

PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN DE LA OPERATIVIDAD DE LA GENERACIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS AISLADOS

RCD N° 220-2010-OS/CD

1. OBJETIVO

Mejorar la confiabilidad y calidad del suministro del servicio público de electricidad en los sistemas eléctricos aislados.

2. ALCANCES

El presente procedimiento será de aplicación para las Empresas que desarrollan actividades de generación eléctrica para el suministro a sistemas eléctricos aislados donde se brinda el servicio público de electricidad, que se detallan en el anexo 01 de la presente norma (en adelante las Empresas).

3. BASE LEGAL

- Ley N° 27332 - Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos.
- Ley N° 27699 - Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERGMIN.
- Decreto Ley N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas.
- D.S. N° 009-93 EM - Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas y Mineras de OSINERGMIN, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 205-2009-OS/CD.

4. DEFINICIONES

GART: Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN.

GFE: Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN.

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

Demanda afectada: Valor estimado de la demanda interrumpida al momento de ocurrido el hecho.

Falla: Imposibilidad de una unidad o de una central de generación eléctrica, para desempeñar su función, que conlleva al estado de indisponibilidad para su operación y que puede o no afectar el suministro.

Horas de suministro: Número de horas diarias de servicio eléctrico que brinda la Empresa.

Indisponibilidad forzada: Duración de la interrupción del suministro eléctrico por causa de una salida forzada.

Índice de indisponibilidad forzada: Horas de interrupción del suministro en un período de tiempo.

Interrupción: Corte total o parcial de suministro eléctrico, como consecuencia de una salida forzada.

Máxima Demanda: Es la potencia máxima de la demanda o consumo máximo coincidente de los usuarios en un sistemas eléctrico, sin restricciones de suministro en la hora de máxima demanda del periodo evaluado.

Margen de reserva operativo de generación: Es la relación entre la potencia efectiva del sistema eléctrico y la máxima demanda de dicho sistema. Este parámetro es utilizado por OSINERGMIN para la determinación de precios en barra en cada uno de los sistemas aislados.

Potencia efectiva: Máxima potencia entregada en forma continua por una central o unidad de generadora, que será comprobada o contrastada con la propia carga del sistema o mediante un procedimiento similar al de recepción de obra.

Racionamiento: Es la situación en la cual se restringe el suministro del servicio eléctrico, por insuficiencia de capacidad o falla en las instalaciones de generación.

Salida forzada: Interrupción intempestiva del funcionamiento de una unidad y/o central generadora, por falla, error o desperfecto ocasionado por causa propia o externa.

Tasa de salida forzada: Número de salidas forzadas en un periodo de tiempo.

Sistema aislado: Sistema eléctrico no enlazado al SEIN.

Servicio público: Es el suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo y es de utilidad pública.

5. METODOLOGÍA

Para alcanzar el objetivo propuesto, se establece la siguiente metodología:

- a) Mediante el presente procedimiento, OSINERGMIN establece: el requerimiento de información, indicadores y tolerancias para obtener los niveles de confiabilidad y calidad que requiere la generación de energía eléctrica para el suministro en los sistemas aislados.
- b) Las Empresas proporcionarán la información requerida mediante los formatos y en los plazos establecidos por el presente procedimiento, los que deberán ser reportados en forma sistematizada a través del Sistema Informático Extranet desarrollado por la GFE.
- c) La supervisión se realizará por cada sistema eléctrico, mediante evaluación semestral de los indicadores, desviaciones de los límites y tolerancias establecidos, en función de cuyo resultado se priorizarán las inspecciones de campo a las instalaciones generadoras. Lo expuesto no exceptúa la realización de inspecciones imprevistas ante eventos extraordinarios.

En dichas inspecciones se verificará lo reportado por las Empresas, el cumplimiento de los compromisos establecidos, así como las normas y disposiciones pertinentes.

- d) Para alcanzar los niveles de tolerancia y estándares de confiabilidad y calidad de generación, las Empresas deberán implementar un Programa de Adecuación de Confiabilidad del Suministro (PACS) para garantizar el Margen de Reserva Operativo de Generación que cubra el incremento de la demanda, además de un Plan de Contingencias Operativas (PCO) para mitigar los efectos de las interrupciones del servicio.
- e) OSINERGMIN podrá instalar equipos registradores de medición para validar la información remitida por las Empresas.
- f) El incumplimiento al presente procedimiento constituye infracción pasible de sanción.

