

13

# SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DEL PERFORMANCE DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

RES. N° 091-2006-OS/CD y Modificatoria



**Osinergmin**

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

GERENCIA DE FISCALIZACIÓN ELÉCTRICA







# **PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DEL PERFORMANCE DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN**

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
OSINERGMIN N° 091-2006-OS/CD Y MODIFICATORIA**

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Lima – Perú

2010

**Procedimiento aprobado por:**

Alfredo Dammert Lira – Presidente del Consejo Directivo

Edwin Quintanilla Acosta – Gerente General

**Equipo de Trabajo:**

Eduardo Jané La Torre – Gerente de Fiscalización Eléctrica

Aldo Mendoza Basurto- Jefe de la Unidad de Transmisión

Pedro Vásquez Medina- Supervisor de Transmisión

**Gerencia de Fiscalización Eléctrica**

Bernardo Monteagudo 222- Magdalena del Mar- Lima 17

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

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

## PRESENTACIÓN

Mediante Ley N° 28964 (que modifica los artículos 1, 2 e incisos c) y d) del artículo 5 de Ley N° 26734 - Ley del Organismo Supervisor de Inversión en Energía), se transfiere competencias de supervisión y fiscalización de las actividades mineras al OSINERG, creando el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), como organismo regulador, supervisor y fiscalizador de las actividades que desarrollan las personas jurídicas de derecho público interno o privado y las personas naturales, en los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería.

La Ley N° 28964 en el Artículo 2° establece como misión del OSINERGMIN, la de regular, supervisar y fiscalizar, en el ámbito nacional, el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería, así como el cumplimiento de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del medio ambiente en el desarrollo de dichas actividades.

La Ley N° 26734 en los incisos a) y b) del Artículo 5°, establece como funciones del OSINERGMIN, el velar por el cumplimiento de la normatividad que regule la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario, fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por las empresas concesionarias en los contratos de concesiones eléctricas y otras establecidas por la ley.

OSINERGMIN ha venido realizando la supervisión de la calidad de suministro de energía eléctrica a los usuarios de servicio público de electricidad, es así que concordante con el objetivo estratégico de mejorar este proceso, ha emitido el “Procedimiento para Supervisar y Fiscalizar el Performance de los Sistemas de Transmisión”, aprobado por Resolución N° 091-2006- OS/CD, publicado en el diario “El Peruano” el 10 de marzo del 2006 y modificado Resolución N° 656-2008- OS/CD, publicado en el diario “El Peruano” el 4 de diciembre del 2008.

El procedimiento contempla el establecimiento de rangos permisibles (tolerancias) respecto a tasa de fallas e indisponibilidad de los componentes de subestaciones y líneas de transmisión cuyos niveles de tensión sean iguales o mayores de 30 kV, que constituyen los indicadores de performance, sobre la base de cuyo comportamiento, OSINERGMIN procederá a supervisar aquellos componentes que reflejen incremento de la tasa de fallas y/o indisponibilidad, afectando la calidad del suministro a los usuarios del servicio público de electricidad.

Para el cálculo de los indicadores de performance sólo se considerarán las desconexiones forzadas que hayan ocasionado interrupción del suministro por un tiempo igual o mayor a tres (03) minutos, exceptuándose aquellas calificadas por OSINERGMIN como fuerza mayor y las interrupciones ocasionadas por instalaciones de propiedad de otros operadores o agentes externos.

OSINERGMIN, en caso las empresas excedan los rangos establecidos, aplicará las penalizaciones que para dichos fines también establecerá en su oportunidad.

Las empresas concesionarias de electricidad, con el fin de mitigar las interrupciones de suministro, implementarán sus “Planes de Contingencias Operativos”, e implementarán sus “Programas de Mejoramiento de Instalaciones y/o Reemplazo de Equipos”

Este procedimiento desarrollado e implementado a partir del año 2006, constituye un avance al cumplimiento de los objetivos estratégicos del OSINERGMIN y forma parte del conjunto de procedimientos orientados a establecer de manera transparente las obligaciones y derechos de las empresas concesionarias de electricidad.

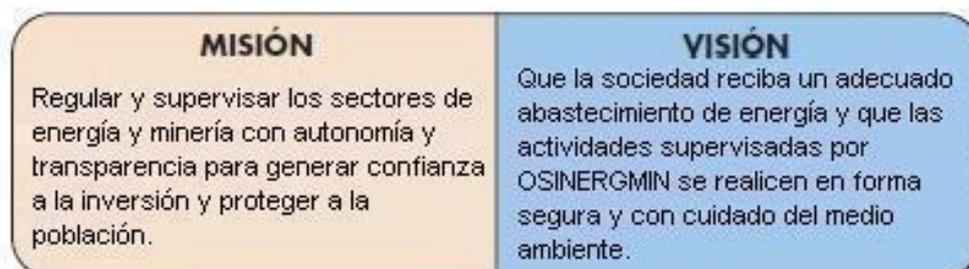
**Gerencia General**  
Lima, Mayo de 2010



**EL PROCEDIMIENTO DE  
SUPERVISIÓN Y  
FISCALIZACIÓN  
DEL PERFORMANCE  
DE LOS SISTEMAS DE  
TRANSMISIÓN EN  
EL PLAN ESTRATÉGICO  
DEL OSINERGMIN  
2007- 2011**



**PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN  
DEL PERFORMANCE DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN.**



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

Mejorar la Prestación de los Servicios de Electricidad

Mejora de la Calidad de Suministro del Servicio de Público de Electricidad.

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

Mejorar el Proceso de Supervisión

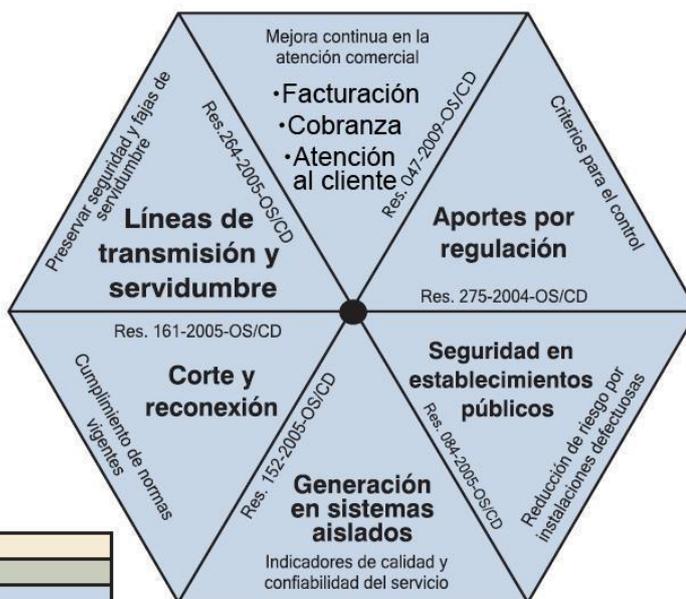
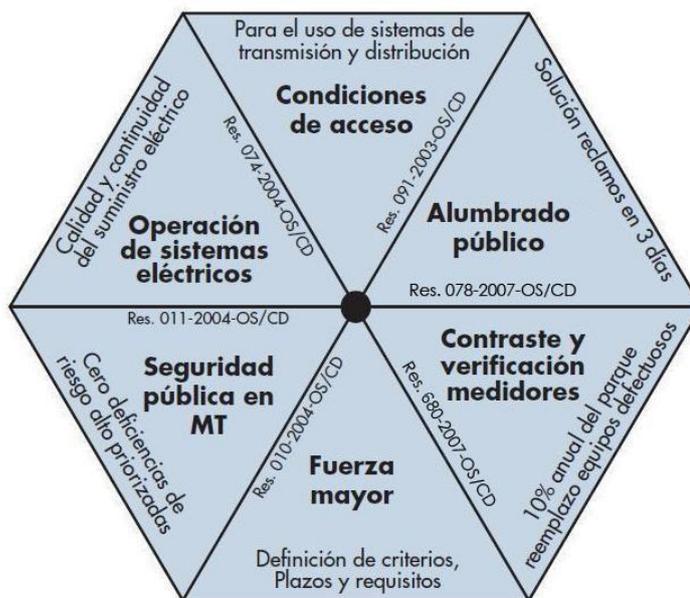
Mejora del Proceso de Supervisión Eléctrica en base a Reportes y Muestreo

**INICIATIVA ESTRATÉGICA**

**Desarrollo del  
Procedimiento:**

Supervisión y Fiscalización del Cumplimiento de las Normas Vigentes de Performance de los Sistemas de Transmisión.

## PROCEDIMIENTOS DE SUPERVISIÓN DE LA GERENCIA DE FISCALIZACIÓN ELÉCTRICA



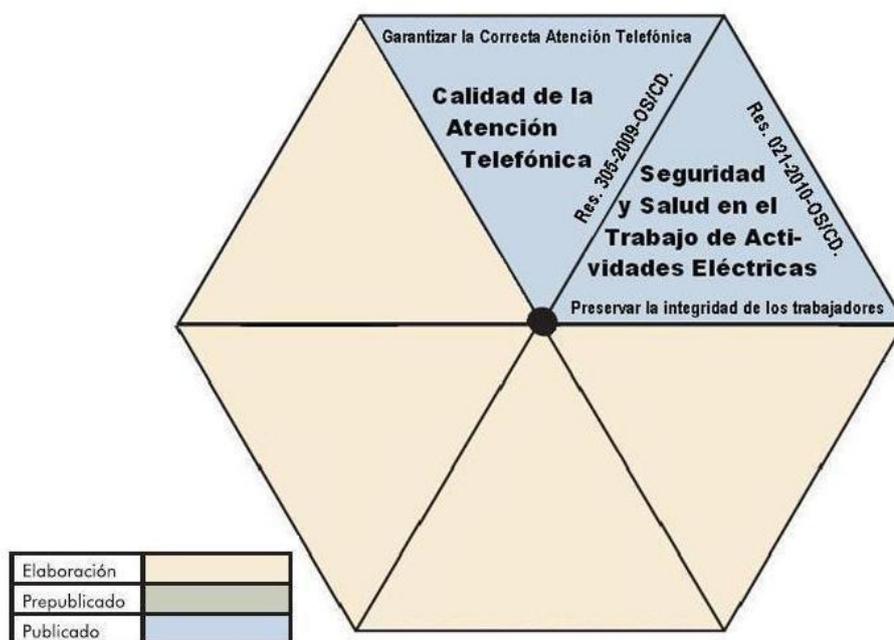
Elaboración	
Prepublicado	
Publicado	

## PROCEDIMIENTOS DE SUPERVISIÓN DE LA GERENCIA DE FISCALIZACIÓN ELÉCTRICA



Elaboración	
Prepublicado	
Publicado	

## PROCEDIMIENTOS DE SUPERVISIÓN DE LA GERENCIA DE FISCALIZACIÓN ELÉCTRICA



## “PROCEDIMIENTO DE SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DEL PERFORMANCE DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN”

(Resolución N° 091-2006-OS/CD y modificatoria Resolución N° 656-2008-OS/CD)

### Objetivo

Establecer el procedimiento para la supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión eléctricos, con el propósito de garantizar el suministro de electricidad a los usuarios del servicio eléctrico.



