

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN 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



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

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
OSINERGMIN

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

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

MEM: Ministerio de Energía y Minas.

COES-SINAC: Comité de Operación Económica del SEIN.

DOCOES: Dirección de Operaciones del COES-SINAC.

NTCSE: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

NTCOTR: Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

LCE: Ley de Concesiones Eléctricas.

PR-N°: Procedimiento técnico del COES-SINAC.

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

RACG: Rechazo Automático de Carga / Generación.

ERACG: Esquema de Rechazo Automático de Carga / Generación.

RACMF: Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia.

ERACMF: Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia.

RACMT: Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión.

ERACMT: Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión.

DAGSF: Desconexión Automática de Generación por Sobre Frecuencia.

EDAGSF: 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 para 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.

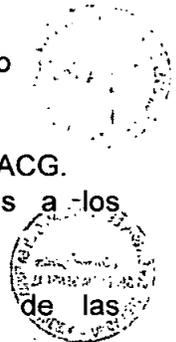
Relés que Actuaron Indebidamente: Aquellos relés de frecuencia que no actuaron según el Esquema Detallado de RACG Implementado e informado por sus responsables, ya sea por omisión o por exceso según el Esquema Detallado de RACG.

6.

METODOLOGIA

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 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 (parámetros¹ 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.

¹ 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.

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

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:

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

6.2.2. 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.

6.2.3. 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.

6.2.4. 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:

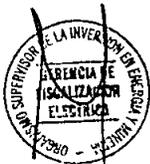
La información a entregar se realizará de acuerdo a los formatos que se indican; los que se detallan en el Anexo:

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"

6.3.4. 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 ERACMF

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 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

1.1 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

1.2 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.

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

Rechazo

Etapa (%): 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

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

1.3 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

S.E.: Subestación donde debe efectuarse el rechazo de carga

Etapa (#): Son los números de etapas definidas para el esquema de rechazo automático de carga por mínima tensión.



Carga a desconectar: Magnitudes de potencia activa que debe ser rechazada según los requerimientos del estudio.

Ajustes

Umbral: Parámetros de tensión y tiempo consideradas para el arranque del rechazo de carga por mínima tensión. Comprende: 1er, 2do y 3er Umbral.

Arranque: Ajuste del relé de tensión que inicia el conteo de tiempo para la activación de la etapa correspondiente.

Tiempo: Tiempo que la tensión debe caer por debajo del arranque para iniciar el rechazo de carga de cada umbral del relé de tensión.

F03: ESQUEMA GENERAL DE RACMT REQUERIDO POR EL ESTUDIO

Cliente	S.E.	Etapa #	Carga a desconectar	Ajustes					
				Primer Umbral		Segundo Umbral		Tercer Umbral	
				P (MW)	Arranque kV	Tiempo (seg)	Arranque kV	Tiempo (seg)	Arranque kV

1.4 F04: Esquema de DAGSF requerido por el estudio

Comprende los relés y unidades de generación considerados por el estudio para cumplir con el esquema de desconexión automática de generación.

Central: Central donde se encuentra ubicado el grupo destinado al rechazo

kV: Tensión nominal de la unidad considerada en el rechazo.

Grupo: Código del grupo destinado al rechazo.

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.

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.

Generación Prevista: Generación en máxima, media y mínima demanda prevista para el grupo considerado en el esquema de RAGSF.

F04: ESQUEMA DE DAGSF REQUERIDO POR EL ESTUDIO

Central	kV	Grupo	Relés por derivada de frecuencia			Relé por umbral	
			Arranque [Hz]	df/dt [Hz/s]	Tiempo (seg)	Arranque' [Hz]	Tiempo (seg)



1.5 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)	(%)	

1.6 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:														

1.7 F06B: Aporte 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 Suministra		Observaciones	
			1 (MW)	2 (MW)	3 (MW)	4 (MW)	5 (MW)	6 (MW)	7 (MW)		Total (MW)	(%)		
	Ajustes por umbral de frecuencia													
	Ajustes por derivada de frecuencia													
	Total Cliente:													

1.8 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

Arranque¹: 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.

Tiempo¹: Tiempo ajustado para la actuación del relé luego del arranque por gradiente de frecuencia.

