

4

# SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

Gerencia de Fiscalización Eléctrica

**PROCEDIMIENTO  
N°074-2004-OS/CD**

**ANEXO 13  
N°590-2007-OS/CD**

**Y**

**MODIFICATORIAS**



**Osinergmin**

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

# Osinergmin

## SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

PROCEDIMIENTO N° 074-2004-OS/CD

Y

MODIFICATORIAS

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Lima – Perú

2012

**Procedimiento desarrollado por:**

Edwin Quintanilla Acosta – Gerente General

Eduardo Jané La Torre – Gerente de Fiscalización Eléctrica

**Equipo de Trabajo:**

Esteban Inga Llanca – Jefe Unidad de Calidad del Servicio

Alfredo Méndez Vila – Supervisor

Editado en noviembre del 2012.

**Gerencia de Fiscalización Eléctrica:**

Bernardo Monteagudo 222-Magdalena del Mar-Lima 17

Teléfonos: 219 3400 – Anexos 1417/1418 Fax:219 3418

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

## PRESENTACIÓN

A partir del año 2004 se plantea un nuevo esquema de control, mediante la aprobación del Procedimiento "Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos" Resolución Osinerg N° 074-2004-OS/CD, que busca superar las restricciones de la Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) en dicho procedimiento se establece:

- a) Que las concesionarias de distribución reporten información complementaria a la NTCSE de las interrupciones que afectaron las instalaciones de media tensión, ocurridas en todos los sistemas eléctricos de su concesión.
- b) Que los indicadores de performance reflejen el desempeño de los componentes de las instalaciones de los sistemas eléctricos (indicadores SAIFI y SAIDI).
- c) Señales económicas para motivar inversiones en los sistemas eléctricos de distribución.

En este contexto, desde el año 2005, el Perú cuenta con un procedimiento complementario a la NTCSE y con data histórica a nivel nacional del desempeño de los sistemas eléctricos (indicadores), tal que permite a las empresas concesionarias y a la entidad supervisora adoptar acciones de mejora oportunas, para cumplir con los estándares de calidad de suministro al 100% de los usuarios de su concesión.

En octubre del 2007 se incorpora a la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica el Anexo 13 (Res. N° 590-2007-OS/CD), este Anexo es relativo al incumplimiento del Procedimiento y establece su aplicación progresiva a partir del 2009 y por periodos anuales.

El 11 de noviembre del 2010, El Ministerio de Energía y Minas, emitió el Decreto Supremo N° 057-2010-EM, que modificó los numerales 1.3, 3.1, 3.5 y la Tercera Disposición Final de la Norma Técnica de los Servicios Eléctricos, estableciéndose en el numeral 1.3 que los indicadores de performance serán fijados por Resolución Ministerial.

El 29 de marzo del 2011, se emitió la Resolución Ministerial N° 163-2011-MEM/DM, que en su numeral 4 dispone a OSINERGMIN que establezca los indicadores de performance.

En concordancia con lo dispuesto Resolución Ministerial N° 163-2011-MEM/DM, OSINERGMIN, ha procedido a adecuar el "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos", modificando en el procedimiento, lo referido a definiciones; metodología y tablas, estas modificaciones se efectuaron mediante las resoluciones:

- Resolución Osinergmin N° 177-2012-OS/CD 16 - 08 - 2012, "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos".
- Resolución Osinergmin N° 178-2012-OS/CD el 16 - 08 - 2012, "el Anexo 13 - Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica".
- Se incluye la Resolución Osinergmin N° 306-2009-OS/CD del 16/01/2010, sobre interrupciones extraordinarias por reforzamiento o ampliación de redes.

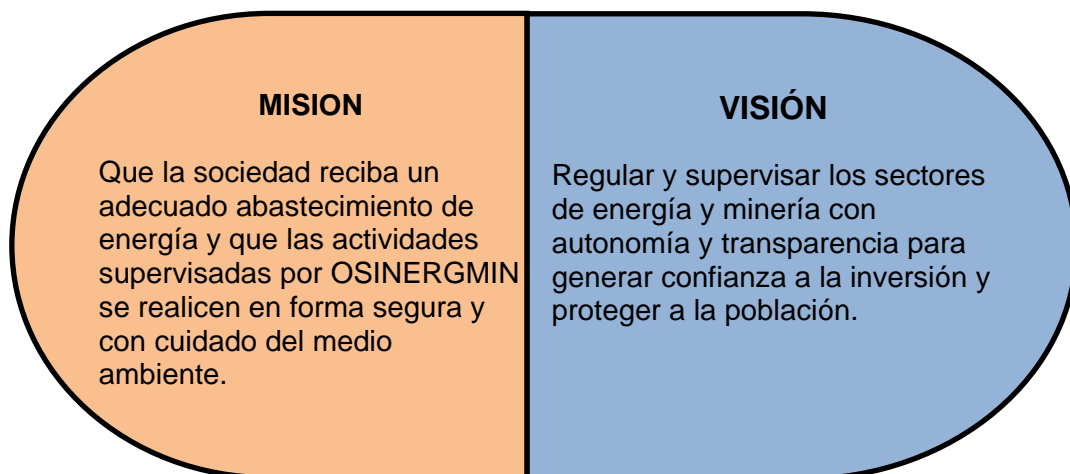
Finalmente, cabe indicar que este procedimiento constituye el conjunto de normas que el OSINERGMIN viene desarrollando con la finalidad de establecer reglas claras de actuación de los agentes del servicio eléctrico.

Gerencia General

Lima, Setiembre del 2007

**PROCEDIMIENTO  
DE SUPERVISIÓN  
DE LA OPERACIÓN  
DE LOS SISTEMAS  
ELÉCTRICOS EN  
EL PLAN ESTRATÉGICO  
DEL OSINERGMIN  
2010 – 2014**

**PROCEDIMIENTO DE SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS  
SISTEMAS ELÉCTRICOS EN EL PLAN ESTRATÉGICO DEL OSINERGMIN  
2010-2014**



**Objetivo Estratégico  
(Perspectiva del Cliente / Grupos de Interés)**  
Desarrollo energético continuo



**Objetivo Estratégico  
(Perspectiva del Proceso Interno)**  
Calidad de suministro, Cumplir con marco legal, Proceso Técnico transparente, predecible