# “PROCEDIMIENTO DE SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DEL PERFORMANCE DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN”<sup>14</sup>

(Resolución N° 091-2006-OS/CD y modificatoria Resolución N° 656-2008-OS/CD)

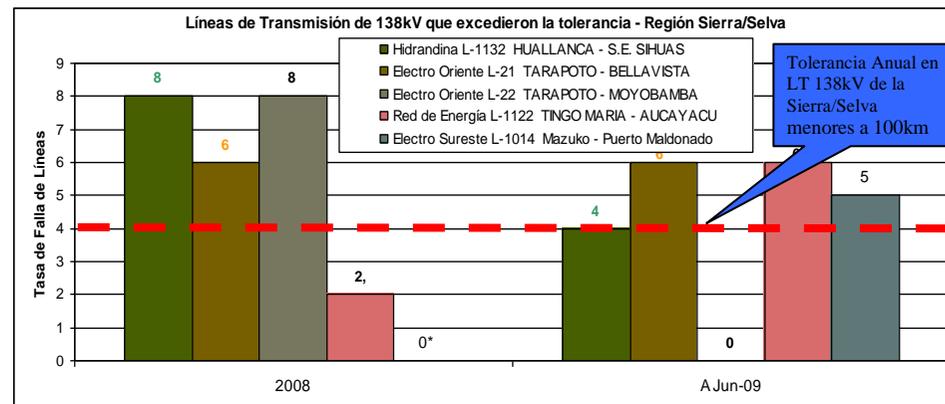
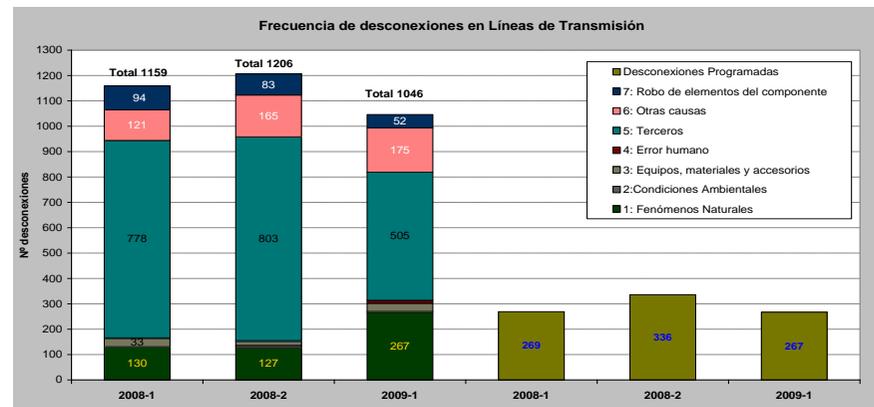
## Metodología de la Supervisión

Las empresas concesionarias reportan las desconexiones de componentes de subestaciones y líneas de transmisión, que ocasionan interrupciones del suministro de energía eléctrica a los usuarios de servicio público de electricidad y calculan los indicadores de performance, tal como se muestra en el cuadro N° 1 del presente procedimiento.

OSINERGMIN procede a supervisar aquellos componentes que reflejan incremento de la tasa de fallas y/o decremento de la disponibilidad, afectando la calidad del suministro.

OSINERGMIN evalúa las estadísticas de las desconexiones y al cabo de dos periodos semestrales determina los componentes que han excedido las tolerancias establecidas, notifica la infracción y aplica las penalidades que correspondan.

Gráfico N° 1.- Tendencia de la frecuencia de desconexiones forzadas y programadas de líneas de transmisión que ocasionaron interrupción de suministro, semestre 2008-1, 2008-2 y 2009-1

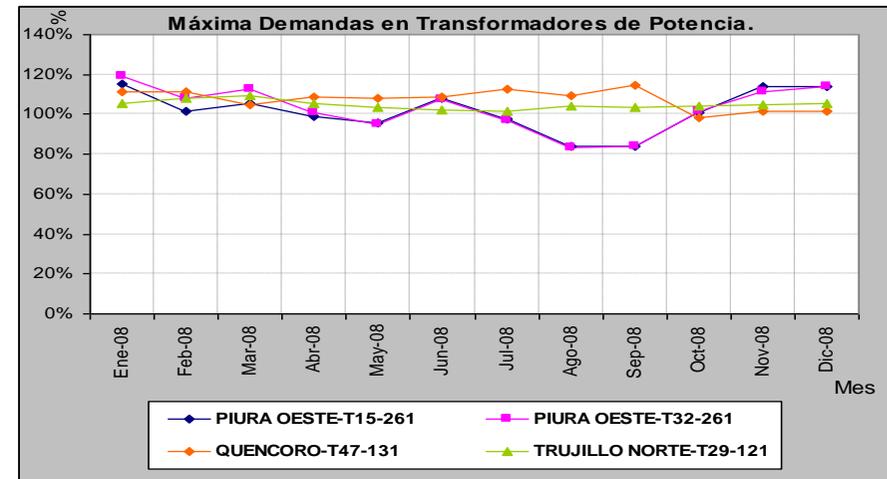


## “PROCEDIMIENTO DE SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DEL PERFORMANCE DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN”

(Resolución N° 091-2006-OS/CD y modificatoria Resolución N° 656-2008-OS/CD)

### Reportes de Máxima Demanda

Las empresas alcanzan mensualmente las máximas demandas de transformadores y las máximas cargas de líneas de transmisión. OSINERGMIN efectúa un control de saturación de la capacidad.



### Plan de Contingencias Operativo

Las empresas siguiendo los lineamientos establecidos por OSINERGMIN, alcanzarán anualmente su Plan de Contingencias Operativo y/o actualización del mismo, que le permita minimizar interrupciones y sus efectos ante deterioro por falla o daño por causa de fuerza mayor.



## “PROCEDIMIENTO DE SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DEL PERFORMANCE DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN”

(Resolución N° 091-2006-OS/CD y modificatoria Resolución N° 656-2008-OS/CD)

### Programa de Mejora de Instalaciones o Reemplazo de Equipos.

Las empresas alcanzan anualmente este programa de mejoramiento de los equipos más relevantes que incidan en el Performance de su sistema de transmisión; el que debe incorporar la subsanación de No Conformidades registradas en supervisiones anteriores



### Programas y Reportes de Mantenimiento

Las empresas alcanzan a OSINERGMIN con 48 horas de anticipación sus programas de mantenimiento y/o ampliaciones por expansión o reforzamiento cuando ocasionan interrupciones de suministro en 50 % o más de la máxima demanda destinada al servicio público, alcanzando a OSINERGMIN los reportes correspondientes.

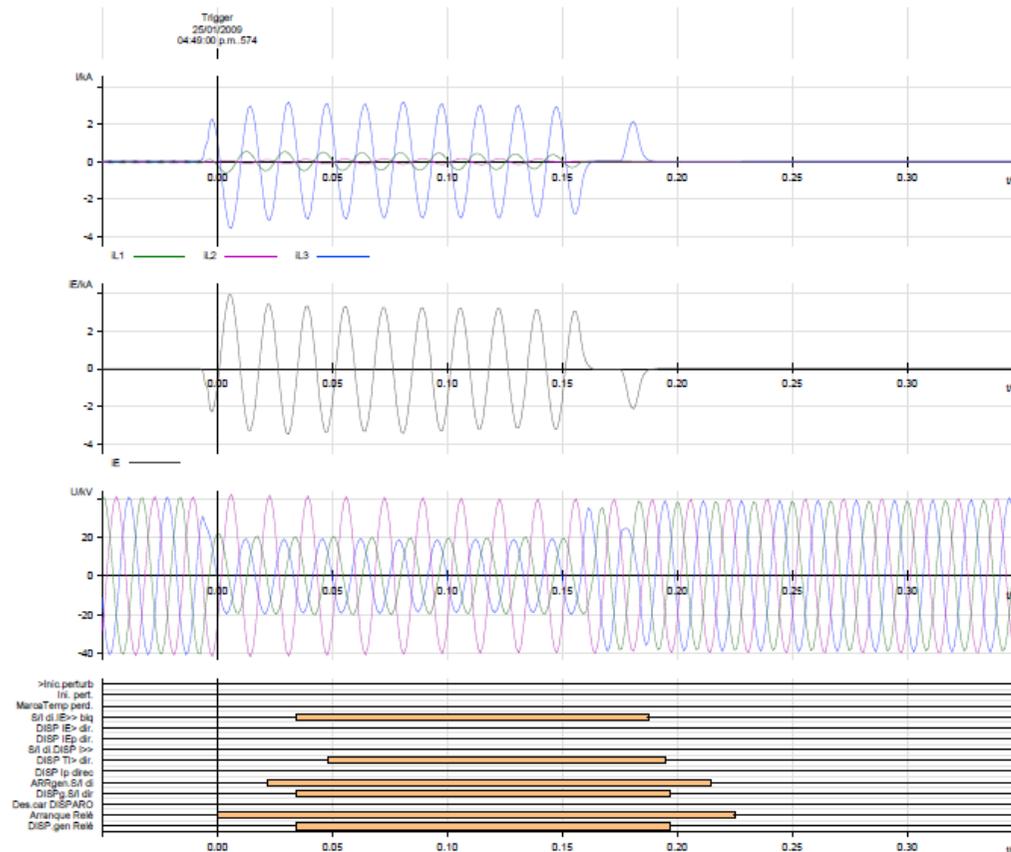


# “PROCEDIMIENTO DE SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DEL PERFORMANCE DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN”