6. INDICADORES

Los indicadores que se utilizarán para verificar el grado de confiabilidad y calidad del suministro, según corresponda, son los siguientes:

Indicador	Sigla	Fórmula	Variables	Unidad
Margen de Reserva Operativo de Generación	MR	$MR = (PE/MD)-1$	MD = Máxima Demanda del sistema PE = Potencia Efectiva	%
Tasa de Salidas Forzadas	TSF	$TSF = NSF/TES$	NSF = Número de Salidas Forzadas TES = Tiempo de Evaluación (Semestre)	Salidas Forzadas por Semestre
Índice de Disponibilidad Forzada	IIF	$IIF = HIF/TEH$	HIF = Horas de Disponibilidad Forzada TEH = Tiempo de Evaluación (Semestre)	Horas de Disponibilidad por Semestre

7. REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN

Las Empresas que operan centrales generadoras para suministro del Servicio Público de Electricidad en sistemas aislados, están obligadas a poner a disposición con carácter de declaración jurada mediante el Sistema Informático Extranet del OSINERGMIN, la siguiente información:

7.1 DATOS GENERALES Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS INSTALACIONES GENERADORAS

Se realizará en cada oportunidad en que se efectúen modificaciones a las instalaciones de generación:

- Mediante el formato del anexo 02: la relación de todos los sistemas eléctricos aislados que cuenten con fuentes de generación, un plano con la ubicación de todas las centrales y un diagrama unifilar en MT por cada sistema. En casos de existir varias centrales en un solo sistema, dicho diagrama incluirá el respectivo circuito de enlace. Cuando se trate de modificaciones, sólo se incluirán éstas. Los diagramas unilaterales deben ser depositados en el sistema extranet como archivos magnéticos de tipo dwg.
- Mediante el formato del anexo 02-A: las características técnicas de las instalaciones por cada central generadora.

7.2 REGISTRO DE FALLAS Y SALIDAS FORZADAS DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN

Mediante el formato del anexo 03: cada Empresa deberá llevar un registro detallado de las fallas y/o salidas forzadas de las unidades y/o centrales de generación eléctrica.

7.3 REPORTE DIARIO DE FALLAS Y SALIDAS FORZADAS

Cada vez que se produzca interrupción total o parcial de la generación para los sistemas aislados a los que se refiere el presente procedimiento, por fallas y/o salidas forzadas de las unidades o centrales eléctricas, se emitirán informes específicos en el formato del anexo 04.

Esta información referencial incluirá las medidas que se adopten para superar las causas que ocasionaron la falla o salida forzada, además de las acciones que sean requeridas para garantizar la continuidad del servicio eléctrico.

Esta información será constatada en primera instancia por el Supervisor Regional de OSINERGMIN en el sistema extranet.

7.4 REPORTE DEL MANTENIMIENTO PROGRAMADO

Las empresas deben informar antes de realizar cualquier intervención de mantenimiento programado en las instalaciones generadoras, siempre y cuando ocasionen restricciones del suministro eléctrico y sean mayores o iguales a 4 horas, de conformidad con el “Anexo 04-A”.

7.5 REPORTE DE RACIONAMIENTO POR DÉFICIT DE GENERACIÓN

Las empresas deben informar cada vez que exista racionamiento del suministro eléctrico por déficit de capacidad en generación, de conformidad con el “Anexo 04-B”.

7.6 REPORTE DEL MARGEN DE RESERVA OPERATIVO DE GENERACIÓN

Las Empresas pondrán a disposición de OSINERGMIN, en forma semestral, el reporte de determinación del Margen de Reserva Operativo de Generación por cada sistema eléctrico, de conformidad con el “Anexo 05”.

7.7 REPORTE MENSUAL DEL DESPACHO DE CARGA

Las empresas deben informar el despacho de carga del día de máxima demanda del mes correspondiente, de conformidad con el “Anexo 06”, los cuales deben ser depositados en el sistema extranet en archivos magnéticos de tipo xls (excel).

7.8 PLAN DE CONTINGENCIAS OPERATIVAS

Las Empresas presentarán cada dos años, para cada sistema aislado que operen, el Plan de Contingencias Operativas (PCO), y depositar en archivo magnético en el sistema extranet, ya sea en documentos de tipo doc y/o pdf.

Estos Planes de Contingencias Operativas deberán garantizar la continuidad del suministro que minimice la interrupción del servicio eléctrico, por periodos mayores a los señalados y ante las eventualidades siguientes:

- Por falla o deterioro de cualquier componente de las instalaciones generadoras, cuya rehabilitación no pueda lograrse antes de 24 horas. Para el caso de los servicios donde el suministro sea de 12 horas diarias o menos, el período máximo de rehabilitación será de 36 horas.
- En la ejecución de actividades de mantenimiento preventivo o correctivo con restricción total del suministro que dure más de 12 horas consecutivas.
- Ante daños causados a las instalaciones generadoras por causas de fuerza mayor, fenómenos naturales o hechos fortuitos, que no permitan el restablecimiento de las instalaciones afectadas después de las 24 horas de su ocurrencia.