**Iniciativa Estratégica**



# PROCEDIMIENTO DE SUPERVISIÓN DE LA GERENCIA DE FISCALIZACIÓN ELÉCTRICA

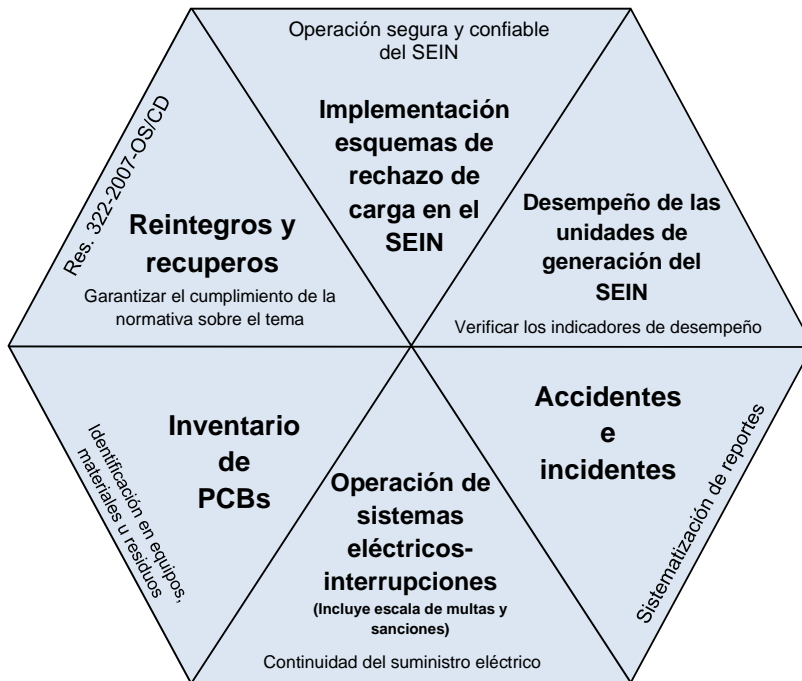
---





# PROCEDIMIENTO DE SUPERVISIÓN DE LA GERENCIA DE FISCALIZACIÓN ELÉCTRICA

---



# PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS (Resolución OSINERG N° 074-2004-OS/CD)

## Objetivo

Supervisar de manera sistemática y en base a indicadores estándares, las interrupciones que afectan a los usuarios del servicio eléctrico debido a problemas en la operación y mantenimiento de las redes de distribución



# PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS (Resolución OSINERG N° 074-2004-OS/CD)

## ¿Cómo?

Estableciendo indicadores de resultados asociados a la continuidad del servicio eléctrico, que deben ser reportados por las propias empresas distribuidoras y supervisadas por OSINERGMIN.

Esta supervisión se enfoca tanto en la veracidad de los reportes como en los niveles de los indicadores establecidos.

*Saifi = Frecuencia promedio de interrupciones por usuario en veces*

$$Saifi = \sum_{i=1}^{12} \frac{\text{Usuarios Interrumpidos } i}{\text{Total usuarios Sist. Elect.}}$$

*Saidi = Duración promedio de interrupciones por usuario en horas*

$$Saidi = \sum_{i=1}^{12} \frac{\text{Dur. Int x Usuarios Interrumpidos } i}{\text{Total usuarios Sist. Elect.}}$$

*Periodo de evaluación anual*

*i = Periodo de Reporte (mensual)*

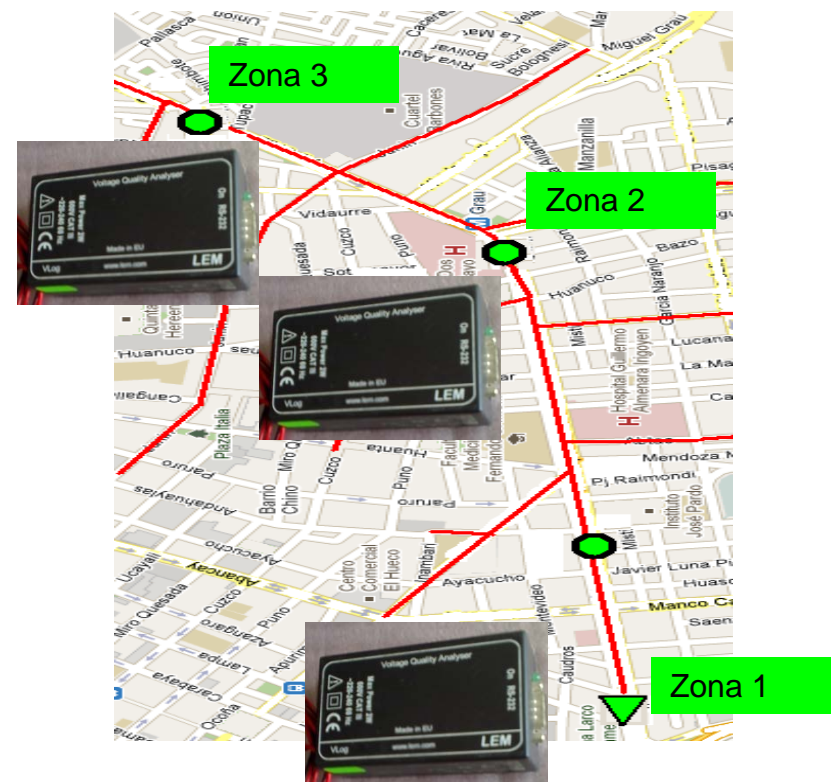
# PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

(Resolución OSINERG N° 074-2004-OS/CD)

¿Qué tipo de interrupciones se supervisan?

Se supervisan todas aquellas interrupciones del servicio eléctrico que afectan al usuario por un tiempo igual o mayor a tres (3) minutos. Salvo las asociadas a redes de baja tensión.

Se prioriza la atención inmediata de las interrupciones mayores o importantes, que afecten a un conjunto considerable de clientes.



# PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

## (Resolución OSINERG N° 074-2004-OS/CD)

**¿Cuál es el plazo para reportar las interrupciones?**

Aquellas interrupciones mayores o importantes que afecten a un grupo grande de clientes, deben ser reportadas por las empresas de distribución dentro de las siguientes 12 horas ocurridas.

En total de interrupciones ocurridas en un determinado mes debe ser reportado dentro de los 20 días del mes siguiente.

**ANEXOS 1 y 2  
HASTA EL 20 DEL  
SIGUIENTE MES**



**IMPORTANTES  
12 HORAS**

2013

**ENERO**

DOMINGO	LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES	SÁBADO
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30	31		

**FEBRERO**

DOMINGO	LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES	SÁBADO
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30		

**MARZO**

DOMINGO	LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES	SÁBADO
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	30	31

**ABRIL**

DOMINGO	LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES	SÁBADO
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30			

# PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS (Resolución OSINERG N° 074-2004-OS/CD)

## ¿Cómo se verifican las interrupciones de las empresas de distribución?

Se verifica con equipos registradores de interrupciones, colocados por OSINERG de manera inopinada en las instalaciones de los usuarios.

Este proceso se encuentra certificado desde el año 2006 con el ISO 9001:2000.