(Resolución N° 091-2006-OS/CD y modificatoria Resolución N° 656-2008-OS/CD)

## Supervisión de la Operación de los Sistemas de Transmisión

Durante la supervisión se efectúa la verificación de la información relacionada, entre otros aspectos, la operatividad de los sistemas de protección del sistema eléctrico, la ejecución del programa de mejoramiento de las instalaciones, así como la implementación del plan de contingencia operativo



# “PROCEDIMIENTO DE SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DEL PERFORMANCE DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN”

(Resolución N° 091-2006-OS/CD y modificatoria Resolución N° 656-2008-OS/CD)

## Multas y Sanciones

Las empresas que operen componentes con indicadores de performance fuera de los rangos permisibles establecidos por OSINERGMIN, desmereciendo la calidad de suministro a los usuarios, están sujetas a las penalidades de acuerdo a la escala de multas y sanciones establecidas por OSINERGMIN

## Resultados Esperados

Que las concesionarias reduzcan al mínimo las interrupciones de servicio eléctrico y sus efectos, cumpliendo la ejecución de los programas de mantenimiento, implementación de los Planes de Contingencia Operativos y Los Programas de Mejoramiento de Instalaciones y/o Reemplazo de Equipos



**RESOLUCIÓN DE  
CONSEJO DIRECTIVO  
OSINERGMIN  
N° 656- 2008- OS/CD QUE  
MODIFICA LA RESOLUCIÓN  
N° 091-2006-OS/CD**



## **MODIFICACIÓN DEL “PROCEDIMIENTO PARA SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DEL PERFORMANCE DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN”**

### **EXPOSICIÓN DE MOTIVOS**

En marzo de 2006, OSINERGMIN aprobó el “Procedimiento para la supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión” mediante Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD, relacionada a la supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión eléctricos, con el propósito de garantizar el suministro de electricidad a los usuarios del servicio eléctrico.

Desde su vigencia, OSINERGMIN ha venido aplicando el referido procedimiento detectando aspectos que requieren ser precisados y mejorados para lograr el objetivo buscado en la supervisión de la transmisión eléctrica. En ese sentido, OSINERGMIN, 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, ha propuesto modificaciones al referido procedimiento a fin de lograr una mejor labor de supervisión y fiscalización.

En ese sentido, la presente modificación contiene la precisión a algunas definiciones como la de interrupción y registro de desconexiones, así como el tipo de información que las empresas deben presentar. Asimismo, se han ajustado los indicadores relacionados a la frecuencia y duración de desconexión, precisando las interrupciones que se incluirían en su cálculo. Finalmente, se han establecido las tolerancias respecto a los citados indicadores, tal como lo preveía el procedimiento de supervisión desde su aprobación.

En conclusión, con las modificaciones propuestas, este organismo busca lograr una mejor labor de supervisión y fiscalización en la actividad de transmisión eléctrica, asegurando la confiabilidad del sistema eléctrico nacional y, por ende, de la calidad del servicio eléctrico.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 656-2008-OS/CD**

Lima, 14 de noviembre de 2008

**VISTO:**

El Memorando N° GFE-1370-2008 de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, por el cual se solicita al Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, aprobar la modificación del “Procedimiento para la supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión”;

**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, mediante Resolución de Consejo Directivo de OSINERGMIN N° 091-2006-OS/CD, se aprobó el “Procedimiento para la supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión”;

Que, desde la vigencia de la referida norma, OSINERGMIN ha detectado algunos aspectos del procedimiento que son necesarios mejorar;

Que, en ese sentido, OSINERGMIN prepublicó el 5 de julio de 2008 en el Diario Oficial “El Peruano” la modificación del “Procedimiento para la supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión”; 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 OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

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

**SE RESUELVE:**

**Artículo 1°.-** Modificar los numerales 4, 6.1, 6.2, 8 y 10.5, e incorporar los numerales 10.7, 10.8 y 10.9 del “Procedimiento para la supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión”, aprobado por Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 091-2006-OS/CD, en los términos siguientes:

**4 DEFINICIONES**

**Interrupción** : Falta del suministro del servicio eléctrico en cualquier punto de entrega, como consecuencia de una desconexión forzada (falla) o maniobra (por mantenimiento o emergencia) de una instalación eléctrica.

**6.1 REGISTRO DE DESCONEXIONES**

Las empresas deben registrar y transmitir al OSINERGMIN, vía extranet, según el Anexo N° 1, la totalidad de las desconexiones, ocasionen o no interrupciones de suministro eléctrico, producidas como consecuencia de fallas en líneas de transmisión eléctrica y/o equipos o elementos de subestaciones y otras instalaciones vinculadas con el suministro eléctrico (transformadores elevadores).

**6.2 INDICADORES DE PERFORMANCE**

Los indicadores que se utilizarán para verificar el performance de las instalaciones de transmisión eléctrica, se indican en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 1: Indicadores de Performance**

Descripción	Indicador	Unidad
Tasa de Falla de cada Componente de Subestación (Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación Barras ó celdas)	$TFC = N^{\circ} Fallas$ N° Fallas = Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, por periodo.	Fallas por periodo
Tasa de Fallas de cada Línea de Transmisión	$TFL = \frac{N^{\circ} Fallas}{EXT.LT} \times 100$ ■ N° Fallas = Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, por periodo. ■ EXT. LT = Extensión de la línea de transmisión en Km.	Fallas por periodo por cada 100 Km.
Indisponibilidad de cada componente de subestación (Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación Barras ó celdas)	$INDISE = \sum HIND$ ■ HIND = Número de horas indisponibles del componente en el periodo	Duración de la Indisponibilidad (Horas)
Indisponibilidad de cada Línea de Transmisión	$INDISL = \sum HIND$ ■ HIND = Número de horas indisponibles del componente en el periodo	Duración de la Indisponibilidad (Horas)

Para el cálculo de los indicadores de performance se considerarán las desconexiones tipificadas en el cuadro N° 1 C, que ocasionen interrupciones a los usuarios por periodos mayores a 3 minutos de duración, incluidos los excesos o anticipaciones del horario programado para mantenimiento de componentes.

Quedarán exceptuadas las siguientes desconexiones:

1. Las calificadas por OSINERGMIN como fuerza mayor;

- 2 Las interrupciones ocasionadas por instalaciones de propiedad de otros operadores o agentes externos.
- 3 Las interrupciones ocasionadas por las instalaciones que suministran exclusivamente a los sectores típicos 4 y 5 urbano rural y rural, hasta el año 2010.

Las empresas vía extranet, reportarán sus indicadores utilizando el formato del Anexo N° 2 disponible en el portal del extranet.

Los indicadores de performance, en un periodo de dos semestres consecutivos, no deben exceder las tolerancias establecidas en el cuadro N° 2.

**Cuadro N° 2: Tolerancia de Indicadores de Performance**

Indicador	Unidad	Componente	Tolerancia		
			Costa	Sierra y Selva	
1) Tasa de Falla para cada componente de subestación	Número de Fallas por dos semestres consecutivos	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión igual o mayor de 30 kV y menor de 250 kV.</li> <li>▪ Barra en el nivel de tensión igual ó mayor a 30 kV y menor de 250 kV</li> </ul>	1		
2) Tasa de Falla para cada línea de transmisión ó celda	Número de Fallas por cada 100 Km., en dos semestres consecutivos	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Líneas de transmisión igual o mayores de 100 Km.</li> <li>▪ Celdas de líneas de transmisión (*)</li> </ul>	Nivel de tensión: 220 kV	1	1.5
			Nivel de tensión: 138 kV	2	3
			Nivel de tensión: Igual o mayor a 30 kV y menor a 75 kV	4	5
	Número de Fallas en dos semestres consecutivos	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Líneas de transmisión menores a 100 Km.</li> <li>▪ Celdas de líneas de transmisión (*)</li> </ul>	Nivel de tensión: 220 kV	1	2
			Nivel de tensión: 138 kV	2	4
			Nivel de tensión: Igual o mayor a 30 kV y menor a 75 kV	4	8
3) Indisponibilidad para cada componente de subestación	Horas	Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión 220 y 138 kV.	6		
		Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión igual o mayor de 30 kV y menor de 75 kV.	4		
		Barra en el nivel de tensión igual a mayor a 30 kV y menor de 250 kV	1		
4) Indisponibilidad para cada componente de línea de transmisión ó celda.	Horas	Líneas de transmisión iguales o mayores a 100 Km., ó sus celdas (*)	Nivel de tensión: 220 y 138 kV.	8	
			Nivel de tensión: Igual o mayor de 30 kV ó menor a 75 kV.	6	
		Líneas de transmisión menores a 100 Km., ó sus celdas (*)	Nivel de tensión: 220 y 138 kV	6	
			Nivel de tensión: Igual o mayor a 30 kV ó menor a 75 kV.	4	

(\*) Sólo cuando la celda y la línea de transmisión pertenezcan a distintos propietarios

Las empresas alcanzarán vía extranet, los cálculos de los respectivos indicadores, utilizando el formato del Anexo 2 disponible en el portal del extranet.

## 8 PLAZOS PARA REMITIR LA INFORMACIÓN

En el Cuadro N° 3 siguiente se detallan los plazos que obligatoriamente deben cumplir las empresas para la presentación de la información vía extranet.

**Cuadro N° 3: Plazos para remitir información**

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA	PLAZO
01	Indicadores de Performance	Semestral	Del 20 al 31 de enero/ Del 20 al 31 de julio
02	Registro de programas de mantenimiento que involucren interrupción de suministro público de electricidad.	En la oportunidad que se programen	48 horas antes de realizar la interrupción
03	Registro de desconexiones forzadas y programadas que ocasionan interrupción mayor de 3 minutos	En oportunidad que ocurra	Dentro de las siguientes 12 horas de ocurrida la interrupción ( * ) (**)
04	Registro de desconexiones forzadas y programadas que ocasionan interrupciones menores a 3 minutos y que no ocasionan interrupción.	En oportunidad que ocurra	Dentro de las siguientes 72 horas de ocurrida la interrupción ( * )
05	Reporte de máxima demanda de transformadores y/o auto transformadores y máximas cargas de líneas de transmisión	Mensual	20 días calendarios posteriores a la finalización de cada mes
06	Programa de Mejoramiento de Instalaciones y/o Reemplazo de equipos.	Anual	Hasta el 31 de diciembre del año anterior a la aplicación del respectivo programa o plan
07	Plan de Contingencias Operativo	Anual	Hasta el 31 de diciembre del año anterior a la aplicación del respectivo programa o plan
08	Reportes de mantenimiento que involucren interrupción de suministro público de electricidad.	En oportunidad que se ejecuten	Dentro de los 10 días posteriores a la ejecución
08	Actualización de data técnica y esquemas unifilares de instalaciones y equipamiento.	En oportunidad que se realicen modificaciones	Dentro de los siguientes 30 días de efectuadas las modificaciones
10	Reporte de puesta o retiro de servicio de líneas de transmisión, transformadores, auto transformadores y equipos de compensación.	En oportunidad que se produzcan los ingresos o retiros	48 horas antes de producirse el ingreso o retiro del componente.