7.9 PROGRAMA DE ADECUACIÓN DE CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO

Simultáneamente con la presentación del Plan de Contingencias Operativas (PCO), las Empresas también presentarán un Plan de Adecuación de Confiabilidad del Suministro (PACS) por cada sistema eléctrico aislado. Este consistirá en un programa técnicamente sustentado que debe garantizar la existencia del margen de reserva regulado por OSINERGMIN, para garantizar la cobertura de la demanda en el corto y mediano plazo. Se presentará en forma impresa a OSINERGMIN y se depositará en archivo magnético en el sistema extranet, ya sea en documentos de tipo doc y/o pdf.

8. PLAZOS PARA REMITIR LA INFORMACIÓN

En el cuadro adjunto se detallan los plazos que obligatoriamente deben cumplir las Empresas a que hace mención la presente norma para la presentación de la información:

PERIODICIDAD Y PLAZOS PARA ENVIAR INFORMACIÓN		
INFORMACIÓN	PLAZO	PERIODICIDAD

PERIODICIDAD Y PLAZOS PARA ENVIAR INFORMACIÓN		
INFORMACIÓN	PLAZO	PERIODICIDAD
Datos Generales y Características Técnicas de las Instalaciones Generadoras (Formato de los anexos 02 y 02-A)	Dentro de los siguientes 30 días hábiles de haber realizado cambios en la infraestructura técnica.	Por única vez, cuando se efectúen modificaciones, o en la oportunidad específica que OSINERGMIN lo requiera
Registro de Fallas y/o Salidas Forzadas (Formato del anexo 03)	10 días hábiles de finalizado el mes correspondiente	Mensualmente
Reporte de Fallas, Salidas Forzadas (Formato del anexo 04)	- Dentro de 02 días hábiles posteriores al día de la ocurrencia de la salida forzada	Cada vez que ocurran los eventos señalados
Reporte del Mantenimiento Programado (Formato del Anexo 04-A)	- 03 días calendarios antes del día previsto de un mantenimiento programado.	En cada mantenimiento programado.
Reporte de Racionamiento por Déficit de Generación (Formato del Anexo 04-B)	- 02 días hábiles posteriores al día de la ocurrencia del racionamiento.	En cada ocurrencia
Reporte del Margen de Reserva Operativo de Generación (Formato del anexo 05)	10 primeros días hábiles de enero y julio de cada año	Semestralmente
Reporte Mensual de Despacho de Carga (Formato del Anexo 06)	10 días hábiles siguientes de finalizado el mes correspondiente	Mensual
Plan de Contingencias Operativas (PCO)	Último día hábil del mes de diciembre	Bianual
Programa de Adecuación de Confiabilidad del Suministro (PACS)	Último día hábil del mes de diciembre	Bianual

9 TRANSFERENCIA DE INFORMACIÓN

La transferencia de la información indicada se realizará a través del sistema informático extranet: <http://gfe.osinerg.gov.pe/GFEGA/>.

10. INSPECCIÓN DE CAMPO

En base al programa de supervisión elaborado por OSINERGMIN se efectúa la correspondiente inspección de campo a las respectivas instalaciones de generación seleccionadas, donde se verificará lo siguiente:

- La información enviada por las Empresas.
- La implementación de los Programas de Contingencias Operativas y Planes de Adecuación de Confiabilidad del Suministro.
- La comprobación de las potencias efectivas reportadas por las Empresas.
- El cumplimiento de las obligaciones técnicas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas, su reglamento y demás normas técnicas.
- Adicionalmente a lo señalado, mediante el formato de verificación de campo, se constatará el estado de las instalaciones de generación y las condiciones adecuadas que garanticen su operación continua y confiable, así como el cumplimiento de las normas de seguridad y cuidado del medio ambiente.

Donde:

- Tipo Sistema : Tipificación de cada sistema eléctrico aislado a cargo de OSINERGMIN
- Nombre Sistema Eléctrico : Nombre con el cual se ha denominado al sistema eléctrico
- Código Sistema Eléctrico : Codificación a cargo de OSINERGMIN
- Nº de Horas de Suministro : Nº de horas de suministro eléctrico comprometido en forma contractual por la Entidad
- Localidades que abastece : Principales localidades que se abastece el suministro eléctrico en el sistema aislado
- Sector Típico : Sector típico denominado para cada sistema eléctrico
- Nº de Clientes : Nº de clientes del sistema aislado del último semestre (Tomado de la información "Formato 05")
- Máxima Demanda (kW) : Máxima demanda del sistema aislado del último semestre. (Tomado de la información "Formato 05")
- Distrib. Primaria (kV) : Tensión primaria preponderante del sistema eléctrico
- Tipo : Tipo de generación de cada central (Tomado de la información "Formato 02-A")
- Nombre de la Central : Nombre denominado a la central eléctrica (Tomado de la información "Formato 02-A")
- Código de la Central : Codificación a cargo de OSINERGMIN
- Potencia Instalada : Potencia total de la central eléctrica (Tomado de la información "Formato 02-A").