Demanda Registrada: Demanda máxima, media y mínima registrada en el alimentador o circuito considerado en el esquema de RACMF para el día de referencia.



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:													

1.11 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.



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 (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)



1.14 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

tinicio: 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:

Etapas: 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 ≤ 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	f ≤ 58.4					4ta	≤ 59.8	f' ≤ -1.10 Hz/s					
Repos.	f ≤ 59.1					5ta	≤ 59.8	f' ≤ -1.40 Hz/s						
B	1ra	f ≤ 59.0					C	1ra	≤ 59.8	f' ≤ -1.10 Hz/s				
	2da	f ≤ 58.9						2da	≤ 59.8	f' ≤ -1.10 Hz/s				
	3ra	f ≤ 58.8						3ra	≤ 59.8	f' ≤ -1.10 Hz/s				
	4ta	f ≤ 58.7					C	4ta	≤ 59.8	f' ≤ -1.50 Hz/s				
	5ta	f ≤ 58.6						5ta	≤ 59.8	f' ≤ -2.10 Hz/s				
	6ta	f ≤ 58.5												
	7ma	f ≤ 58.4												
Repos.	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	f ≤ 58.4												
Repos.	f ≤ 59.1													



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.

Zona: Zona definida por el Estudio de Rechazo de carga a la que pertenece el relé de mínima frecuencia.

Cód. Relé: Código del relé de frecuencia 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

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 RACMF.

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

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

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

- [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 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					

1.17 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.

Etapas: 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 (kV)	Código de Interr.	Fecha de Implem.	etapa	Ajustes			Duración de la Interrupción	Señaliz. del disparo	Comportam. esperado del relé	Evaluac. actuación de relés	Suminis- trador
										Umbral	Arranque (kV)	Tiempo (seg)					

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



1.18 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	Nivel de gradiente de f	Duración gradiente f			
				t inicio	t fin	Duración	
(Hz)	(Hz/seg)	(seg)	(seg)	(seg)			
		60.2	$f' \geq 1.80 \text{ Hz/s}$				
		60.2	$f' \geq 2.00 \text{ Hz/s}$				
		61.0	$f' \geq 1.19 \text{ Hz/s}$				

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

1.19 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.



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

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	Centra (kV)	Grupo	Cód. de Interr.	Fecha de Implem.	Ajuste por derivada			Ajuste por umbral		Generación Interrumpida [MW]	Duración de la Interrupción			señaliz. del disparo	Comportan. esperado del relé	Evaluac. actuación de relés
								Arranque [Hz]	df/dt [Hz/s]	Tiempo (seg)	Arranque [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



PROCEDIMIENTO PARA SUPERVISAR LA IMPLEMENTACIÓN Y ACTUACIÓN DE LOS ESQUEMAS 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 (en adelante ERACG). Si bien es cierto que se ha logrado mejorar la supervisión de este aspecto, se ha visto la conveniencia de, en uso de la Facultad Normativa que le permite aprobar sus propios procedimientos de supervisión, dentro de lo dispuesto 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 y del artículo 3° de la Ley N° 27699 – Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERGMIN, contar con un procedimiento que permita una mejor labor de supervisión y fiscalización.

En ese sentido, la norma propuesta tiene 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 ERACG. Finalmente, el cuarto objetivo es verificar la adecuada actuación del esquema de rechazo automático de carga y generación.

Finalmente, debemos señalar que con este procedimiento se logrará una adecuada supervisión de la implementación y actuación de los ERACG, 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 afectaría la seguridad operativa del SEIN.

De las observaciones:

A continuación, se cita las principales observaciones presentadas, seguidas de su correspondiente comentario:

I. Observaciones del COES - SINAC

Señala que lo establecido en el numeral 6.3.4 del proyecto de "Procedimiento para supervisar la implementación y actuación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación", no puede delegar o encargar en el COES-SINAC función supervisora alguna, como pretende hacerlo, ya que ello contravendría lo establecido en la normativa vigente.

