción**

**Inicio:** Instante de la desconexión de la unidad de generación.

**Final:** Instante de la conexión de la unidad de generación.

**Duración:** Tiempo durante el cual el generador estuvo fuera de servicio debido a la actuación del relé de frecuencia.

**Señalización del disparo:** Bandera que señala la unidad del relé que ordenó disparo de la unidad de generación.

[ f ]: Actuó por nivel de frecuencia,

[ Df ]: Actuó por derivada de frecuencia.

[ ]: No actuó el relé.

**Comportamiento esperado del relé con la frecuencia:** Actuación esperada de los relés de frecuencia ante el comportamiento de la frecuencia durante el evento:

[ f ]: Le corresponde actuar al relé por nivel de frecuencia.

[ Df ]: Le corresponde actuar al relé por nivel de derivada de frecuencia

[ ]: No le corresponde actuar al relé.

**Evaluación actuación de relés:** Performance de la actuación de los relés de frecuencia del esquema RAGSF de cada empresa generadora:

[OK]: Actuación correcta del relé.

[KO]: Actuación incorrecta del relé.

**F14: ACTUACION DEL EDAGSF EN EL EVENTO OCURRIDO A LAS HH:MM:SS DEL D/M/A SEGÚN INFORME DEL GENERADOR**

Cód. de relé	Marca	Modelo	N° Serie	Central	kV	Grupo	Cód. de Interr.	Fecha de Implem.	Ajuste por derivada			Ajuste por umbral		Generación Interrumpida [MW]	Duración de la Interrupción			señaliz. del disparo	Comportam. esperado del relé	Evaluac. actuación de relés	
									Arranque [Hz]	df/dt [Hz/s]	Tiempo (seg)	Arranque <sup>1</sup> [Hz]	Tiempo (seg)		Inicio HH:MM:SS	Final HH:MM:SS	Duración minutos				

Señalización del disparo:

[ f ]: Actuó por nivel de frecuencia

[Df]: Actuó por derivada de frecuencia

[ ]: No actuó el relé







ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

**Gerencia General**

**Gerencia de Fiscalización Eléctrica**

**Bernardo Monteagudo 222 - Magdalena del Mar - Lima 17**

**Teléfono: 219 3400 Anexos: 1401 / 1402 Fax: 219 3418**