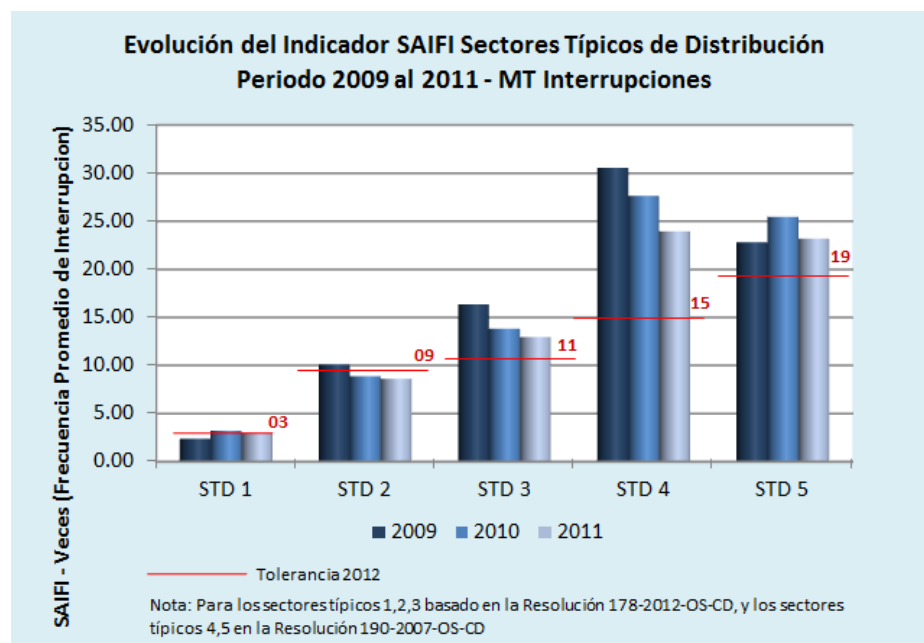


# PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS (Resolución OSINERG N° 074-2004-OS/CD)

## Resultado esperado

Reducir el nivel de interrupciones debido a prácticas inadecuadas de operación y mantenimiento de las redes de distribución; sobre todo en los sistemas eléctricos del interior del país.

Se espera que las unidades operativas de las empresas distribuidoras utilicen los indicadores establecidos en el procedimiento como indicadores de resultados de su gestión, de modo que tiendan a mejorar continuamente.



# **SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS**

**Aprobado con**

**RESOLUCIÓN OSINERG N° 074-  
2004-OS/CD**

18 Abril de 2004

**Modificatoria**

**RESOLUCIÓN OSINERGMIN°  
177-2012-OS/CD**

16 agosto de 2012

**Organismo Supervisor de la Inversión en Energía**

Lima – Perú

2012



**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA  
INVERSIÓN EN ENERGÍA OSINERG N° 074-2004-OS/CD**

Lima, 13 de abril de 2004

**VISTO:**

El Memorando N° GFE-249-2004 de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, por el cual se solicita al Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, la aprobación del “Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos”;

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

Que, asimismo, el artículo 19° del Reglamento General del OSINERG dispone como objetivo de este organismo regulador el velar por la calidad y continuidad del suministro de energía eléctrica;

Que, en ese sentido, es necesario establecer un procedimiento para la entrega de información de la operación de los Sistemas Eléctricos en relación al Servicio Público de Electricidad referidos a fallas, maniobras e indisponibilidades de las instalaciones eléctricas de Generación, Transmisión o Distribución, a fin de supervisar la calidad y continuidad del suministro eléctrico;

Que, a efecto de adecuar la política de transparencia institucional a lo dispuesto en el artículo 25° del Reglamento de OSINERG, aprobado por el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, OSINERG prepublicó el 4 de marzo de 2004 en el diario oficial “El Peruano” el “Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos”, 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;

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

Que, de conformidad con el artículo 3° inciso c) de la Ley N° 27332, modificado por la Ley N° 27631, el artículo 52° inciso n), los artículos 22° y 25° del Reglamento General de OSINERG, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y las normas que anteceden;

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

**SE RESUELVE:**

**Artículo 1°.-**Aprobar el “Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos” contenido en el anexo adjunto y cuyo texto forma parte integrante de la presente Resolución.

**ALFREDO DAMMERT LIRA**

Presidente del Consejo Directivo  
OSINERG

# Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos

## 1. OBJETIVO

Establecer el procedimiento para la entrega de información adicional a lo reportado por aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos por parte de las empresas concesionarias de distribución, referidos a interrupciones por fallas, maniobras e indisponibilidades de las instalaciones eléctricas de Generación, Transmisión o Distribución, que afecten al suministro del servicio público de electricidad.

## 2. ALCANCE

Empresas concesionarias de distribución y empresas municipales que prestan el servicio público de electricidad al amparo de la Ley de Concesiones Eléctricas.

La presente directiva comprende lo siguiente:

- El procedimiento que debe seguir el concesionario de distribución para comunicar a OSINERGMIN, como evento que afectan la operación de los sistemas eléctricos, las interrupciones del suministro eléctrico del servicio público de electricidad cuya duración sea igual o mayor a 3 (tres) minutos; asimismo deberán informar el código de las instalaciones eléctricas involucradas y las causas de dichas interrupciones.

Igualmente las empresas concesionarias deberán informar a OSINERG, en forma periódica, de acuerdo a lo establecido en el presente procedimiento, los principales indicadores de continuidad del suministro del servicio público de electricidad.

- Los plazos de entrega de la información y el procedimiento para fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones del presente Procedimiento.
- *La metodología para el cálculo de los indicadores de performance asociado a las redes de media tensión (Resolución N° 177-2012-OS/CD DEL 16/08/2012)*

## 3. BASE LEGAL

- Ley N° 27332 -Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en servicios públicos – artículo 3°.
- Ley N° 27631 – Ley que modifica la función normativa de OSINERG.
- Ley N° 27699 – Ley de Fortalecimiento Institucional de OSINERG.
- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.
- Reglamento General de OSINERG, aprobado por el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM – artículos 21, 22 y 23.
- Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas del OSINERG, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 013-2004-OS/CD – artículo 30°, en todo lo que no se oponga.

#### 4. GLOSARIO DE TERMINOS

SET	: Subestación de transformación
SED	: Subestación de Distribución MT/BT
OSINERG	: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.
COES-SINAC	: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.
SAIDI	: Duración Media de Interrupción por Usuario
SAIFI	: Frecuencia Media de Interrupción por Usuario
SEIN	: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional Disponibilidad: Estado de una unidad de generación o componente de la red cuando no se encuentra disponible para realizar su función debido a algún evento directamente asociado a él.

Interrupción : Falta del suministro del servicio público de electricidad en una zona de concesión o parte de ella como consecuencia de una falla o maniobra de una instalación eléctrica.

Instalaciones de Distribución: Comprende los componentes de la red eléctrica con tensiones de servicio menores de 30 KV

Instalaciones de Transmisión: Comprende los componentes de la red eléctrica con tensiones de servicio iguales y mayores de 30 KV, no incluye centrales de Generación

Instalaciones de Generación: Comprende las centrales de generación.

*FALLA (en las redes de energía eléctrica): Situación no planificada o defecto de un elemento que podría generar una o más fallas en la red o de los equipos anexos. (Adicionado con Resolución N° 177-2012-OS/CD del 16/08/2012).*

#### 5. CODIFICACION PARA BASE DE DATOS

La codificación de los Sistemas Eléctricos corresponde a lo establecido en la resolución OSINERG N° 001-2004-OS/CD o la que lo reemplace.

Los códigos de los componentes de las instalaciones del sistema eléctrico serán los mismos utilizados en el proceso de regulación tarifaria 2001-2005, para ello, tratándose de instalaciones de distribución se utilizará la codificación establecida en el software del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), resolución OSINERG N° 001-2004-OS/CD o la que lo reemplace.

La codificación de las instalaciones eléctricas relacionadas a transmisión y/o generación debe corresponder a lo establecido por el COES-SINAC. En caso que exista algún componente al que no se le haya asignado un código, la concesionaria podrá utilizar la codificación vigente en cada empresa, solo para el caso de aquellas instalaciones cuya codificación no haya sido coordinada con el COES-SINAC.