Comentarios:

En principio se ha considerado conveniente retirar este punto del presente procedimiento por no encontrarse directamente relacionado con el objetivo buscado; sin perjuicio, que posteriormente pueda ser incluido en otro procedimiento de supervisión que apruebe este organismo.

II. Observaciones de EDELNOR

- 2.1 Refiere que en el numeral 6.3.5 se menciona textualmente "El OSINERGMIN tomando muestras representativas entre los integrantes del SEIN podrá realizar 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", por lo que es necesario comentar que las muestras representativas a tomar, deberán ser aquellos integrantes que según su historial, no han cumplido en su totalidad con implementar los esquemas de rechazos de carga durante los años anteriores.

Comentarios:

Denegado. En el procedimiento si bien no se especifica la metodología para seleccionar las muestras representativas a supervisar, debemos señalar que se tomarán en cuenta múltiples factores los cuales podrían variar de un año a otro; sin embargo, entre los factores a tomar en cuenta para seleccionar la muestra representativa se encuentra considerar prioritariamente a quienes han presentado mayor grado de incumplimiento a la implementación del ERACG históricamente.

- 2.2 Afirma que en el numeral 6.4.1 se menciona textualmente "Si la actuación esperada del relé y la señalización de disparo del relé son iguales, entonces la actuación de la etapa correspondiente es exitosa, caso contrario el relé (de frecuencia) no operó en forma adecuada." Señala que esto es relativo, toda vez que cada fabricante de relé tiene procesos distintos de cálculo en su algoritmo interno y puede que exista un error de precisión relativa de disparo del relé que puede aperturar en una vecindad muy cercana al umbral establecido. Asimismo, el registro en tiempo real de la frecuencia, se hace con la integración de cada segundo (1000 milisegundos), tiempo muy largo comparado al proceso de cálculo que efectúan los relés.

Comentarios:

Al respecto, debemos señalar que en el numeral 6.4 del presente procedimiento se indica que "... dentro de los 30 días calendario de publicado 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 se deberá adquirir y poner en funcionamiento para los análisis de eventos dentro de los siguientes 90 días calendario...".

Es decir, se asigna responsabilidad al COES-SINAC para que utilice el mejor equipamiento posible que permita monitorear la frecuencia para poder evaluar la operación de los ERACG.

- 2.3 Precisa que es necesario que el procedimiento señale la base sobre la cual se deba determinar su cuota de participación en el rechazo de carga. Afirma si esta debe darse sobre la Máxima Demanda incluyendo a los clientes libres que no son suyos pero que se encuentran en su área de concesión.

Comentarios:

Debemos señalar que el ERACG que establece el COES-SINAC es para que lo apliquen los clientes, entendiéndose por cliente aquel 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. En ese sentido cada cliente deberá implementar el ERACG sobre sus propias instalaciones o la de sus propios

clientes, pero no podrá aplicarlo sobre instalaciones de un cliente del cual no es su suministrador.

Es evidente que ningún agente podrá desconectar carga a un cliente sobre quien no tiene ninguna relación contractual suministrador-cliente. Ejm: Una concesionaria de distribución no deberá implementar el ERACMF afectando clientes que están en su área de concesión pero que tienen otro suministrador. En todo caso aquel cliente libre deberá implementar autónomamente el ERACMF que establece el COES-SINAC sobre sus propias instalaciones.

- 2.4 Afirma que el procedimiento no hace referencia a los casos de los rechazos de carga manual.

Comentarios:

De acuerdo a lo establecido en la normativa del sector, el COES-SINAC elabora la metodología para la aplicación de los rechazos de carga manual para preservar la seguridad del SEIN. De otro lado, cabe indicar que la supervisión de los rechazos de carga manuales es parte de las supervisiones que regularmente efectúa el OSINERGMIN y no son parte del presente procedimiento.

III. Observaciones de LUZ DEL SUR

- 3.1 Respecto al numeral 6.3.3 del proyecto, señala que éste establece que el esquema de rechazo de carga es válido por todo el año, pero omite señalar el período necesario para implementar uno nuevo hasta que entre en vigencia.