(\*) La modificación de la calificación de de las desconexiones podrá efectuarse siguiendo los lineamientos que para los fines ha establecido OSINERGMIN.

(\*\*) Las calificaciones de casos especiales y/o excepciones de ser el caso, serán calificadas en su oportunidad por OSINERGMIN

## 10 DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

10.5 La obligación de las empresas de mantener los indicadores de los sistemas de transmisión a su cargo, dentro de tolerancias establecidas por OSINERGMIN, regirá a partir del año 2009.

10.7 Los indicadores y sus respectivas tolerancias podrán ser modificados a través de una Resolución de la GFE de acuerdo a las evaluaciones de los resultados, y serán comunicados a las empresas oportunamente.

10.8 Las empresas deberán informar a OSINERGMIN la puesta en servicio o el retiro de servicio de líneas de transmisión, transformadores, auto transformadores y equipos de compensación, con 48 horas de anticipación, en los formatos que para dichos fines se incluirán en el extranet.

10.9 El sistema extranet utilizado para el registro de la información del procedimiento, será adecuado considerando las modificaciones efectuadas a los numerales 4, 6.1, 6.2, 8 y la incorporación del numeral 10.8 aprobadas mediante la presente Resolución.

ALFREDO DAMMERT LIRA  
Presidente del Consejo Directivo

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA  
OSINERG N° 091-2006-OS/CD**

Lima, 6 de marzo de 2006

**VISTO:**

El Memorando N° GFE-171-2006 de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, por el cual se solicita al Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, la aprobación de la publicación del “Procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión”;

**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, el artículo 22° del Reglamento General de OSINERG, 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 OSINERG, el Consejo Directivo está facultado para aprobar procedimientos administrativos vinculados, entre otros, a la Función Supervisora;

Que, como resultado de las inspecciones realizadas en las instalaciones eléctricas de transmisión tanto en su operación, mantenimiento y seguridad, se ha visto la necesidad de contar con una norma que establezca el procedimiento para la supervisión del performance de los sistemas de transmisión eléctrica a fin de asegurar la calidad, confiabilidad y seguridad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional;

Que, en ese sentido, OSINERG prepublicó el 3 de diciembre de 2005 en el Diario Oficial “El Peruano” el “Procedimiento para supervisión y fiscalización de los Sistemas de Transmisión” en concordancia a lo dispuesto en el artículo 25° del Reglamento General de OSINERG, 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 de Fiscalización Eléctrica de la, Gerencia Legal y de la Gerencia General.

**SE RESUELVE:**

<sup>(1)</sup> Modificado por Resolución N° 656-2008-OS/CD

**Artículo 1°.-** Aprobar el “Procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión”, 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 DAMMMERT LIRA  
Presidente del Consejo Directivo

(1) Modificado por Resolución N° 656-2008-OS/CD

# PROCEDIMIENTO PARA SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DEL PERFORMANCE DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

(Resolución N° 091-2006-OS/CD incluida la modificatoria N° 656-2006-OS/CD)

## 1. OBJETO

Establecer el procedimiento para la supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión eléctricos, con el propósito de garantizar el suministro de electricidad a los usuarios del servicio eléctrico.

## 2. ALCANCE

El presente procedimiento es de aplicación para las empresas que operan Sistemas de Transmisión eléctrica.

## 3. BASE LEGAL

- Ley N° 27332- Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en servicios públicos.
- Ley N° 27699- Ley de Fortalecimiento Institucional de OSINERG.
- Ley N° 28151- Ley que modifica diversos artículos de la Ley N° 26734, Ley de Creación del OSINERG.
- Decreto Ley N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas.
- Decreto Supremo N° 009-93 EM - Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas de OSINERG, aprobado por Resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 013-2004-OS/CD.
- Decreto Supremo N° 020-97-EM - Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

## 4. DEFINICIONES

Desconexión Forzada	: Indisponibilidad de un sistema y/o componente eléctrico, no previsto, debido a fallas o razones de operación.
Disponibilidad	: Aptitud de un elemento para estar en situación de realizar una función requerida en condiciones dadas en un instante dado o durante un intervalo de tiempo dado, suponiendo que se proporcionan los medios exteriores necesarios.
Empresa	: Persona jurídica que opera un sistema de transmisión eléctrica.
Falla	: Cese de la aptitud de un elemento para realizar una función requerida.
GFE	: Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERG.
Indisponibilidad	: Estado de una unidad de generación o componente de la red cuando no se encuentra disponible para

(1) Modificado por Resolución N° 656-2008-OS/CD

- realizar su función debido a algún evento directamente asociado a él.
- Interrupción** : Falta del suministro del servicio eléctrico en cualquier punto de entrega, como consecuencia de una desconexión forzada (falla) o maniobra (por mantenimiento o emergencia) de una instalación eléctrica <sup>(1)</sup>.
- Línea de transmisión** : Disposición de apoyos, conductores, ferretería, aisladores y accesorios para transmitir electricidad a una tensión igual o mayor de 30 kV, entre dos puntos de un sistema.
- OSINERG** : Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.
- Plan de Contingencias Operativo** : Documento que elabora cada empresa, siguiendo los lineamientos establecidos por OSINERG, para reducir al mínimo las interrupciones del servicio eléctrico, ante eventualidades de orden técnico y/o desastres.
- Programa de Mejoramiento de Instalaciones y/o reemplazo de equipos** : Documento que elaboran las empresas para referir los planes de inversión, que deberán efectuar; a fin de reemplazar equipos por unidades nuevas, en la oportunidad en que se cumpla el periodo de vida útil, o haya necesidad de repotenciar o reponer equipamiento cuando la capacidad nominal haya sido copada o se tornen obsoletos, con el fin de garantizar la continuidad del servicio eléctrico.
- Registro** : Inscripción de información pertinente, en el portal extranet de la empresa, o envío de información pertinente luego de ocurrido la interrupción.
- Reporte** : Envío de información consolidada a OSINERG, respecto a un tema específico, en el periodo establecido (diario, semanal, mensual, semestral o anual).
- Sistema de Transmisión** : Conjunto de instalaciones para la transformación y transporte de la energía eléctrica con tensiones iguales o superiores a 30 kV. Se incluirá todos aquellos transformadores, autotransformadores y reactores cuyo devanado de mayor tensión sea igual o mayor de 30 kV.
- Subestación** : Parte de una red eléctrica, concentrada en un lugar dado, incluyendo principalmente los terminales de los dispositivos de control y maniobra y las celdas de las líneas de transmisión o distribución y que también podría incluir transformadores. Generalmente incluye las instalaciones necesarias para los sistemas de seguridad y control (por ejemplo, dispositivos de protección).

Otra terminología y definiciones en electricidad serán referidas en lo aplicable al contenido de la R. M. N° 091-2002-EM/ VME.

<sup>(1)</sup> Modificado por Resolución N° 656-2008-OS/CD

## 5. METODOLOGÍA

Para alcanzar el objetivo propuesto se empleará la siguiente metodología:

- a) El OSINERG en el presente procedimiento establece la información necesaria para evaluar el performance de los sistemas de transmisión. Las empresas deben remitir la información en la forma y plazos fijados en el presente procedimiento.
- b) La supervisión se realizará mediante evaluación semestral de los indicadores y obligaciones, en función de los cuales se programan las inspecciones de campo previstas en el presente procedimiento.
- c) En las inspecciones se validará la información reportada por las empresas, el cumplimiento de lo dispuesto en este procedimiento, y los compromisos asumidos por la empresa en los contratos de concesión.
- d) Las empresas, con el propósito de mejorar las deficiencias y/o mitigar los efectos de las interrupciones de servicio registradas en su sistema de transmisión eléctrica, implementarán los Programas de Mejoramiento de Instalaciones y/o Reemplazo de equipos; y Planes de Contingencias Operativos.

## 6. REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN

Las empresas que operan sistemas de transmisión eléctrica, están obligadas a poner a disposición del OSINERG, con carácter de declaración jurada, la siguiente información:

- a) Registro de desconexiones.
- b) Indicadores de Performance.
- c) Reporte de máximas demandas.
- d) Programa de mejoramiento de instalaciones y/ o reemplazo de equipos.
- e) Plan de contingencias operativo. Programas y reportes de mantenimiento. La información será remitida vía extranet, a través de un portal que asignará el OSINERG.

Los archivos, cuando sea el caso, contendrán la información de acuerdo a los campos considerados en los anexos del numeral 12 del presente procedimiento. La extensión de los archivos será en Excel.

### 6.1 REGISTRO DE DESCONEXIONES <sup>(1)</sup>

Las empresas deben registrar y transmitir al OSINERGMIN, vía extranet, según el Anexo N° 1, la totalidad de las desconexiones, ocasionen o no interrupciones de suministro eléctrico, producidas como consecuencia de fallas en líneas de transmisión eléctrica y/o equipos o elementos de subestaciones y otras instalaciones vinculadas con el suministro eléctrico (transformadores elevadores).