## 6. COMUNICACIÓN DE INTERRUPCIONES IMPORTANTES

Se define como interrupciones importantes a aquellas interrupciones del suministro eléctrico del servicio público de electricidad que afecta a todo un Sistema Eléctrico o cuando el número de usuarios afectados sean el 5% o más de los usuarios del Sistema Eléctrico; en este último caso, sólo se considerarán interrupciones importantes a aquellas que afecten más de 5000 usuarios.

Toda interrupción importante debe ser reportada a OSINERG dentro de las siguientes 12 horas de ocurrido el hecho mediante los medios electrónicos de transferencia que la Gerencia de Fiscalización Eléctrica defina. Este reporte deberá contener como mínimo la siguiente información.

- Zona o área geográfica donde los usuarios del servicio público de electricidad han sido afectados.
- Sistema Eléctrico (de acuerdo a la codificación GART).
- Fecha y hora de Inicio de la interrupción (el formato a usar será dd/mm/aaaa 00:00).
- Fecha y hora de término de la interrupción (el formato a usar será dd/mm/aaaa 00:00).
- Motivo de la interrupción (programado, rechazo de carga o falla).
- Señalar posible causa que ocasionó la interrupción (descarga atmosférica, hurto de instalación, etc.).
- Número de usuarios afectados (estimado).
- Demanda afectada (kW) (valor estimado de la demanda interrumpida al momento de ocurrido el hecho).
- Instalación causante de la interrupción (Generación, transmisión o distribución).
- Código de la instalación causante de la interrupción.
- Pertenencia de las instalaciones causantes (propio o ajeno).

En el caso que el vencimiento del plazo mencionado coincida con días no laborables, el reporte deberá ser emitido dentro del día hábil siguiente al evento.

*Se define como interrupciones importantes a aquellas interrupciones del suministro eléctrico del servicio público de electricidad que afecta a todo un Sistema Eléctrico o cuando el número de usuarios afectados sean el 5% o más de los usuarios del Sistema Eléctrico; en este último caso, sólo se considerarán interrupciones importantes a aquellas que afecten más de 5000 usuarios.*

*Toda interrupción importante debe ser reportada a OSINERGMIN dentro de las siguientes 12 horas de ocurrido el hecho mediante el Portal Integrado de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica. Este reporte deberá contener como mínimo la siguiente información.*

- Zona o área geográfica donde los usuarios del servicio público de electricidad han sido afectados (Incluye Localidad y Ubigeo).
- Sistema Eléctrico (de acuerdo a la codificación GART).

- *Fecha y hora de Inicio de la interrupción.*
- *Fecha y hora de término de la interrupción.*
- *Naturaleza de la interrupción.*
- *Posible causa que ocasionó la interrupción (Tipo y detalle)*
- *Número de usuarios afectados (estimado).*
- *Demanda afectada (kW) (valor estimado de la demanda interrumpida al momento de ocurrido el hecho).*
- *Instalación causante de la interrupción. (Descripción, tipo y pertenencia)*

*En el caso que el vencimiento del plazo mencionado coincida con días no laborables, el reporte deberá ser emitido dentro del día siguiente hábil al evento.*

*(Modificado con Resolución N° 177-2012-OS/CD del 16/08/2012).*

## **7. REPORTE DE INTERRUPCIONES DE GENERACION, TRANSMISION Y DISTRIBUCION EN MEDIA TENSION**

La concesionaria reportará a OSINERG mensualmente por cada sistema eléctrico y por toda la concesionaria las interrupciones de generación, transmisión y distribución de media tensión que afecten la operación de los sistemas eléctricos. Los formatos a utilizar son aquellos que se incluyen en el Anexo N° 1 y en el Anexo N° 2. Dicha información será entregada en formato Excel en un plazo de 20 días posteriores a la finalización de cada mes.

*La concesionaria reportará a OSINERGMIN mensualmente por cada sistema eléctrico y por toda la concesionaria las interrupciones de generación, transmisión y distribución de media tensión que afecten la operación de los sistemas eléctricos. Los formatos a utilizar son aquellos que se incluyen en el Anexo N° 1 y en el Anexo N° 2. Dicha información será entregada en formato CSV en un plazo de 20 días calendario posterior a la finalización de cada mes.*

*OSINERGMIN podrá actualizar los formatos para el envío de esta información, los cuales se encontrarán a disposición de las empresas en el portal web de OSINERGMIN.*

*(Modificado con Resolución N° 177-2012-OS/CD del 16/08/2012).*

## **8. TRANSFERENCIA DE INFORMACIÓN**

8.1 La remisión de información será efectuada mediante el sistema FTP (File Transfer Protocol) u otro medio de información que defina OSINERG. Eventualmente, por motivos debidamente justificados, por correo electrónico a la dirección [operacion\\_interrupciones@osinerg.gob.pe](mailto:operacion_interrupciones@osinerg.gob.pe). La justificación de la eventualidad debe ser incluida en el mensaje del correo electrónico.

8.2 Excepcionalmente, las empresas concesionarias previa aprobación de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, podrá enviar a OSINERG la información en diskettes u otros medios.

*La remisión de información será efectuada al Portal integrado de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica u otro medio de información que defina OSINERGMIN. Eventualmente por motivos debidamente justificados, será por correo electrónico a la dirección operación\_interrupcoines@osinerg.gob.pe. La justificación de la eventualidad debe ser incluida en el mensaje del correo electrónico.*

*(Modificado con Resolución N° 177-2012-OS/CD del 16/08/2012).*

## **9. PROCEDIMIENTO DE FISCALIZACIÓN**

9.1 OSINERG evaluará la veracidad y/o exactitud de la información reportada por la concesionaria acudiendo a los registros de los puntos de compra de energía, registro de las SET's o centrales de generación, según sea el caso u otras evidencias pertinentes.

9.2 OSINERG podrá instalar equipos registradores de interrupciones en las instalaciones de los usuarios del servicio público a fin de verificar lo reportado por las empresas. El periodo de verificación por usuario será de por lo menos un mes. Los equipos serán instalados en lo posible por pares (redundante) para su cotejo.

Las concesionarias no tendrán conocimiento de los suministros elegidos para la instalación de los equipos registradores de interrupción.

9.3 Los reportes de los concesionarios serán validados con los registros obtenidos por los equipos u otros medios utilizados por OSINERG.