ANEXO N°02-A**CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA****CENTRAL**

Nombre	
Tipo de Generación (M,H,T)	
Nº Grupos	
Potencia Instalada (kW)	
Potencia Efectiva (kW)	
Año puesta en servicio	
Sistema aislado que abastece	
Nombre del río	

Ubicación

Departamento	
Provincia	
Distrito	
Localidad	
Altitud (msnm)	
UTM Norte	
UTM Este	

Código Grupo			
Denominación Grupo			
Motor Primo	Marca		
	Tipo		
	Nº Serie		
	Potencia Nominal (kW)		
	Año puesta en servicio		
	Velocidad (rpm)		
	Regulador de velocidad		
	Tipo de combustible		
Turbina	Marca		
	Tipo		
	Modelo		
	Nº de Serie		
	Salto (m)		

	Caudal Diseño (m ³ /s)			
	Potencia Nominal (kW)			
	Velocidad (rpm)			
	Válvula Principal			
	Tipo Válvula			
	Accionamiento			
Generador	Marca			
	Modelo			
	Potencia instalada (kVA)			
	Potencia Instalada (kW)			
	Tensión (kV)			
	Corriente (A)			
	Cos ϕ			
	Excitatriz			
	Tensión (V)			
	Corriente (A)			
Obras Hidráulicas	Canal de conducción			
	Tipo			
	Sección (m ²)			
	Q (m ³ /s)			
	Material			
	Tubería de Presión			
	Tipo de Instalación			
	Longitud (m)			
	Nº Tuberías			
	Nº Junta Dilatación			
	Desarenador			
	Nº Naves			
	Volumen (m ³)			
	Cámara de Carga			
	Volumen Util (m ³)			
	Válvula de ingreso a tubería			

Transformador	Denominación del Trafo			
	Marca			
	Modelo			
	Nº Serie			
	Año puesta servicio			
	Tensión Primaria (kV)			
	Tensión Secundaria (kV)			
	Potencia (kVA)			
	Grupo de Conexión			
	Refrigeración			

ANEXO N°03 y 04

REGISTRO DE SALIDAS FORZADAS EN LAS CENTRALES DE GENERACIÓN AISLADA

Ubicación

Sistema Aislado:

Central:

Registro de Falla:

Inicio de Falla:

Fin de Falla:

Potencia pre-falla (kW):

Suministro afectado (kW):

Tiempo de interrupción
del suministro afectado (hh:mm):

Sistema Eléctrico Afectado:

Central que originó la falla

Grupos:

Código	Tipo	Central	Nombre	Fecha y Hora de Reposición	Tiempo de Indisponibilidad (Horas)

Tiempo de Indisponibilidad:

Grupos afectados por la falla

Código	Tipo	Central	Nombre	Fecha y Hora de Reposición	Tiempo de Indisponibilidad (Horas)

Detalles de la Causa

Causa que ocasionó la falla:

Origen:

Señalización:

Descripción:

Acciones Correctivas:

ANEXO N°04-A
REGISTRO DE MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN

Ubicación _____

Sistema Aislado:

Central:

Inicio de Mantenimiento Programado:

Fin de Mantenimiento Programado:

Inicio de Mantenimiento Ejecutado:

Fin de Mantenimiento Ejecutado:

Suministro a afectar (kW):

Estado:

Instalación Afectada _____

Grupos:

Código	Nombre	Fecha Parada	Fecha Reposición

Detalle de actividades _____

ANEXO N°04-B
REGISTRO DE RACIONAMIENTO POR DÉFICIT DE GENERACIÓN

Descripción _____

Sistema Aislado:

Central:

Registro de falla:

Inicio de Racionamiento:

Fin de Racionamiento:

Potencia racionada (kW):

Tiempo de Racionamiento:

Alcance:

Causa _____

Causa del racionamiento:

Origen:

Descripción:

Acciones correctivas:

ANEXO N°05

MARGEN DE RESERVA OPERATIVO DE GENERACIÓN

Sistema Eléctrico	Central(es) de Generación	Tipo	Potencia Efectiva (kW)	Potencia Firme Total (kW)	Máxima Demanda total del Sistema (kW)	Margen de Reserva (kW)	(%) Reserva	Nº de Usuarios




ANEXO N°06

DESPACHO DE CARGA DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN

Empresa:

Sistema Eléctrico:

Mes:

Fecha y hora	Nombre de la Central 				Nombre de la Central 			
	Nombre del Grupo				Nombre del Grupo			
dd/mm/aaaa hh:mm	Potencia (kW)							
								

(cada 15 ó 30 minutos, de acuerdo a la posibilidad de la empresa)

PROCEDIMIENTO PARA SUPERVISAR LAS CONDICIONES DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD EN LOS SISTEMAS AISLADOS

RCD N° 265-2012-OS/CD

OBJETIVO

Supervisar que las condiciones de prestación del servicio público de electricidad en los sistemas aislados sean realizadas cumpliendo las normas que regulan esta actividad. Asimismo, supervisar que estas actividades sean realizadas por entidades que cuenten con concesión o permiso municipal.