### 6.2 INDICADORES DE PERFORMANCE

Los indicadores que se utilizarán para verificar el performance de las instalaciones de transmisión eléctrica, se indican en el siguiente cuadro:

<sup>(1)</sup> Modificado por Resolución N° 656-2008-OS/CD

**Cuadro N° 1: Indicadores de Performance** <sup>(1)</sup>

Descripción	Indicador	Unidad
Tasa de Falla de cada Componente de Subestación (Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación Barras ó celdas)	$TFC = N^{\circ} Fallas$ <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ N° Fallas = Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, por periodo.</li> </ul>	Fallas por periodo
Tasa de Fallas de cada Línea de Transmisión	$TFL = \frac{N^{\circ} Fallas}{EXT.LT} \times 100$ <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ N° Fallas = Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, por periodo.</li> <li>▪ EXT. LT = Extensión de la línea de transmisión en Km.</li> </ul>	Fallas por periodo por cada 100 Km.
Indisponibilidad de cada componente de subestación (Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación Barras ó celdas)	$INDISE = \sum HIND$ <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ HIND = Número de horas indisponibles del componente en el periodo</li> </ul>	Duración de la Indisponibilidad (Horas)
Indisponibilidad de cada Línea de Transmisión	$INDISL = \sum HIND$ <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ HIND = Número de horas indisponibles del componente en el periodo</li> </ul>	Duración de la Indisponibilidad (Horas)

Para el cálculo de los indicadores de performance se considerarán las desconexiones tipificadas en el cuadro N° 1 C, que ocasionen interrupciones a los usuarios por periodos mayores a 3 minutos de duración, incluidos los excesos o anticipaciones del horario programado para mantenimiento de componentes <sup>(1)</sup>.

Quedarán exceptuadas las siguientes desconexiones <sup>(2)</sup>:

1. Las calificadas por OSINERGMIN como fuerza mayor <sup>(2)</sup>;
2. Las interrupciones ocasionadas por instalaciones de propiedad de otros operadores o agentes externos <sup>(2)</sup>.
3. Las interrupciones ocasionadas por las instalaciones que suministran exclusivamente a los sectores típicos 4 y 5 urbano rural y rural, hasta el año 2010 <sup>(2)</sup>.

Las empresas vía extranet, reportarán sus indicadores utilizando el formato del Anexo N° 2 disponible en el portal del extranet.

Los indicadores de performance, en un periodo de dos semestres consecutivos, no deben exceder las tolerancias establecidas en el cuadro N° 2 <sup>(2)</sup>

<sup>(1)</sup> Modificado por Resolución N° 656-2008-OS/CD

<sup>(2)</sup> Añadido por Resolución N° 656-2008-OS/CD

**Cuadro N° 2: Tolerancia de Indicadores de Performance <sup>(2)</sup>**

Indicador	Unidad	Componente	Tolerancia		
			Costa	Sierra y Selva	
1) Tasa de Falla para cada componente de subestación	Número de Fallas por dos semestres consecutivos	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión igual o mayor de 30 kV y menor de 250 kV.</li> <li>▪ Barra en el nivel de tensión igual ó mayor a 30 kV y menor de 250 kV</li> </ul>	1		
2) Tasa de Falla para cada línea de transmisión ó celda	Número de Fallas por cada 100 Km., en dos semestres consecutivos	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Líneas de transmisión igual o mayores de 100 Km.</li> <li>▪ Celdas de líneas de transmisión (*)</li> </ul>	Nivel de tensión: 220 kV	1	1.5
			Nivel de tensión: 138 kV	2	3
			Nivel de tensión: Igual o mayor a 30 kV y menor a 75 kV	4	5
	Número de Fallas en dos semestres consecutivos	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Líneas de transmisión menores a 100 Km.</li> <li>▪ Celdas de líneas de transmisión (*)</li> </ul>	Nivel de tensión: 220 kV	1	2
			Nivel de tensión: 138 kV	2	4
			Nivel de tensión: Igual o mayor a 30 kV y menor a 75 kV	4	8
3) Indisponibilidad para cada componente de subestación	Horas	Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión 220 y 138 kV.	6		
		Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión igual o mayor de 30 kV y menor de 75 kV.	4		
		Barra en el nivel de tensión igual a mayor a 30 kV y menor de 250 kV	1		
4) Indisponibilidad para cada componente de línea de transmisión ó celda.	Horas	Líneas de transmisión iguales o mayores a 100 Km., ó sus celdas (*)	Nivel de tensión: 220 y 138 kV.	8	
			Nivel de tensión: Igual o mayor de 30 kV ó menor a 75 kV.	6	
		Líneas de transmisión menores a 100 Km., ó sus celdas (*)	Nivel de tensión: 220 y 138 kV	6	
			Nivel de tensión: Igual o mayor a 30 kV ó menor a 75 kV.	4	

(\*) Sólo cuando la celda y la línea de transmisión pertenezcan a distintos propietarios

Las empresas alcanzarán vía extranet, los cálculos de los respectivos indicadores, utilizando el formato del Anexo 2 disponible en el portal del extranet.

### 6.3 REPORTE DE MÁXIMA DEMANDA

Las empresas alcanzarán vía extranet, los valores de las máximas demandas por transformador y auto transformadores, utilizando el formato del Anexo 3, en el plazo establecido en el numeral 8 del presente Procedimiento.

### 6.4 PLAN DE CONTINGENCIAS OPERATIVO

El Plan de Contingencias Operativo correspondiente a los sistemas de transmisión, deberá permitir la reducción al mínimo las interrupciones del servicio eléctrico y sus efectos, ante las eventualidades siguientes:

- Desconexiones forzadas o programadas que afecten el servicio de electricidad; ó deterioro de cualquier componente de las instalaciones, cuya rehabilitación no pueda lograrse antes de 12 horas.
- Ante daños causados al sistema de transmisión por causas de fuerza mayor, fenómenos naturales o hechos fortuitos, que no permitan el restablecimiento de las instalaciones afectadas después de las 12 horas de su ocurrencia.

<sup>(2)</sup> Añadido por Resolución N° 656-2008-OS/CD

Las empresas, siguiendo los lineamientos que en su oportunidad establezca el OSINERG, alcanzarán vía extranet, su Plan de Contingencias Operativo y/o actualización del mismo, dentro del plazo establecido en el numeral 8 del presente Procedimiento, adicionalmente este documento deberá ser alcanzado al OSINERG, vía mesa de partes.

## **6.5 INFORMACIÓN REFERENCIAL**

### **6.5.1. PROGRAMA DE MEJORAMIENTO DE INSTALACIONES Y/ O REEMPLAZO DE EQUIPOS.**

Las empresas alcanzarán vía extranet, dentro del plazo establecido en el numeral 8 del presente Procedimiento, un programa de mejoramiento de instalaciones y/o reemplazo de los equipos relevantes que a su juicio incidan en el performance del sistema de transmisión que registran tasa de fallas e indisponibilidad fuera de los rangos permisibles establecidos por el OSINERG.

Los equipos considerados como relevantes son los siguientes:

- a) Transformadores de potencia.
- b) Auto Transformadores.
- c) Compensadores de potencia reactiva.
- d) Interruptores de potencia.
- e) Relés de protección.
- f) Líneas de transmisión aérea y subterránea.

Las empresas que hayan celebrado contratos específicos de concesión con el Estado, coordinarán la presentación de este programa con el Concedente.

### **6.5.2. PROGRAMAS Y REPORTES DE MANTENIMIENTO.**

El mantenimiento es responsabilidad de las empresas de acuerdo a lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas.

Las empresas alcanzarán al OSINERG, con 48 horas de anticipación sus programas de mantenimiento y/o ampliaciones por expansión o reforzamiento de aquellos componentes del sistema de transmisión, cuyas desconexiones ocasionen interrupciones parciales y/o totales de suministro mayor o igual al 50 % de la máxima demanda destinada al servicio público, y que afecten por un lapso de tiempo igual o mayor de 4 horas, a los usuarios del sistema eléctrico que dependan de dichos componentes.

Asimismo, respecto a lo señalado en el párrafo anterior, alcanzarán al OSINERG los reportes de ejecución de mantenimiento de los equipos relevantes señalados en acápite 6.5.1, según el formato del Anexo N° 4, dentro del plazo establecido en el numeral 8 del presente Procedimiento.

## **7. SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN**

El OSINERG durante la supervisión verificará muestralmente la información relacionada con:

- 1) Registros de desconexiones.
- 2) Indicadores de Performance.
- 3) Reporte de máximas demandas.
- 4) Reportes de la operatividad de los sistemas de protección que las empresas deben disponer.
- 5) Ejecución del programa de mejoramiento de instalaciones y/ o reemplazo de equipos.
- 6) Implementación del plan de contingencias operativo.

## 8. PLAZOS PARA REMITIR LA INFORMACIÓN <sup>(1)</sup>

En el Cuadro N° 3 siguiente se detallan los plazos que obligatoriamente deben cumplir las empresas para la presentación de la información vía extranet.

**Cuadro N° 3: Plazos para remitir información <sup>(1)</sup>**

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA	PLAZO
01	Indicadores de Performance	Semestral	Del 20 al 31 de enero/ Del 20 al 31 de julio
02	Registro de programas de mantenimiento que involucren interrupción de suministro público de electricidad.	En la oportunidad que se programen	48 horas antes de realizar la interrupción
03	Registro de desconexiones forzadas y programadas que ocasionan interrupción mayor de 3 minutos	En oportunidad que ocurra	Dentro de las siguientes 12 horas de ocurrida la interrupción ( * ) (**)
04	Registro de desconexiones forzadas y programadas que ocasionan interrupciones menores a 3 minutos y que no ocasionan interrupción.	En oportunidad que ocurra	Dentro de las siguientes 72 horas de ocurrida la interrupción ( * )
05	Reporte de máxima demanda de transformadores y/o auto transformadores y máximas cargas de líneas de transmisión	Mensual	20 días calendarios posteriores a la finalización de cada mes
06	Programa de Mejoramiento de Instalaciones y/o Reemplazo de equipos.	Anual	Hasta el 31 de diciembre del año anterior a la aplicación del respectivo programa o plan
07	Plan de Contingencias Operativo	Anual	Hasta el 31 de diciembre del año anterior a la aplicación del respectivo programa o plan
08	Reportes de mantenimiento que involucren interrupción de suministro público de electricidad.	En oportunidad que se ejecuten	Dentro de los 10 días posteriores a la ejecución
08	Actualización de data técnica y esquemas unifilares de instalaciones y equipamiento.	En oportunidad que se realicen modificaciones	Dentro de los siguientes 30 días de efectuadas las modificaciones
10	Reporte de puesta o retiro de servicio de líneas de transmisión, transformadores, autotransformadores y equipos de compensación.	En oportunidad que se produzcan los ingresos o retiros	48 horas antes de producirse el ingreso o retiro del componente.