*9.1 OSINERGMIN evaluará la veracidad y/o exactitud de la información reportada por la concesionaria acudiendo a los registros de los puntos de compra de energía, registro de las SET's, Alimentadores MT o centrales de generación, según sea el caso u otras evidencias pertinentes.*

*9.2 OSINERGMIN podrá instalar equipos registradores de interrupciones en las instalaciones de los usuarios del servicio público, a fin de verificar lo reportado por las empresas. El periodo de verificación por usuario será de por lo menos un mes. Las concesionarias no tendrán conocimiento de los suministros elegidos para la instalación de los equipos registradores de interrupción.*

*9.3 Los reportes de los concesionarios serán verificados con los registros obtenidos por los equipos u otros medios utilizados por OSINERGMIN.*

*9.4 En aplicación del Artículo 1° y 2° de la Resolución Ministerial N° 163-2011-MEM/DM, se establece que los indicadores de performance serán el SAIFI y SAIDI asociados a la red de MT. En el Anexo N° 3 se establece la metodología de cálculo de los referidos indicadores.*

*(Modificado con Resolución N° 177-2012-OS/CD del 16/08/2012).*

## **10. MULTAS**

El incumplimiento a lo dispuesto en la presente Directiva se considerará como infracción correspondiendo aplicar sanción, de acuerdo a lo dispuesto en la Escala de Multas y Sanciones, aprobada por Resolución de OSINERG N° 028-2003-OS/CD o la que la sustituya.

## **DISPOSICIONES TRANSITORIAS**

**Primera:** Lo dispuesto en el presente procedimiento entra en vigencia a los 90 días calendario contados a partir del siguiente día de su publicación, salvo lo establecido en el numeral 6 que entrará en vigencia al día siguiente de la publicación.

**Segunda:** Hasta que OSINERG defina los medios de transferencia, tal como lo dispone el numeral 6 del presente procedimiento, la información se remitirá vía e-mail al correo electrónico [operacion\\_interrupciones@osinerg.gob.pe](mailto:operacion_interrupciones@osinerg.gob.pe).



## ANEXO 1

### Reporte de Registro de Interrupciones

Columna	información	Descripción
Columna A	Código de la Empresa	Código de 3 dígitos asignado por OSINERGMIN en el Portal Integrado de OSINERGMIN.
Columna B	Código del Sistema Eléctrico	El código asignado por la GART. En caso la interrupción afecte a varios sistemas se debe registrar una línea por cada sistema afectado.
Columna C	Código de Secuencia Portal OSINERG	En caso la interrupción fue “importante” se debe asignar el código secuencial que el portal integrado de la GFE le asignó al momento de registrar la interrupción.
Columna D	Código interrupción	Código asignado por la distribuidora. De ser el caso, debe ser igual al utilizado en la NTCSE.
Columna E	Tipo de Instalación que salió	<ol style="list-style-type: none"> <li>1 SET</li> <li>2 Alimentador MT</li> <li>3 Sección Alimentador</li> <li>4 SED MT/BT</li> <li>5 Líneas AT</li> <li>6 Sistema Eléctrico</li> </ol> <p>En caso la interrupción afecte a más de una SET se debe registrar una línea por cada SET afectada.</p> <p>En caso la interrupción afecte a más de un alimentador MT (Sin salida de la SET) se debe registrar una línea por cada Alimentador MT afectado a excepción de los casos de rechazo de carga.</p>
Columna F	Código Instalación que salió	<p>Código instalación que salió.</p> <p>Cuando se trate de rechazo de carga se pondrá el código del primer alimentador MT que salió.</p>
Columna G	Tipo de Instalación donde se originó la interrupción.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1 Línea AT</li> <li>2 SET</li> <li>3 Alimentador MT.</li> <li>4 Sección Alimentador</li> <li>5 SED MT/BT.</li> </ol>

		6 Externo (Instalación de empresa de transmisión / Generación) 7 Generación propia (aislada)
Columna H	Código Instalación donde se produjo la falla	Código instalación que salió. Cuando se trate de rechazo de carga se pondrá el código del primer alimentador MT que salió. En caso que el tipo instalación es Externo se deja vacío el campo.
Columna I	Fecha y Hora Inicio	Formato dd/mm/aaaahh:mm:ss
Columna J	Fecha y Hora Fin	Se registrará la fecha y hora de la reposición del componente que salió Formato dd/mm/aaaahh:mm:ss
Columna K	Fecha y Hora Fin	Se registrará la fecha y hora de la reposición final de la interrupción Formato dd/mm/aaaahh:mm:ss
Columna L	N° Usuarios Afectados	Afectados en el sistema eléctrico, SE, Alimentador MT, sección alimentador MT, SED según sea el caso.
Columna M	Demanda Afectada	Estimada en kW
Columna N	Duración en horas-suministro	La suma de duración de interrupciones de todos los suministros. (En caso de interrupciones con levantamientos parciales se tiene sectores de población con diferente periodos de interrupción) $\sum_{i=1}^n t_i$
Columna O	Naturaleza de la interrupción	Programado (Siempre que se haya cumplido los requerimientos de la LCE y la NTCSE) PM = Programado, Mantenimiento PE = Programado, Expansión o reforzamiento No Programado (Incluye todos los demás casos) NF = No programado, falla NO = No programado, operación NT = No programado, acción de Terceros NC = No programado, Fenómenos Naturales

		NR = Rechazo de carga
Columna P	Instalación causante que originó la interrupción.	Se refiere a la instalación que provocó la interrupción. G En caso de instalación de Generación T En caso de instalación de Transmisión D En caso de instalación de Distribución  Las definiciones de Generación, Transmisión y Distribución se encuentran en el glosario de términos del Procedimiento.
Columna Q	Propiedad de la instalación causante	P En caso sea propia O En caso sea externa
Columna R	Responsable Interrupción	P En caso sea propia O En caso sea de otras empresas eléctricas T En caso sea de terceros F Fenómenos naturales
Columna S	Código causa interrupción	Ver la tabla de Código de Causa de Interrupción
Columna T	Se solicitó fuerza mayor o exoneración de compensaciones	S En caso se solicitó calificación de Fuerza Mayor o exoneración de compensaciones por expansión/ reforzamiento en sistemas de transmisión o por obras de gran envergadura. N En caso no se solicitó calificación de Fuerza Mayor y no solicitó exoneración de compensaciones.  Vía el portal integrado de OSINERGMIN se podrá acceder a los trámites gestionados por empresas para obtener el código CODOSI correspondiente.
Columna U	Tipo de elemento que actuó	I Interruptor C Cut – out S Seccionador R Recloser O Otros
Columna V	Código CODOSI	En caso se solicitó fuerza mayor o exoneración de compensaciones, se debe asignar el código CODOSI que el portal integrado de OSINERGMIN le asignó.

*(El Anexo1 fue modificado con Resolución N° 177-2012-OS/CD del 16/08/2012).*

## Tabla de Código Causa de Interrupción

Responsable Interrupción	Naturaleza Interrupción	Código OSINERG	Descripción
P	PM	1	Por Mantenimiento
P	PE	2	Por Expansión o reforzamiento de redes
P	NF	3	Ajuste inadecuado de la protección
P	NF	4	Bajo nivel de aislamiento (Aislador Roto / Tensión inadecuada)
P	NF	5	Falla equipo (transformador, interruptor, seccionador de potencia etc.)
P	NF	6	Falla empalme de red
P	NF	7	Falla terminal cable
P	NF	8	Caída conductor de red
P	NF	9	Caída de estructura
P	NF	10	Contacto de red con árbol
P	NF	11	Contacto de red con edificación
P	NF	12	Contacto entre conductores
P	NO	13	Error de maniobra
P	NO	14	Corte de emergencia (No incluidos en PM y PE)
P	NF	15	Animales (Felinos y Roedores)
P	NF	16	Picado de cable por personal propio
P	NF	17	Otros, por falla en componente(s) del sistema de potencia
T	NT	18	Aves
T	NT	19	Cometas
T	NT	20	Impacto vehicular
T	NT	21	Vandalismo
T	NT	22	Hurto de conductor o elemento eléctrico
T	NT	23	Caída de árbol
T	NT	24	Picado de cable