ALCANCE

El presente procedimiento es de alcance a todas las entidades que no sean empresas concesionarias y que presten el servicio público de electricidad en sistemas eléctricos aislados.

BASE LEGAL

- **Decreto Ley N° 25844**, Ley de Concesiones Eléctricas - (LCE) y su Reglamento (RLCE), aprobado con D.S. 009-2003-EM.
- **Ley N° 28749**, Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento, aprobado por D.S. N° 025-2007.
- **Ley N° 26734**, Ley del Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería, Artículo N° 5, inciso e).
- **Ley N° 29901** (Art. 3º), Ley que Precisa Competencias del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).
- **Normas para Electrificación Rural**, aprobadas por la Dirección General de Electricidad.
- **Resolución Ministerial N° 366-2001 – EM/VME**, Código Nacional de Electricidad – Suministro.
- **Resolución N° 205-2009-OS/CD**, Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas y Mineras de OSINERGMIN.
- **Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD**, que aprueba la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN.

GLOSARIO DE DEFINICIONES Y ABREVIATURAS:

Las siguientes definiciones y abreviaturas son consideradas en el presente procedimiento.

Deficiencia Crítica: Deficiencia que pone en riesgo la seguridad pública, o cuando la entidad prestadora carezca de permiso municipal o concesión para prestar el servicio público de electricidad.

Entidad Prestadora: Persona natural o jurídica que presta el Servicio Público de Electricidad.

Horas de Suministro: Número de horas diarias de prestación regular del servicio eléctrico.

Interrupción de Suministro: Pérdida del suministro experimentada por uno o varios usuarios (según numeral 04-44-11 de la Norma DGE- Terminología en Electricidad- R.M. N° 091-2002-EM/VME).

Máxima Demanda: Valor máximo de la carga durante un período de tiempo (según numeral 02-23-17 de la Norma DGE- Terminología en Electricidad- R.M. N° 091-2002-EM/VME).

Oficina Regional: Oficina descentralizada Regional de OSINERGMIN.

Potencia Instalada: Suma de las potencias nominales de los equipos eléctricos instalados.

Servicio Público de electricidad: Es el suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo y de utilidad pública.

Subsanación: Eliminación de la deficiencia planteada por la supervisión.

ABREVIATURAS:

CNE-S : Código Nacional de Electricidad–Suministro.

GFE : Gerencia de Fiscalización Eléctrica del OSINERGMIN.

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

MEM : Ministerio de Energía y Minas.

RSSTAE : Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo de las Actividades Eléctricas, actualmente vigente.

EPF : Entidad Prestadora Formalizada, que cumple con las exigencias establecidas por Ley para prestar el Servicio Público de Electricidad.

LINEAMIENTOS GENERALES

- 5.1 Sobre la base de la información recopilada y la que emiten las propias entidades prestadoras formalizadas, OSINERGMIN elabora y mantiene una base de datos de los sistemas eléctricos aislados.
- 5.2 Mediante el presente procedimiento se detecta a las entidades que prestan servicio público de electricidad sin contar con concesión o permiso municipal. Asimismo, se supervisa el cumplimiento de las condiciones de prestación del servicio público de electricidad a cargo de las EPF, así como las normas de seguridad y calidad del servicio que correspondan.
- 5.3 A través de la inspección de campo y la información contenida en la base de datos, OSINERGMIN determina las deficiencias críticas que son planteadas a las entidades prestadoras, con la finalidad de que sean subsanadas en un plazo perentorio.
- 5.4 El incumplimiento de la subsanación a las observaciones planteadas, será causal de sanción.

BASE DE DATOS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS AISLADOS

- 6.1 OSINERGMIN mantiene actualizada la base de datos de los Sistemas Eléctricos Aislados, a través de la supervisión en campo, mediante la información recopilada o proporcionada por las EPF, empleándose el Anexo N° 1.
- 6.2 Los reportes de interrupciones del suministro son registrados en el formato contenido en el Anexo N° 2, los mismos que deben ser conservados por la EPF con la finalidad de supervisar la continuidad del servicio eléctrico.

En los sistemas eléctricos aislados donde exista servicio de internet, los reportes deben ser remitidos trimestralmente por las EPF a la

cuenta sea@osinerg.gob.pe.