En tal sentido, propone que se otorgue un plazo mínimo de 15 días calendario para efectuar este cambio, toda vez que se tienen que efectuar pruebas, implementar cableados, etc. El numeral puede establecer, por ejemplo, que el esquema resulta vigente hasta el 31 de diciembre de cada año, debiendo implementarse el nuevo a partir del 15 de enero del año siguiente.

Afirma que otra alternativa sería indicar que desde el 15 de diciembre de cada año, se considera el período de adecuación de cambio de ERCMF o ERCMT.

Comentarios:

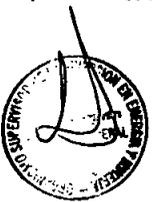
Denegado. Los plazos respecto a la implementación están establecidos en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR).

IV. Observaciones de la SNMPE

- 4.1 En el numeral 6.3.1, segundo párrafo del Proyecto, se debe aclarar el mecanismo de permuta, ya que no se ha considerado el supuesto en el cual los clientes tienen déficit en la implementación del Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF). Para tal supuesto, dichos clientes deberían acceder al mecanismo de permuta comprando a otros que tienen exceso en su ERACMF.

Comentarios:

Denegado. El mecanismo de permuta está debidamente establecido y como señala la NTCOTR es de conocimiento y aprobación del COES-SINAC. Lo que no se puede hacer es sugerir como deben ser los acuerdos comerciales o contractuales entre las empresas que aplicarán el mecanismo de permuta del ERACMF. Asimismo, debemos precisar que esta potestad es de carácter normativo y corresponde al Ministerio de Energía y Minas,



RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 489-2008-OS/CD

dado que forma parte de los criterios necesarios para implementar un mercado de servicios complementarios.

- 4.2 El numeral 6.3.4 del Proyecto, menciona que el COES realizará inspecciones de campo en las instalaciones del Cliente y de las empresas para verificar que el esquema implementado corresponda con lo informado. Esta actividad le debe corresponder al OSINERGMIN ya que es parte de su función de fiscalización, y no es función del COES efectuar estas inspecciones. Además que el COES elabora el Estudio sobre el ERACMF y efectúa las evaluaciones de las fallas en las cuales se incluyen los rechazos de carga; por lo cual lo más conveniente es que el OSINERGMIN efectúe las inspecciones de campo.

Comentarios:

En principio se ha considerado conveniente retirar este punto del presente procedimiento por no encontrarse directamente relacionado con el objetivo buscado; sin perjuicio, que posteriormente pueda ser incluido en otro procedimiento de supervisión que apruebe este organismo.



- 4.3 En el numeral 6.3.5 del Proyecto se menciona textualmente: "El Osinergmin tomando muestras representativas entre los integrantes del SEIN podrá realizar 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". Al respecto, es necesario precisar que las muestras representativas a tomar, deberán ser aquellos integrantes que según su historial, no han cumplido en su totalidad con implementar los esquemas de rechazos de carga durante los años anteriores.



Comentarios:

Denegado. En el procedimiento si bien no se especifica la metodología para seleccionar las muestras representativas a supervisar, debemos señalar que se tomarán en cuenta múltiples factores los cuales podrían variar de un año a otro; sin embargo, entre los factores a tomar en cuenta para seleccionar la muestra representativa se encuentra considerar prioritariamente a quienes han presentado mayor grado de incumplimiento a la implementación del ERACG históricamente.



En el numeral 6.4.1 del Proyecto se menciona textualmente: "Si la actuación esperada del relé y la señalización de disparo del relé son iguales, entonces la actuación de la etapa correspondiente es exitosa, caso contrario el relé (de frecuencia) no operó en forma adecuada". Esta precisión es relativa, toda vez que cada fabricante de relé tiene procesos distintos de cálculo en su algoritmo interno y puede que exista un error de precisión relativa de disparo del relé que puede aperturar en una vecindad muy cercana al umbral establecido. Existen evidencias del caso. Asimismo, el registro en tiempo real de la frecuencia, se hace con la integración de cada segundo (1000 milisegundos), tiempo muy largo comparado al proceso de cálculo que efectúan los relés.



Comentarios:

En el numeral 6.4 del presente procedimiento se indica que "...dentro de los 30 días calendario de publicado 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 se deberá adquirir y poner en funcionamiento para los análisis de eventos dentro de los siguientes 90 días calendario..."