(\*) La modificación de la calificación de de las desconexiones podrá efectuarse siguiendo los lineamientos que para los fines ha establecido OSINERGMIN.

(\*\*) Las calificaciones de casos especiales y/o excepciones de ser el caso, serán calificadas en su oportunidad por OSINERGMIN

## 9. MULTAS

El incumplimiento a lo dispuesto en el presente procedimiento, se considerará como infracción correspondiendo aplicar sanción, de acuerdo a lo dispuesto en la Escala de Multas y Sanciones de OSINERG

## 10. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

- 10.1 Las empresas deberán incorporar dentro de los Programas de Mejoramiento de las Instalaciones y/o Reemplazo de Equipos; y los Planes de Contingencias Operativos, según correspondan a la naturaleza de las observaciones, la subsanación de las deficiencias observadas con anterioridad y que a la fecha de aprobado el presente procedimiento, se mantengan pendientes de solución.
- 10.2 Las empresas alcanzarán vía extranet, en un plazo no mayor de 60 días, contados de la publicación del presente procedimiento en el Diario Oficial "El Peruano", la información técnica actualizada referida a instalaciones, equipamiento y diagramas unifilares, de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento.
- 10.3 Los aspectos relacionados con la supervisión de sistemas de transmisión eléctrica, no considerados dentro de los alcances del presente procedimiento, serán resueltos por la GFE del OSINERG en cada caso particular, según sea necesario.

<sup>(1)</sup> Modificado por Resolución N° 656-2008-OS/CD

- 10.4 Los cuadros y formatos indicados en el presente procedimiento podrán ser modificados mediante Resolución de la GFE, cuando lo amerite, en cuyo caso será comunicado a las empresas oportunamente.
- 10.5 La obligación de las empresas de mantener los indicadores de los sistemas de transmisión a su cargo, dentro de tolerancias establecidas por OSINERGMIN, registrará a partir del año 2009 <sup>(1)</sup>.
- 10.6 En el Anexo N° 5 se muestra a manera de referencia una relación de empresas con códigos de uso obligatorio para el presente Procedimiento; sin embargo dicha relación podría variar dependiendo de que se formen nuevas empresas o de lo contrario se desactiven las existentes.
- 10.7 Los indicadores y sus respectivas tolerancias podrán ser modificados a través de una Resolución de la GFE de acuerdo a las evaluaciones de los resultados, y serán comunicados a las empresas oportunamente <sup>(2)</sup>.
- 10.8 Las empresas deberán informar a OSINERGMIN la puesta en servicio o el retiro de servicio de líneas de transmisión, transformadores, autotransformadores y equipos de compensación, con 48 horas de anticipación, en los formatos que para dichos fines se incluirán en el extranet <sup>(2)</sup>.
- 10.9 El sistema extranet utilizado para el registro de la información del procedimiento, será adecuado considerando las modificaciones efectuadas a los numerales 4, 6.1, 6.2, 8 y la incorporación del numeral 10.8 aprobadas mediante la presente Resolución <sup>(2)</sup>.

## **11. DISPOSICIONES TRANSITORIAS**

- 11.1 La GFE comunicará oportunamente las especificaciones y dirección del sistema extranet a ser usado.
- 11.2 Al inicio de la aplicación del presente procedimiento, las empresas alcanzarán al OSINERG, vía extranet, el programa de mejoramiento de instalaciones y/o reemplazo de equipos dentro de los 60 días hábiles, contados desde el día siguiente de la publicación del presente procedimiento. Asimismo, el Plan de Contingencias Operativo previsto para el año 2006 será presentado dentro de los 120 días hábiles, contados desde el día siguiente en que OSINERG entregue a las empresas, los respectivos lineamientos para su elaboración.
- 11.3 Asimismo, al inicio de la aplicación del presente procedimiento, las empresas dispondrán de un plazo máximo de 30 días calendario, para regularizar los registros de desconexiones programadas y forzadas, que debieron alcanzar al OSINERG, desde el primer día de haber entrado en vigencia el presente procedimiento.

## **12. ANEXOS**

ANEXO 1: Registro de desconexiones.

ANEXO 2: Reporte de indicadores de performance.

ANEXO 3: Reporte de máxima demanda de transformadores o autotransformadores.

ANEXO 4: Reporte de Mantenimiento.

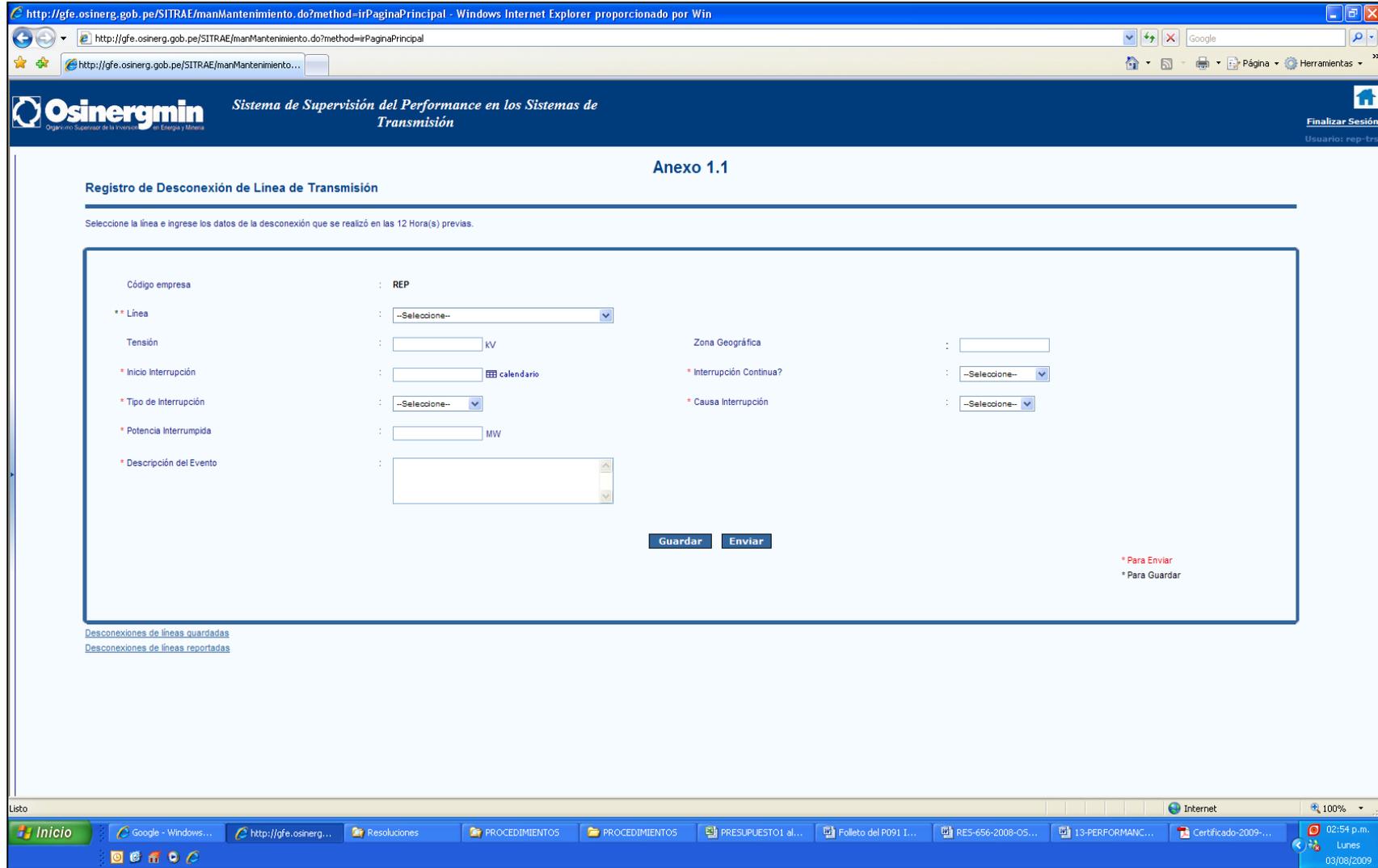
ANEXO 5: Código de identificación de las empresas

<sup>(1)</sup> Modificado por Resolución N° 656-2008-OS/CD

<sup>(2)</sup> Añadido por Resolución N° 656-2008-OS/CD

ANEXO 1

1.1.- REGISTRO DE DESCONEXIONES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN <sup>(3)</sup>



<sup>(3)</sup> Ingreso de información vía extranet

## 1.2.- REGISTRO DE DESCONEXIONES EN EQUIPOS TRANSFORMADORES Y EQUIPOS DE COMPENSACIÓN <sup>(3)</sup>

The screenshot shows a web browser window displaying the Osinergmin system. The page title is "Anexo 1.2" and the main heading is "Registro de Desconexión de Equipos de Transmisión". Below the heading, there is a instruction: "Seleccione el equipo e ingrese los datos de la desconexión que se realizó en las 12 Hora(s) previas." The form contains the following fields:

- Código Empresa: REP
- Radio buttons for "Transformadores" and "Equipos Compensadores".
- Inicio Interrupción: A date field with a calendar icon.
- Tipo de Interrupción: A dropdown menu with "--Seleccione--".
- Potencia Interrumpida: A text input field followed by "MW".
- Descripción del Evento: A large text area.
- Interrupción Continua?: A dropdown menu with "--Seleccione--".
- Causa Interrupción: A dropdown menu with "--Seleccione--".

At the bottom of the form are two buttons: "Guardar" and "Enviar". To the right of the "Enviar" button, there are two red asterisks: "\* Para Enviar" and "\* Para Guardar".

At the bottom of the page, there are two links: "Desconexiones de equipos guardados" and "Desconexiones de equipos reportados".

The browser's address bar shows the URL: <http://gfe.osinerg.gob.pe/SITRAE/manMantenimiento.do?method=irPaginaPrincipal>. The taskbar at the bottom shows the Windows Start button, several open applications, and the system clock indicating 02:56 p.m. on Monday, 03/08/2009.