METODOLOGÍA

Para alcanzar el objetivo propuesto, se aplicará la siguiente metodología:

- a) Con la información de la Base de Datos, se elabora anualmente un programa de inspección de campo, el cual se efectúa con apoyo de las oficinas regionales.
- b) Los indicadores de desempeño de la continuidad de servicio de las EPF, serán los establecidos en las Normas Técnicas de Calidad que correspondan, cuyas tolerancias serán aplicadas en forma gradual, tal como se señala en la Disposición Complementaria del presente procedimiento.
- c) Para promover la formalización de las entidades prestadoras del Servicio Público de Electricidad y que las EPF garanticen la seguridad pública y condiciones de prestación del servicio eléctrico, deberán subsanar las deficiencias críticas detectadas en la inspección de campo señaladas en el informe de supervisión y de acuerdo a los plazos establecidos en el cuadro del Anexo N° 3.
- d) Los plazos de subsanación de las deficiencias críticas señaladas en el Anexo N°3 se inician a partir de la recepción, por parte de la entidad prestadora del servicio público de electricidad, del informe de supervisión correspondiente.
- e) El incumplimiento al presente procedimiento, así como a la subsanación de deficiencias críticas y las tolerancias establecidas, serán causal de sanción.
- f) Con la información reportada por las EPF y/o la recabada por la supervisión con el apoyo de las Oficinas Regionales de OSINERGMIN, los Gobiernos Regionales y otras entidades estatales, se actualizará permanentemente la Base de Datos de los Sistemas Eléctricos Aislados.

INDICADORES DE DESEMPEÑO

Para garantizar la continuidad del servicio público de electricidad, se utilizarán los siguientes indicadores:

Indicador de formalización:

- Si tiene concesión o permiso municipal para realizar las actividades de prestación del servicio eléctrico.

Tiene	No tiene
--------------	-----------------

Indicadores de calidad de suministro:

Aplicable en las EPF que sean calificadas como Sistema Eléctrico Rural.

INDICADORES	SÍMBOLO	VARIABLES	TOLERANCIA
Duración de interrupciones	DIC*	Duración de Interrupciones por Cliente	40 horas /semestre
Frecuencia de Interrupciones	NIC*	Número de Interrupciones por Cliente	10 interrupciones /semestre

*Valores correspondientes a baja tensión, según Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER).

La prestación del servicio durante periodos menores a 24 horas diarias, tendrá una tolerancia proporcional al número de horas de suministro acordado con los usuarios, que establezca la concesión o señale el permiso municipal.

El control de las interrupciones se efectuará en la fuente de generación, para tal fin se utilizará la información reportada en el Anexo N°2. OSINERGMIN podrá instalar equipos registradores para validar la información enviada por la entidad prestadora.

En estos sistemas los indicadores DIC y NIC no tomarán en cuenta las interrupciones por las actividades de Mantenimiento Programado en las instalaciones de generación. La duración de este tipo de interrupciones no deberá superar las 100 horas por semestre y deben ser puestas en conocimiento de OSINERGMIN dentro de los 7 días calendario, posteriores a la finalización de la interrupción ocasionada por la intervención del mantenimiento programado.

REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN

Las EPF están obligadas a remitir la información con carácter de declaración jurada, en los plazos y frecuencia de envío de acuerdo a la siguiente tabla:

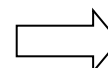
DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA	PLAZO
ANEXO 1: Reporte de datos generales y características técnicas de las instalaciones.	Anual	Hasta el 31 enero del año siguiente.
ANEXO 2: Reporte de interrupciones del servicio.	Trimestral	Hasta el décimo quinto día calendario del siguiente Trimestre.

Las entidades prestadoras formalizadas deberán remitir la información señalada a la dirección de correo electrónico: sea@osinerg.gob.pe en tanto OSINERGMIN implemente el sistema informático extranet correspondiente.

PLAZODE IMPLEMENTACIÓN DEL PROCEDIMIENTO

El plazo para la aplicación de los indicadores de desempeño será de acuerdo al siguiente cronograma:

OBLIGACIONES	2013		2014	
	S1	S2	S1	S2
Implementación del procedimiento	x	x		
Recopilación de la Información			x	x
Aplicación gradual de los Indicadores				



DE LA SUPERVISIÓN

La supervisión de OSINERGMIN consistirá en verificar lo siguiente:

- Si la entidad prestadora tiene concesión o permiso municipal para prestar el servicio público de electricidad.
- La veracidad de la información recibida.
- El cumplimiento de las normas técnicas básicas y de seguridad.
- La subsanación de las deficiencias críticas.
- El cumplimiento de las tolerancias de los indicadores.

La inspección a las instalaciones se efectuará conjuntamente con los representantes de la Entidad Prestadora. OSINERGMIN podrá instalar equipos registradores para validar la información enviada por las Entidades Prestadoras.