T	NT	25	Contacto accidental con línea
T	NO	26	Pedido de Autoridad
T	NT	27	Otros, causados por terceros
F	NC	28	Descargas atmosféricas
F	NC	29	Fuertes vientos
F	NC	30	Inundaciones
F	NC	31	Sismo
F	NC	32	Otros fenómenos naturales y/o ambientales
O	PM	33	Por Mantenimiento
O	PE	34	Por Expansión o reforzamiento de redes
O	NT	35	Falla sistema interconectado
O	NR	36	Déficit de generación.
O	NT	37	Otros, causado por otra empresa externa
O	NT	38	Cuando la interrupción es provocada por otra empresa. Tiempo de trabajo de la empresa afectada para restituir el servicio completamente (Recomponer la carga).
O	NF	39	Otros, por falla humana

P = Propias      T = Terceros      F = Fenómenos Naturales      O = Otras Empresas.

*(La Tabla de Código Causa de Interrupción fue adicionada con Resolución N° 177-2012-OS/CD del 16/08/2012).*

## ANEXO 2

### Reporte de Indicadores de Interrupciones

Columna A	Código de la Empresa
Columna B	Código del Sistema Eléctrico
Columna C	Nro. Clientes del Sistema Eléctrico
Columna D	SAIFI del Sistema Eléctrico
Columna E	SAIFI por interrupciones Programadas
Columna F	SAIFI por interrupciones No Programadas (No incluye Rechazo Carga)
Columna G	SAIFI por Rechazo de Carga
Columna H	SAIFI a atribuible a instalaciones de Distribución
Columna I	SAIFI a atribuible a instalaciones de Transmisión
Columna J	SAIFI a atribuible a instalaciones de Generación
Columna K	SAIFI debido a causas propias (Responsable Interrupción = P)
Columna L	SAIFI debido a causas de terceros (Responsable Interrupción = T)
Columna M	SAIFI debido a otros emp. eléctricas (Responsable Interrupción = O)
Columna N	SAIFI debido a fenómenos naturales (Responsable Interrupción = F)
Columna O	SAIFI donde se solicito fuerza mayor
Columna P	SAIDI del Sistema Eléctrico
Columna Q	SAIDI por interrupciones Programadas
Columna R	SAIDI por interrupciones No Programadas (No incluye Rechazo Carga)
Columna S	SAIDI por Rechazo Carga
Columna T	SAIDI a atribuible a instalaciones de Distribución
Columna U	SAIDI a atribuible a instalaciones de Transmisión
Columna V	SAIDI a atribuible a instalaciones de Generación
Columna W	SAIDI debido a causas propias (Responsable Interrupción = P)
Columna X	SAIDI debido a causas de terceros (Responsable Interrupción = T)
Columna Y	SAIDI debido a otros emp. eléctricas (Responsable Interrupción = O)
Columna Z	SAIDI debido a fenómenos naturales (Responsable Interrupción = F)
Columna AB	SAIDI donde se solicito fuerza mayor

Para el caso del anexo 2 se debe tener en cuenta que:

- SAIFI (SystemAverageInterruptionFrequencyIndex) es la Frecuencia Media de Interrupción por usuario de un sistema eléctrico en un periodo determinado.

$$SAIFI = \frac{\sum NUSUARIOS}{TUSUARIOS}$$

$\sum$  USUARIOS = Suma de los registros del campo "L" del Anexo 1 correspondiente al sistema eléctrico y al mes determinado.

TUSUARIOS = Valor que corresponde al campo "C" del Anexo 2 correspondiente al sistema eléctrico y al mes determinado.

- SAIDI (SystemAverageInterruptionDurationIndex) es el Tiempo Total Promedio (en horas) de Interrupción por usuario de un sistema eléctrico en un periodo determinado.

$$SAIDI = \frac{\sum DNUSUARIOS}{TUSUARIOS}$$

$\sum DUSUARIOS$  = Suma de los registros del campo "N" del Anexo 1 correspondiente al sistema eléctrico y al mes determinado.

TUSUARIOS = Valor que corresponde al campo "C" del Anexo 2 correspondiente al sistema eléctrico y al mes determinado.

La suma de los valores de los indicadores parciales debe ser igual al valor total de cada indicador; es decir:

- Valor (columna D) = Valor (Columna E) + Valor (Columna F) + Valor (Columna G) = Valor (Columna H) + Valor (Columna I) + Valor (Columna J) = Valor (Columna K) + Valor (Columna L) + Valor (Columna M) + Valor (Columna N)
- Valor (columna P) = Valor (Columna Q) + Valor (Columna R) + Valor (Columna S) = Valor (Columna T) + Valor (Columna U) + Valor (Columna V) = Valor (Columna W) + Valor (Columna X) + Valor (Columna Y) + Valor (Columna Z)

*(El Anexo 2 fue modificado con Resolución N° 177-2012-OS/CD del 16/08/2012).*

### ANEXO 3

#### Criterios de cálculo de Indicadores SAIFI y SAIDI asociado a los redes de MT

1. Para el cálculo del SAIFI y SAIDI asociado a la MT (SAIFI<sub>MT</sub> Y SAIDI<sub>MT</sub>), no se considera todos los registros entregados en el Anexo N° 1. Se considera solo los siguientes:
  - **Campo E: Tipo de Instalación que Salió**, solo se considera los siguientes códigos

Código	Descripción
1	SET
2	Alimentador MT
3	Sección Alimentador
5	Línea AT
6	Sistema eléctrico

- **Campo G: Tipo de Instalación donde se originó la interrupción**, solo se considera los siguientes códigos

Código	Descripción
3	Alimentador MT
4	Sección Alimentador
5	SED MT/BT

- **Campo O: Naturaleza de la interrupción**, solo se considera los siguientes códigos.

Código	Descripción
PM	Programado, Mantenimiento
PE	Programado, Expansión o reforzamiento
NF	No programado, Falla
NO	No programado, Operación
NT	No programado, acción de Terceros
NC	No programado, Fenómenos naturales



- **Campo P: Instalación causante que originó la interrupción**, solo se considera el código D (Sistema de Distribución).
- **Campo T: Solicitud fuerza mayor o exoneración de compensaciones**: Solo se considera los siguientes códigos.

Código	Descripción
N	No solicitaron fuerza mayor y no solicitó exoneración de compensaciones.
S	Cuando la solicitud de Fuerza Mayor o exoneración de compensaciones por expansión/ reforzamiento en sistemas de transmisión o por obras de gran envergadura se declare Infundada o Improcedente (en última instancia administrativa)

2. Para el cálculo del **SAIFI<sub>MT</sub>** y **SAIDI<sub>MT</sub>** que se considera para evaluar la Performance de la Operación es la suma del año de los indicadores obtenido por mes para cada sistema eléctrico:

$$SAIFI_{MT} = \sum_{i=1}^{12} \frac{\sum NUSUARIOSMTi}{TUSUARIOSi}$$

$$SAIDI_{MT} = \sum_{i=1}^{12} \frac{\sum DUSUARIOSMTi}{TUSUARIOSi}$$

Dónde:

$\sum NUSUARIOSMTi$  = Suma de los registros del campo "L" del Anexo 1 correspondiente al sistema eléctrico y al mes i. Considerando solo los registros especificados en el acápite anterior.