(1) Modificado por Resolución N° 656-2008-OS/CD

(2) Añadido por Resolución N° 656-2008-OS/CD

**Cuadro N° 1 A  
Zona Geográfica**

Tipo	Descripción
Costa	Según lo declare la empresa
Sierra	Según lo declare la empresa
Selva	Según lo declare la empresa

**Cuadro N° 1 B  
Causa de interrupciones**

Programada	MP: Mantenimiento preventivo
	MC: Mantenimiento correctivo
	ME: Mantenimiento externo al equipo, por seguridad
	OA: Otras aplicaciones: pruebas de la protección de barras, actualización de planos, etc.
Forzada	FP: Falla propia
	FE: Falla externa

**Cuadro N° 1 C  
Tipificación de las desconexiones**

Código	Tipo	DESCRIPCIÓN
1	Fenómenos Naturales	Descarga atmosférica, nevadas, granizadas, sismo.
2	Condiciones Ambientales	Contaminación de aisladores por salinidad, contaminación industrial, humedad
3	Equipos, materiales y accesorios	Propias en la red: Fallo en conductores, aisladores, estructuras y equipos de maniobra
4	Error humano	Error de operación, incumplimiento de procedimientos, falso sincronismo
5	Terceros	Daño accidental o intencionada por particulares o empresas ajenas.
6	Otras causas	Fallas fugaces, no determinadas, no clasificadas

## ANEXO N° 2

2.1.-REPORTE DE INDICADORES DE PERFORMANCE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN <sup>(3)</sup>

CODEMP	CODLIN	LONGITUD (km)	PERANNO	PERSEM	TASA	INDISPONIBILIDAD
Código de la empresa según anexo N° 5 de la Resolución N° 091-2006-OS/CD. Es Obligatorio.	Código de la LLTT, según designación en el sistema Extranet. Es Obligatorio.	Longitud de la LLTT (en kilómetros) según declarado por la empresa en su data técnica.	Año periodo del envío de indicadores, dato numérico de 4 dígitos y obligatorio ejm: "2007"	Semestre del año para el envío de indicadores valores a ingresar son "S1" o "S2" en donde "S1" se refiere al primer semestre (1-ene a 30-jun) y "S2" refiere al segundo (1-jul a 31-dic), dato obligatorio de 2 caracteres	Indicador de "cálculo de tasa de fallas". Hasta 4 dígitos en la parte entera y 2 decimales exactos en la parte decimal; en caso de no encontrarse operativo en el semestre colocar la palabra "NO" ( No operativo). Se considerará todas las desconexiones tipificadas en cuadro N° 1C del P091 que ocasionen interrupciones a los usuarios por periodos mayores de 3 min, incluidos excesos o anticipaciones del horario programado para mantenimiento de componentes. Ver excepciones en el punto 6.2 de la Res. 656-2008-OS/CD	Indicador de "cálculo de indisponibilidad". Se considerará todas las desconexiones tipificadas en cuadro N° 1C del P091 que ocasionen interrupciones a los usuarios por periodos mayores de 3 min, incluidos excesos o anticipaciones del horario programado para mantenimiento de componentes. Ver excepciones en el punto 6.2 de la Res. 656-2008-OS/CD

<sup>(3)</sup> Ingreso de información vía extranet

2.2.-REPORTE DE INDICADORES DE PERFORMANCE DE EQUIPOS DE SUBESTACIONES <sup>(3)</sup>

CODEMP	CODSET	CODEQ	PERANNO	PERSEM	TASA	INDISPONIBILIDAD
Código de la empresa según anexo N° 5 de la Resolución N° 091-2006-OS/CD. Es Obligatorio.	Código de la subestación según última data reportada. Es Obligatorio.	Código del equipo de transformación, según designación en el sistema Extranet. Es Obligatorio.	Año periodo del envío de indicadores, dato numérico de 4 dígitos y obligatorio ejm: "2007"	Semestre del año para el envío de indicadores los valores a ingresar son "S1" o "S2" en donde "S1" se refiere al primer semestre (1-ene a 30-jun) y "S2" refiere al segundo (1-jul a 31-dic), dato obligatorio de 2 caracteres	Indicador de "cálculo de tasa de fallas". Hasta 4 dígitos en la parte entera y 2 decimales exactos en la parte decimal; en caso de no encontrarse operativo en el semestre colocar la palabra "NO" ( No operativo). Se considerará todas las desconexiones tipificadas en cuadro N° 1C del P091 que ocasionen interrupciones a los usuarios por períodos mayores de 3 min, incluidos excesos o anticipaciones del horario programado para mantenimiento de componentes. Ver excepciones en el punto 6.2 de la Res. 656-2008-OS/CD	Indicador de "cálculo de indisponibilidad". Se considerará todas las desconexiones tipificadas en cuadro N° 1C del P091 que ocasionen interrupciones a los usuarios por períodos mayores de 3 min, incluidos excesos o anticipaciones del horario programado para mantenimiento de componentes. Ver excepciones en el punto 6.2 de la Res. 656-2008-OS/CD

<sup>(3)</sup> Ingreso de información vía extranet

## ANEXO N° 3

3.1.- REPORTE DE MAXIMA DEMANDA DE TRANSFORMADORES O AUTOTRANSFORMADORES <sup>(3)</sup>

Código de la empresa según anexo N° 5 de la Resolución N° 091-2006-OS/CD. Es Obligatorio.	Código de la subestación según última data reportada. Es Obligatorio.	Código del equipo de transformación, según designación en el sistema Extranet. Es Obligatorio.	Tipo de Refrigeración: ONAN, ONAF u OFAF. No es obligatorio.	Potencia nominal en el devanado primario, en MW (hasta 3 dígitos en la parte entera, y 2 dígitos exactos en la parte decimal). Es Obligatorio.	Maxima demanda, registrada en el devanado primario en MW (hasta 3 dígitos en la parte entera, y 2 dígitos exactos en la parte decimal). Es Obligatorio.	Segundo devanado con mayor demanda: secundario, terciario ó cuarto devanado. No es Obligatorio.	Potencia nominal del segundo devanado de mayor demanda, en MW (hasta 3 dígitos en la parte entera, y 2 dígitos exactos en la parte decimal). No es Obligatorio.	Máxima demanda del segundo devanado de mayor demanda, en MW (hasta 3 dígitos en la parte entera, y 2 dígitos exactos en la parte decimal). No es Obligatorio.	Fecha de ocurrencia de la máxima demanda (dd/mm/yyyy). Es Obligatorio.	Hora de ocurrencia de la máxima demanda (hh:mm:ss). Es Obligatorio.	Observaciones. Máximo 200 caracteres. Es Opcional.
CODEMP	CODSET	CODEQ	TIPREF	POTPRIM	MAXPRIM	DEVIMAY	POTDEV	MAXDEV	FECMD	HORMD	OBS
REP	AUCAY	T28-162									

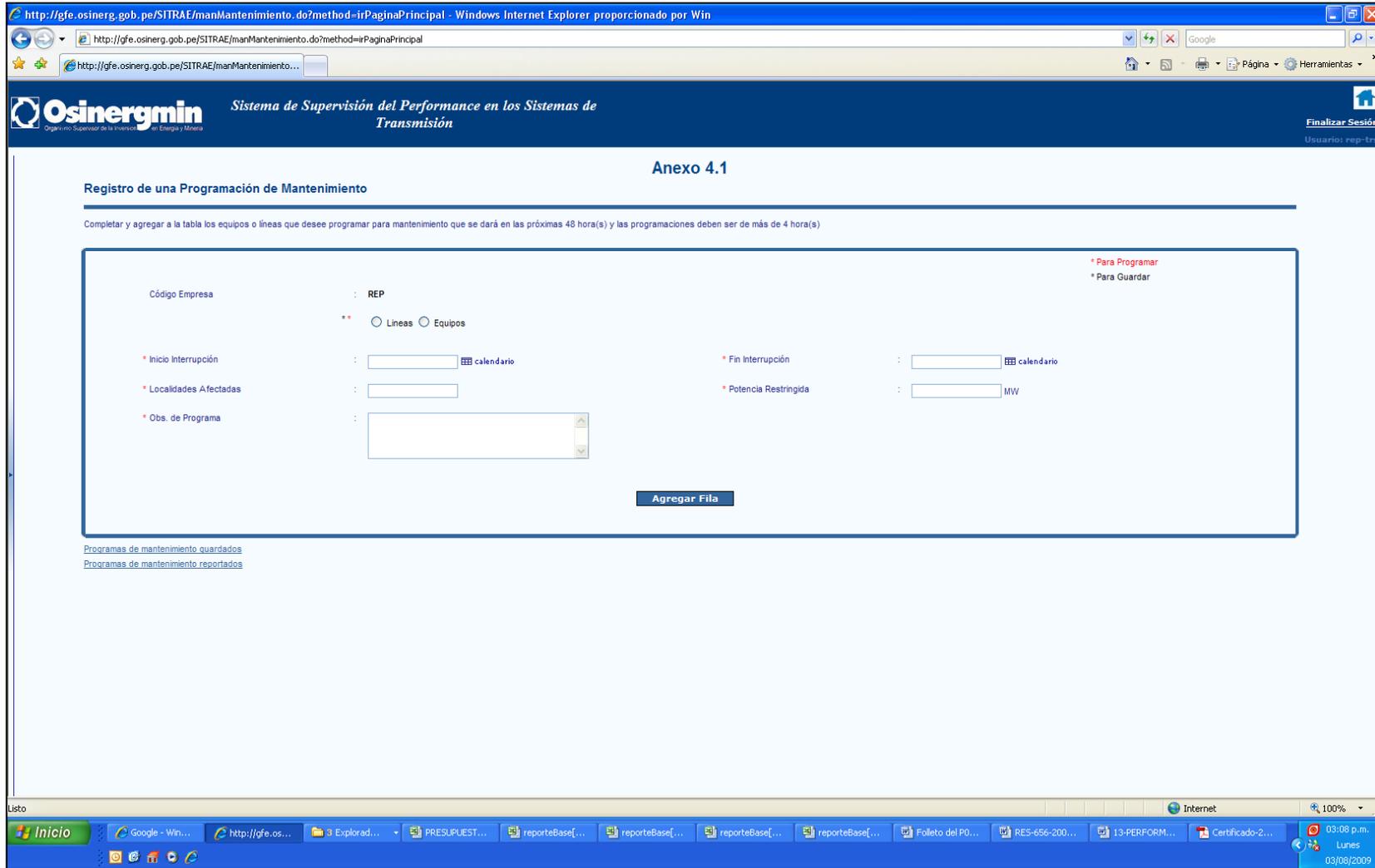
3.2.- REPORTE DE MAXIMA CARGA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN <sup>(3)</sup>