La supervisión de OSINERGMIN no está restringida a los aspectos del presente

procedimiento, pudiendo el ente supervisor realizar intervenciones no programadas, ante la ocurrencia de eventos extraordinarios o se susciten quejas o reclamos de los usuarios o autoridades.

MULTAS

12.1. Se consideran como infracciones sujetas a sanción:

- No contar con concesión o permiso municipal para prestar el servicio eléctrico.
- Por entrega de información falsa o fuera de plazo.
- Por exceder los límites y tolerancias establecidos.
- Por incumplimiento del Código Nacional de Electricidad-Suministro y Reglamento, en lo referido a la seguridad pública.
- Por no subsanar las Deficiencias Críticas en Sistemas Eléctricos Aislados.

12.2. Las infracciones serán sancionadas de acuerdo a lo dispuesto a la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN, aprobada por la Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD o la que la sustituya o complementa.

DISPOSICION COMPLEMENTARIA

13.1. La aplicación de las multas por las infracciones detalladas en el numeral 12, será gradual, a partir del tercer año de la implementación del presente procedimiento.

La gradualidad de la aplicación de las multas será del 25% el tercer año de implementación, 50% el cuarto año, 75% al quinto año y el 100% a partir del sexto año.

13.2. Los aspectos relacionados con la supervisión de los sistemas eléctricos aislados no considerados dentro de los alcances del presente procedimiento serán resueltos por OSINERGMIN en cada caso particular.

Anexo N°1
FORMATO PARA SISTEMAS ELÉCTRICOS AISLADOS

INFORMACIÓN ANUAL (*)																
N°	Código de ubigeo				Denominación del sistema eléctrico	Propietario del sistema	Administrador del sistema	Teléfono	Estado operativo	Nombre de la central	Tipo de fuente generadora: hidráulico, térmico, solar o eólico.	Potencia instalada kw	Número de localidades que abastece	Número de total de usuarios	Máxima demanda kw	¿Existe proyecto de interconexión?
	Región	Provincia	Distrito	Localidad												
1																
2																
3																
4																

(*) Enviar al correo electrónico: sea@osinerg.gob.pe

Anexo N°2
FORMATO DE REPORTE DE INTERRUPCIONES EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS AISLADOS

RESUMEN DE INTERRUPCIONES DEL SERVICIO ELÉCTRICO							
1. PRESTADORA DEL SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD							
2. DENOMINACIÓN DEL SISTEMA ELECTRICO AISLADO							
Fecha de inicio de la interrupción	Hora de inicio de la interrupción	Fecha fin de la interrupción	Hora fin de la interrupción	Nivel tensión (MT o BT)	Instalación donde se produjo la falla*	Causa de la interrupción**	Acción correctiva para restablecer el servicio

*Generación, Transmisión o Distribución.

**Falla propia, ocasionada por terceros o por fenómenos naturales.

Anexo N°3
CUADRO DE DEFICIENCIAS CRÍTICAS EN SISTEMAS ELECTRICOS AISLADOS

Código	Descripción de la deficiencia	Norma Transgredida	Acción Correctiva	Plazo de subsanación
1	La Entidad Prestadora carece de permiso municipal o concesión para prestar el Servicio Público de Electricidad.	LCE, Art. 121° y Art. 3°,c)	Gestionar el permiso municipal o solicitar la concesión al Ministerio de Energía y Minas.	Hasta 1 año
2	Obras civiles sin protección que pongan en peligro la seguridad pública.	RSSTAE Art. 47°	Implementar las medidas de protección.	3 meses (*)
3	Inexistencia o inoperatividad de elementos de protección eléctrica: Interruptor, Pararrayos, Puesta a tierra	CNE-S, Sección 17-Regla 171 y Sección 19	Cumplir con las normas.	Hasta 6 meses
4	Existencia de vanos en media tensión que incumplan las Distancias de Seguridad al terreno.	CNE-S, Sección 23 / RD-018-2003-EM/DGE, Regla 3.7	Cumplir con las Distancias de Seguridad.	3 meses (*)
5	Existencia de vanos en media tensión que incumplan las Distancias de Seguridad a viviendas o se encuentran ubicados sobre ellas.	CNE-S, Sección 23 / RD-018-2003-EM/DGE, Regla 3.9	Cumplir con las Distancias de Seguridad.	3 meses (*)
6	Existencia de cajas de medición con tapa abierta, sin tapa o sin cerradura.	NORMA DGE N° 011-CE-1, 305.C	Eliminar la condición de riesgo.	3 meses (*)