$\sum DUSUARIOSMTi$  = Suma de los registros del campo "N" del Anexo 1 correspondiente al sistema eléctrico y al mes i. Considerando solo los registros especificados en el acápite anterior.

$TUSUARIOSi$  = Valor que corresponde al campo "C" del Anexo 2 correspondiente al sistema eléctrico y al mes i.

(El Anexo3 fue adicionado con Resolución N° 177-2012-OS/CD del 16/08/2012).

# **ESCALA DE MULTAS Y SANCIONES DE LA GERENCIA DE FISCALIZACIÓN ELÉCTRICA - ANEXO 13**

**Aprobado con  
RESOLUCIÓN OSINERG  
Nº 590-2007-OS/CD  
04 Octubre de 2007**

**Modificatoria  
RESOLUCIÓN OSINERGMIN  
Nº 306-2009-OS/CD  
16 enero de 2010**

**Modificatoria  
RESOLUCIÓN OSINERGMIN  
Nº 178-2012-OS/CD  
16 agosto de 2012**

**Organismo Supervisor de la Inversión en Energía**

Lima – Perú

2012

**ESCALA DE MULTAS Y SANCIONES DE LA GERENCIA DE FISCALIZACIÓN ELÉCTRICA**  
**- ANEXO 13**

*Resolución N° 590-2007-OS/CD.*

**1. SANCIÓN POR ENTREGA DE INFORMACIÓN INEXACTA Y/O INOPORTUNA**

**1.1 Por entrega de información inoportuna**

**A. REFERIDA A COMUNICACIÓN DE INTERRUPCIONES IMPORTANTES**

La multa por entregar inoportunamente (fuera de plazo) la información requerida en el numeral 6 del “Procedimiento para la supervisión de operación de los sistemas eléctricos”, se calculará de acuerdo con la siguiente tabla:

**Tabla N° 1**

TIPO DE EMPRESA (por número de suministros)	Hasta las siguientes 24 horas de superada la tolerancia		Más de 24 horas de superada la tolerancia (en UIT)
	1era. vez	A partir de la 2da. vez (en UIT)	
Empresa de hasta 30,000 suministros	Amonestación	0.5	1
Empresa mayor a 30,000 hasta 300,000 suministros	Amonestación	1.5	3
Empresa mayor a 300,000 suministros	Amonestación	3	6

Notas:  
1.

Se considerará como no reportada aquella información remitida luego de las 24 horas de superada la tolerancia.  
2. Se considera como 1era vez cuando ocurre por primera vez en el año.

**B. REFERIDA A REPORTE DE INTERRUPCIONES DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN**

La multa por entregar inoportunamente (fuera de plazo) la información requerida en el numeral 7 del “Procedimiento para la supervisión de operación de los sistemas eléctricos”, se calculará de acuerdo con la siguiente tabla:

**Tabla Nº 2**

TIPO DE EMPRESA (por número de suministros)	01 A 03 DÍAS HÁBILES		04 a 10 DÍAS HÁBILES (en UIT)	11 a más DÍAS HÁBILES (en UIT)
	1era. vez	A partir de la 2da. vez (en UIT)		
Empresa de hasta 30,000 suministros	Amonestación	0.5	1	2
Empresa mayor a 30,000 hasta 300,000 suministros	Amonestación	1	2	4
Empresa mayor a 300,000 suministros	Amonestación	2	4	8

Notas:

1. Se considerará como no reportada, aquella información remitida luego de los 11 días hábiles.
2. Se considera como 1era vez cuando ocurre por primera vez en el año.

## 1.2 Por información Inexacta

Cuando en el proceso de supervisión se identifiquen interrupciones no reportadas en el respectivo reporte mensual, la sanción a aplicar se calculará en función a la duración de cada interrupción no reportada, de acuerdo con la siguiente tabla:

**Tabla Nº 3**

TIPO DE EMPRESA (por número de suministros)	De 3 a 15 minutos		Más de 15 hasta 30 minutos (en UIT)
	1era. vez	A partir de la 2da. vez (en UIT)	
Empresa de hasta 30,000 suministros	Amonestación	0.5	1
Empresa mayor a 30,000 hasta 300,000 suministros	Amonestación	1.5	3
Empresa mayor a 300,000 suministros	Amonestación	3	6

Nota:

Se considera como 1era vez cuando ocurre por primera vez en el año.

Si la interrupción dura más de 30 minutos, la multa se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{Multa por Interrupción No Reportada} = \text{CU} \times \frac{\text{MD}_m}{\text{NAS}} \times \frac{\text{DI}}{\text{DE}}$$

Donde:

**CU:** Costo Unitario Anual por MW y por Sector Típico de Distribución.

**Tabla N° 4: Costo Unitario (CU)**

Sector Típico	Costo Unitario por MW (UIES)
1	12.0
2	4.7
3	7.9
4	16.3
5	22.2
Especial	12.2

**MD<sub>m</sub>:** Máxima demanda del mes del sistema eléctrico reportada por la empresa.

**NAS:** Número de Alimentadores del Sistema

**DI:** Duración de la interrupción no reportada en el mes.

**DE:** Desempeño esperado atribuible a instalaciones pertenecientes a la actividad de distribución en Media Tensión en términos de indicadores SAIDI y SAIFI anual, definidos de acuerdo con el "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos", por sector típico.

**Tabla N° 5  
Desempeño Esperado (DE)**

Sectores Típicos	año 2008		año 2009		año 2010		año 2011	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
1	3	7.5	3	7.5	3	7	3	6.5
2	11	20	9	16	7	13	5	9
3	13	24	11	20	9	16	7	12
4	16	32	15	29	13	27	12	24
5	20	50	19	47	17	43	16	40
Especial	12	27	12	27	12	27	12	27

*Modificar la Tabla N° 5 del numeral 1.2. del Anexo 13 de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, correspondiente a la tipificación de sanciones por incumplimiento del "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos", aprobada por Resolución de Consejo Directo N° 590- 2007-OS/CD, de acuerdo a lo siguiente)*

**Tabla N° 5**  
**Desempeño Esperado (DE)**

Sector Típico	SAIFI	SAIDI
1	3	6.5
2	5	9
3	7	12
4	12	24
5	16	40
Especial	12	27

*(Modificado con Resolución N° 178-2012-OS/CD del 16/08/2012).*

En caso que la multa correspondiente a la interrupción que duró más de 30 minutos sea menor que aquella calculada si la interrupción hubiera durado igual o menos de 30 minutos, se considerará como monto de la multa el que hubiera correspondido a una duración igual o menor a 30 minutos.