Es decir, se asigna responsabilidad al COES-SINAC para que utilice el mejor equipamiento posible que permita monitorear la frecuencia para poder evaluar la operación de los ERACG.

- 4.5 El rechazo de carga por protección local (propia del Cliente) debe estar considerado en los esquemas de rechazo de carga que elabora el COES ya que frente a algunas perturbaciones, actúa simultáneamente el ERACMF determinado por el COES y el rechazo por protección local de algunos clientes y, como consecuencia, se generan sobretensiones que a su vez puede implicar la salida de carga por sobretensión de otros clientes.

Comentarios:

Debemos señalar que en el numeral 6.1.1 del presente procedimiento se precisa que los integrantes del SEIN entregan al COES-SINAC toda la información que éste les solicite y entre ellas los ajustes de sus protecciones propias, las que son tomadas en cuenta durante la elaboración del estudio de RACG.

- 4.6 Para los Clientes Libres de 1 a 10 MW debería estar claro que etapas se deben implementar, es decir, si es sólo ¿una etapa?, ¿dos o tres?, esto debido a la magnitud de las cargas a ser rechazadas, ya que no es lógico implementar un ERACMF considerando cargas menores a 1 MW en cada etapa.

Comentarios:

Corresponde al COES-SINAC como entidad competente definir los criterios necesarios para la determinación de los ERACG.

- 4.7 Para determinar el ERACMF, que elabora el COES, se debe considerar el tipo de carga y los diferentes procesos de producción de cada uno de los clientes.

Comentarios:

En el numeral 6.1.1 del presente procedimiento se establece que los integrantes del SEIN entregan al COES-SINAC toda la información que este les solicite y entre estas los ajustes de sus protecciones propias, las que son tomadas en cuenta durante la elaboración del estudio del RACG.

- 4.8 Es necesario que el procedimiento precise, la base sobre la cual, se deba determinar la cuota de participación en el rechazo de carga. Afirma si esta debe darse sobre la Máxima Demanda incluyendo a los clientes libres que no son suyos pero que se encuentran en su área de concesión.

Comentarios:

El ERACG que establece el COES-SINAC es para que lo apliquen los clientes, entendiéndose por cliente aquel 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. En ese sentido, cada cliente deberá implementar el ERACG sobre sus propias instalaciones o la de sus propios clientes, pero no podrá aplicarlo sobre instalaciones de un cliente del cual no es su suministrador.

Es evidente que el Cliente no podrá desconectar carga a un cliente sobre quien no tiene ninguna relación contractual suministrador-cliente. Ejm: Una concesionaria de distribución no deberá implementar el ERACMF afectando clientes que están en su área de concesión pero que tienen otro suministrador. En todo caso aquel cliente libre deberá

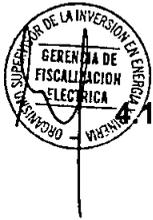
RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 489-2008-OS/CD

implementar autónomamente el ERACMF que establece el COES-SINAC sobre sus propias instalaciones.

- 4.9 Señala que el procedimiento no hace referencia a los casos de los rechazos de carga manual.

Comentarios:

El COES-SINAC es el encargado de elaborar la metodología para la aplicación de los rechazos de carga manual para preservar la seguridad del SEIN. Asimismo, debemos indicar que la supervisión de los rechazos de carga manuales es parte de las supervisiones que regularmente efectúa el OSINERGMIN y no son parte del presente procedimiento.



- 10 El tercer párrafo de los numerales 6.4.1, 6.4.2 y 6.4.3, termina diciendo lo siguiente: "...no operó en forma adecuada". Al respecto, se sugiere que se adicione un texto aclaratorio indicando que para la evaluación se considerará la tolerancia y/o precisión del equipo garantizada por el fabricante. En tal sentido, se sugiere que dicho texto termine de la siguiente manera: "...no operó correctamente. En la evaluación se tendrá en consideración la tolerancia y/o precisión garantizada por el fabricante".



Comentarios:

Denegado. No es necesario añadir aquel párrafo dado que podría prestarse a que se utilicen equipos que tecnológicamente no son los adecuados para implementar el ERACG.