Código de la empresa según anexo N° 5 de la Resolución N° 091-2006-OS/CD. Es Obligatorio.	Denominación de la línea. Es Obligatorio.	Código de la LLTT, según designación en el sistema Extranet. Es Obligatorio.	Tensión Nominal de la LLTT, en kV (3 enteros y 2 decimales). Es Obligatorio.	Potencia Nominal de la LLTT, en MVA (hasta 3 dígitos en la parte entera, y 2 dígitos exactos en la parte decimal). Es Obligatorio.	Corriente Nominal de la LLTT, en Amp. (hasta 4 dígitos en la parte entera, y 2 dígitos exactos en la parte decimal). Es Obligatorio.	Máxima carga registrada en la LLTT en el mes, en MVA (hasta 3 dígitos en la parte entera, y 2 dígitos exactos en la parte decimal). Es Obligatorio.	Máxima corriente registrada en la LLTT en el mes, en Amp. (hasta 4 dígitos en la parte entera, y 2 dígitos exactos en la parte decimal). Es Obligatorio.	Fecha de ocurrencia de la máxima demanda (dd/mm/yyyy). Es Obligatorio.	Hora de ocurrencia de la máxima demanda (hh:mm:ss). Es Obligatorio.	Observaciones. Máximo 200 caracteres. Es Opcional.
CODEMP	NOMLIN	CODLIN	TENNOM	MVANOM	AMPNOM	MVACAR	AMPCAR	FECMD	HORMD	OBS

(1) Modificado por Resolución N° 656-2008-OS/CD

(2) Añadido por Resolución N° 656-2008-OS/CD

### ANEXO N° 4 4.1 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO <sup>(3)</sup>



(1) Modificado por Resolución N° 656-2008-OS/CD  
(2) Añadido por Resolución N° 656-2008-OS/CD

### 4.2 REPORTE DE MANTENIMIENTO <sup>(3)</sup>

**Osinergmin** Sistema de Supervisión del Performance en los Sistemas de Transmisión

Finalizar Sesión  
Usuarios: rep-trs

**Anexo 4.2: Resultado de Programas de Mantenimiento Guardados**

Itr. Programa	Fecha de Envío	Lineas/Equipos	Fec. Ini. Real.	Fec. Fin. Real.	Actividades	Local. Afect.	Pot. Rest.
721	16/04/2007 16:04:41						

[Regresar](#)

Internet 100%

Inicio Google - Win... http://gfe.os... Explorad... PRESUPUEST... reporteBase[... reporteBase[... reporteBase[... reporteBase[... Folleto del P0... RES-656-200... 13-PERFORM... Certificado-2... 03:13 p.m. Lunes 03/08/2009

(1) Modificado por Resolución N° 656-2008-OS/CD

(2) Añadido por Resolución N° 656-2008-OS/CD

**ANEXO N° 5 <sup>(4)</sup>**  
**CÓDIGO DE IDENTIFICACIÓN DE EMPRESAS COMPRENDIDAS EN EL PROCEDIMIENTO**

ITEM	CODE MP	TIPO DE CONCESIÓN	SIGLAS	NOMBRE
1	CONE	Transmisora	CONENHUA	Consortio Energético Huancavelica S. A.
2	CTA	Transmisora	TRANSMISORA ANDINA	Compañía Transmisora Andina S.A.
3	DEP	Transmisora	DEPOLTI	Proyecto Especial Olmos- Tinajones
4	ETCA	Transmisora	TRANSMISORA CALLALLI	Empresa de Transmisión Callalli S.A.C.
5	ETG	Transmisora	TRANSMISORA GUADALUPE	Empresa de Transmisión Guadalupe S.A.C.
6	ETN	Transmisora	ETENORTE	Etenorte S. R. L
7	ISA	Transmisora	ISA	Interconexión Eléctrica Isa Perú
8	RDS	Transmisora	REDESUR	Red Eléctrica del Sur S.A.
9	REP	Transmisora	REP S.A	Red de Energía del Perú S.A.
10	TRM	Transmisora	TRANSMANTARO	Consortio Transmantaro S.A.
11	TRS	Transmisora	ETESSELVA	Eteselva S.R.L
12	CTN	Transmisora	TRANSMISORA NORPERUANA	Compañía Transmisora Norperuana S.R.L.
13	CAH	Generadora	CAHUA	Empresa de Generación Eléctrica Cahua S.A.
14	CHAV	Generadora	CHAVIMOCHIC	Proyecto Especial Chavimochic
15	EAN	Generadora	ELECTROANDES	Electroandes S.A.
16	EDG	Generadora	EDEGEL	Edegel S.A.A.
17	EEP	Generadora	EEPSA	Empresa Eléctrica de Piura S.A
18	EGA	Generadora	EGASA	Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A.
19	EGM	Generadora	EGEMSA	Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.
20	EGN	Generadora	EGENOR	Duke Energy Egenor S. en C. por A.
21	EGS	Generadora	EGESUR	Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.
22	ELP	Generadora	ELECTROPERÚ	Electricidad del Perú S.A.
23	ENS	Generadora	ENERSUR	Energía del Sur S.A.
24	SGB	Generadora	SAN GABÁN	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.
25	SINE	Generadora	SINERSA	Sindicato Energético S.A.
26	SMC	Generadora	MINERA CORONA	Sociedad Minera Corona S.A
27	KLP	Generadora	KALLPA	Kallpa Generación S.A.
28	ADIL	Distribuidora	ADINELSA	Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A.
29	CEV	Distribuidora	COELVISAC	Consortio Eléctrico de Villacurí S.A.C.
30	ECA	Distribuidora	EDECAÑETE	Empresa de Distribución Eléctrica Cañete S.A.
31	EDN	Distribuidora	EDELNOR	Edelnor S.A.A.
32	EDS	Distribuidora	LUZ DEL SUR	Luz del Sur S.A. A.
33	ELC	Distribuidora	ELECTROCENTRO	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A.
34	ELN	Distribuidora	ELECTRONORTE	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A.
35	ELS	Distribuidora	ELECTROSUR	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Sur S.A.
36	ENO	Distribuidora	ELECTRO NOROESTE	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Noroeste S.A.
37	EOR	Distribuidora	ELECTRO ORIENTE	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Oriente S.A.
38	EPU	Distribuidora	ELECTROPUNO	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno S.A
39	ESE	Distribuidora	ELECTRO SURESTE	Electro Sur Este S.A.A
40	ESM	Distribuidora	ELECTRO SURMEDIO	Electro Sur Medio S.A.A.
41	EUC	Distribuidora	ELECTRO UCAYALI	Electro Ucayali S.A.
42	HID	Distribuidora	HIDRANDINA	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Norte Medio S.A.
43	SEA	Distribuidora	SEAL	Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.
44	AAR	Otra	ACEROS AREQUIPA	Corporación Aceros Arequipa S.A.
45	ANDI	Otra	CEMENTO ANDINO	Cemento Andino S. A
46	ATA	Otra	ATACOCHA	Compañía Minera Atacocha S.A.A.

(3) Ingreso de información vía extranet

(4) Actualización de empresas comprendidas en el procedimiento

47	AUS	Otra	AUSTRIA DUVAZ	Sociedad Minera Austria Duvaz S. A. C.
48	CMA	Otra	ANTAMINA	Compañía Minera Antamina S.A.
49	CMB	Otra	MINERA BUENAVENTURA	Compañía de Minas Buenaventura
50	IPEN	Otra	IPEN	Instituto Peruano de Energía Nuclear
51	MBM	Otra	MINERA BARRICK	Minera Barrick Misquichilca S.A.
52	MDR	Otra	MINERA DOE RUN	Doe Run Perú S.R.L.
53	MIL	Otra	MILPO	Compañía Minero Milpo S.A.A.
54	MSR	Otra	MINSUR	Minsur S. A.
55	PMC	Otra	EPS SEDA CUZCO	Empresa Municipal Prestadora de Servicios de Saneamiento del Cusco S. A.
56	POD	Otra	MINERA PODEROSA	Compañía Minera Poderosa S.A.
57	SHO	Otra	SHOUGESA	Shougang Generación Eléctrica S.A.A
58	SMCV	Otra	MINERA CERRO VERDE	Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.
59	SOU	Otra	SOUTHERN PERÚ	Southern Perú Copper Corporation
60	UYA	Otra	LOS QUENUALES	Empresa Minera Los Quenuales
61	VOL	Otra	MINERA VOLCÁN	Volcan Compañía Minera S. A.
62	YAN	Otra	MINERA YANACOCCHA	Minera Yanacocha S. R. L.
63	YUR	Otra	YURA	Yura S.A.
64	MAS	Otra	ARASI S.A.C	Arasi S.A.C.
65	ATE	Otra	TREN ELÉCTRICO	Autoridad Autónoma Del Tren Eléctrico
66	MPC	Otra	MINERA PAMPA DE COBRE	Minera Pampa de Cobre S.A.
67	MAR	Otra	AURÍFERA RETAMAS	Minera Aurífera Retamas S.A.
68	HOR	Otra	MINERA HORIZONTE	Consortio Minero Horizonte S.A.
69	MCA	Otra	MINERA CASAPALCA	Compañía Minera Casapalca
70	LAP	Otra	LIMA AIRPORT	Lima Airport Partners S.R.L.
71	QUI	Otra	QUIMPAC	Quimpac S.A.
72	PRA	Otra	PRAXAIR	Praxair Perú S.R.L.
73	FUN	Otra	FUNSUR	Funsur S. A.
74	ENP	Otra	ENAPU	Empresa Nacional de Puertos S.A.
75	CLI	Otra	CEMENTOS LIMA	Cementos Lima S A
76	SIM	Otra	SIMA	Servicios Industriales de La Marina S.A.
77	TPI	Otra	TEXTIL PIURA	Industria Textil Piura S.A.
78	MSL	Otra	MINERA SANTA LUISA	Compañía Minera Santa Luisa S.A.
79	RAU	Otra	MINERA RAURA	Compañía. Minera Raura S.A.
80	MXT	Otra	XSTRATA TINTAYA	Xstrata Tintaya S.A.







ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

**Gerencia General**

**Gerencia de Fiscalización Eléctrica**

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

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