El total de las multas aplicadas por interrupciones no reportadas en el mes no podrá exceder el siguiente tope por cada sistema eléctrico:

$$\text{Multa Máxima por Interrupciones No Reportadas} = \text{CU} \times \text{MD}_m$$

## **2. SANCIÓN POR PERFORMANCE DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN QUE AFECTAN AL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD**

Para la evaluación anual del performance se toma en cuenta los indicadores SAIFI y SAIDI, definidos en el “Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos”, que estén asociados a instalaciones de distribución en MT. No se incluye interrupciones por rechazo de carga y aquellas calificadas como fuerza mayor.

La sanción a aplicar por performance de la operación de los sistemas eléctricos de distribución, será calculada de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{Multa Empresa} = \sum_{i=1}^n \text{Multa Sistema}_i$$

Donde:

**n:** Número de Sistemas Eléctricos que opera la empresa a sancionar.

**Multa Sistema:** Aquella calculada para cada sistema eléctrico en base a la siguiente fórmula:

$$\text{Multa Sistema}_i = (\text{Max}(D_{\text{SAIFI}}, D_{\text{SAIDI}})) \times (\text{CU}) \times \text{MD}$$

$D_{SAIFI}$  : Desviación del SAIFI anual reportado, atribuible a instalaciones de distribución en Media Tensión, respecto al desempeño esperado (DE) anual del sector típico correspondiente establecido en la Tabla N° 5. No se incluyen las interrupciones por rechazo de carga y aquellas calificadas como fuerza mayor.

$D_{SAIDI}$  : Desviación del SAIDI anual reportado, atribuible a instalaciones de distribución en Media Tensión, respecto al desempeño esperado (DE) anual del sector típico correspondiente establecido en la Tabla N° 5. No se incluyen las interrupciones por rechazo de carga y aquellas calificadas como fuerza mayor.

CU: Corresponde a los valores establecidos en la Tabla N° 4.

MD: Máxima demanda anual del sistema eléctrico reportada por la empresa.

La multa por sistema no podrá exceder el siguiente tope:

$$\text{Multa Máxima por Sistema} = \text{CU} \times \text{MD}$$

## **2. SANCIÓN POR PERFORMANCE DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN QUE AFECTAN AL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD**

*Para la evaluación anual del performance se toma en cuenta los indicadores SAIFI y SAIDI, definidos en el Anexo 3 del “Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos”, que estén asociados a instalaciones de distribución en MT.*

*En aplicación del artículo N° 3 de la Resolución Ministerial N°163-2011-MEM/DM, solo para efectos de la determinación de la multa, se excluirán a las interrupciones por fallas (interrupciones no programadas) que hayan dado lugar a compensaciones por aplicación de la NTCSE.*

*La sanción a aplicar por performance de la operación de los sistemas eléctricos de distribución en MT, será calculada de acuerdo con la siguiente fórmula:*

$$\text{Multa Empresa} = \sum_{i=1}^n \text{Multa Sistema}_i$$

*Donde:*

*n :* *Número de Sistemas Eléctricos que opera la empresa.*

*Multa Sistema: Aquella calculada para cada sistema eléctrico correspondiente a los sectores típicos de distribución 1, 2 y 3; en base a la siguiente fórmula:*

$$\text{Multa Sistema}_i = (\text{Max}(D_{\text{SAIFI}}, D_{\text{SAIDI}})) \times (\text{CU}) \times \text{MD}$$

$D_{\text{SAIFI}}$  : Desviación del SAIFI<sub>MT</sub> anual reportado, atribuible a instalaciones de distribución en Media Tensión, respecto al desempeño esperado (DE) anual del sector típico correspondiente establecido en la Tabla N° 5. Se excluirán a las interrupciones por fallas (interrupciones no programadas) que hayan dado lugar a compensaciones por aplicación de la NTCSE.

$D_{\text{SAIDI}}$  : Desviación del SAIDI<sub>MT</sub> anual reportado, atribuible a instalaciones de distribución en Media Tensión, respecto al desempeño esperado (DE) anual del sector típico correspondiente establecido en la Tabla N° 5. Se excluirán a las interrupciones por fallas (interrupciones no programadas) que hayan dado lugar a compensaciones por aplicación de la NTCSE.

CU: Corresponde a los valores establecidos en la Tabla N° 4.

MD: Máxima demanda anual del sistema eléctrico reportada por la empresa.

La multa por sistema no podrá exceder el siguiente tope:

$$\text{Multa Máxima por Sistema} = \text{CU} \times \text{MD} \text{ , ,}$$

(Modificado con Resolución N° 178-2012-OS/CD del 16/08/2012).

### 3. DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Las multas calculadas según lo señalado en el numeral 2 del presente Anexo serán aplicadas a partir de 2009, de acuerdo con los porcentajes indicados en la siguiente tabla:

Período objeto de Evaluación	Porcentaje de la Multa a Aplicar
2009	25%
2010	50%
2011	75%
2012 en adelante	100%



### 3. DISPOSICION TRANSITORIA

Primera: En aplicación del artículo N° 4 de la Resolución Ministerial N°163-2011-MEM/DM, se gradúa las tolerancias de los indicadores establecidos en la Tabla N°5, que son presentados en las siguientes tablas:

**Tabla N° 6**  
**Desempeño Esperado (DE)**  
**Sistemas Interconectados al SEIN**

Sectores	año 2012		año 2013		año 2014 en Adelante	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
1	3	7.5	3	7	3	6.5
2	9	16	7	13	5	9
3	11	20	9	16	7	12

**Tabla N° 6.1**  
**Desempeño Esperado (DE)**  
**Sistemas Aislados**

Sectores	año 2012		año 2013		año 2014		año 2015 en adelante	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
2	11	20	9	16	7	13	5	9
3	13	24	11	20	9	16	7	12

(Modificado con Resolución N° 178-2012-OS/CD del 16/08/2012).

### 4. DISPOSICIONES FINALES Y COMPLEMENTARIAS

Para aquellos incumplimientos al “Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos” cuyas sanciones no estén previstas en el presente anexo, se aplicarán las sanciones establecidas en la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica que corresponda.

La imposición de la sanción impuesta en aplicación de la presente Escala, no exime a la empresa del cumplimiento de las obligaciones que han sido objeto del correspondiente procedimiento administrativo sancionador.

#### **DISPOSICIONES FINALES Y COMPLEMENTARIAS**

*Aprobar la incorporación en la parte final del numeral 4. Disposiciones Finales y Complementarias del Anexo 13 de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, la Escala correspondiente a la tipificación de sanciones por*

*incumplimiento del Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos, de: siguiente párrafo.*

*“A partir del año 2010, cuando se superen las tolerancias de Desempeño Esperado (Tabla N° 5), por un aumento extraordinario de la cantidad de interrupciones por reforzamiento o ampliación de redes, siempre y cuando haya sido solicitado y sustentado por la empresa, se podrá en forma extraordinaria no considerar este tipo de interrupciones para el cálculo y evaluación del desempeño Esperado”.*

*(Incorporado con Resolución N° 306-2009-OS/CD Artículo N° 2 del 16/01/2010).*





Gerencia General

Gerencia de Fiscalización Eléctrica

Bernardo Monteagudo 222 – Magdalena del Mar – Lima 17

Teléfono 219-3400 Anexos 1401 / 14 02 Fax 3418