Código	Descripción de la deficiencia	Norma Transgredida	Acción Correctiva	Plazo de subsanación
7	Existencia de equipos energizados o partes vivas (más de 150 V) sin guardas, barreras ni señalización de peligro.	CNE-S, Inciso 110.A.2/RSSTAE, Arts. 19º,20º	Adoptar las medidas de seguridad.	3 meses (*)
8	Fuga considerable del aceite dieléctrico de los transformadores.	D.S. 29-94-EM, Art. 42º,k,l)	Eliminar la fuga del aceite dieléctrico.	Hasta 5 meses
9	Existencia de postes o estructuras de soporte a punto de caerse.	RD 016-2003-EM/DGE, Regla 2.7.1	Reemplazar el poste o estructura.	1 mes (*)
10	Existencia de conductores de la red BT desprendidas.	NORMA DGE N° 011-CE-1, 200.B	Asegurar la sujeción de los conductores.	1 mes (*)

(*) Periodo máximo de subsanación, que no exime a las Entidades Prestadoras de la responsabilidad por la ocurrencia de accidentes.

Anexo N°1

FORMATO PARA SISTEMAS ELÉCTRICOS AISLADOS

N°	Código de ubigeo				INFORMACIÓN ANUAL (*)											
	Región	Provincia	Distrito	Localidad	Denominación del sistema eléctrico	Propietario del sistema	Administrador del sistema	Teléfono	Estado operativo	Nombre de la central	Tipo de fuente generadora: hidráulico, térmico, solar o eólico	Potencia instalada kw	Número de localidades que abastece	Número de total de usuarios	Máxima demanda kw	¿Existe proyecto de interconexión?
1																
2																
3																
4																

(*) Enviar al correo electrónico: sea@osinerg.gob.pe

Anexo N° 2

FORMATO DE REPORTE DE INTERRUPCIONES EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS AISLADOS

RESUMEN DE INTERRUPCIONES DEL SERVICIO ELÉCTRICO							
1. PRESTADORA DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD							
2. DENOMINACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO AISLADO							
Fecha de inicio de la interrupción	Hora de inicio de la interrupción	Fecha fin de la interrupción	Hora fin de la interrupción	Nivel tensión (MT o BT)	Instalación donde se produjo la falla*	Causa de la interrupción**	Acción correctiva para restablecer el servicio

* Generación, Transmisión o Distribución.

** Falla propia, ocasionada por terceros o por fenómenos naturales.

Anexo N° 3

CUADRO DE DEFICIENCIAS CRÍTICAS EN SISTEMAS ELECTRICOS AISLADOS

Código	Descripción de la deficiencia	Norma Transgredida	Acción Correctiva	Plazo de subsanación
1	La Entidad Prestadora carece de permiso municipal o concesión para prestar el Servicio Público de Electricidad.	LCE, Art. 121° y Art. 3° c)	Gestionar el permiso municipal o solicitar la concesión al Ministerio de Energía y Minas.	Hasta 1 año
2	Obras civiles sin protección que pongan en peligro la seguridad pública.	RSSTAE Art. 47°	Implementar las medidas de protección.	3 meses (*)
3	Inexistencia o inoperatividad de elementos de protección eléctrica: Interruptor, Pararrayos, Puesta a tierra	CNE-S, Sección 17-Regla 171 y Sección 19	Cumplir con las normas.	Hasta 6 meses
4	Existencia de vanos en media tensión que incumplan las Distancias de Seguridad al terreno.	CNE-S, Sección 23 / RD-018-2003-EM/DGE, Regla 3.7	Cumplir con las Distancias de Seguridad.	3 meses (*)
5	Existencia de vanos en media tensión que incumplan las Distancias de Seguridad a viviendas o se encuentran ubicados sobre ellas.	CNE-S, Sección 23 / RD-018-2003-EM/DGE, Regla 3.9	Cumplir con las Distancias de Seguridad.	3 meses (*)
6	Existencia de cajas de medición con tapa abierta, sin tapa o sin cerradura.	NORMA DGE N° 011-CE-1, 305.C	Eliminar la condición de riesgo.	3 meses (*)
7	Existencia de equipos energizados o partes vivas (más de 150 V) sin guardas, barreras ni señalización de peligro.	CNE-S, Inciso 110.A.2/RSSTAE, Arts. 19°-20°	Adoptar las medidas de seguridad.	3 meses (*)
8	Fuga considerable del aceite dieléctrico de los transformadores.	D.S. 29-94-EM, Art. 42° k).l)	Eliminar la fuga del aceite dieléctrico.	Hasta 5 meses
9	Existencia de postes o estructuras de soporte a punto de caerse.	RD 016-2003-EM/DGE, Regla 2.7.1	Reemplazar el poste o estructura.	1 mes (*)
10	Existencia de conductores de la red BT desprendidas.	NORMA DGE N° 011-CE-1, 200.B	Asegurar la sujeción de los conductores.	1 mes (*)

(*) Periodo máximo de subsanación, que no exime a las Entidades Prestadoras de la responsabilidad por la ocurrencia de accidentes.