

INFORME TÉCNICO DSE-STE-666-2023

Asunto : Actualizaciones relevantes de la Resolución Osinermin N° 091-2006-OS/CD “Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión” y sus modificaciones por las Resoluciones N.º 656-2008-OS/CD y N.º 175-2012-OS/CD

Referencia: Expediente N.º

1 OBJETIVO

Presentar en forma de resumen las principales actualizaciones del “Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión” (en adelante, Procedimiento de Performance)

2 ANTECEDENTES

El Procedimiento de Performance fue aprobado por el Consejo Directivo de Osinermin, mediante la Resolución N.º 091-2006-OS/CD del 06/03/2006 y publicado en el diario oficial El Peruano el 10/03/2006. El cual fue modificado por las Resoluciones N.º 656-2008-OS/CD y N.º 175-2012-OS/CD.

Por otro lado, con el Decreto Supremo N° 057-2010-EM del 11/09/2010, se modificó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (en adelante, NTCSE), entre otros, el numeral 1.3 dispone que los indicadores de performance deberán ser fijados por Resolución Ministerial y que en ningún caso se debe fiscalizar la calidad del servicio con los dos tipos de indicadores a la vez, de performance y de calidad.

Además, con la Resolución Ministerial N° 163-2011 MEM/DM del 29/03/2011 se determina que los indicadores de performance a los que hace referencia la NTCSE con relación al desempeño de los suministradores en la operación de los sistemas eléctricos, para sistemas de transmisión son:

- a) Frecuencia de fallas de Subestaciones,
- b) Frecuencia de fallas de Líneas,
- c) Disponibilidad de Subestaciones y
- d) Disponibilidad de Líneas.

Por otra parte, mediante Ley N° 28832, “Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, publicado el 23/07/2006, en su Artículo 20 dispuso que el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) está integrado por las siguientes instalaciones:

- i) Sistema Garantizado de Transmisión,
- ii) Sistema Complementario de Transmisión,
- iii) Sistema Principal de Transmisión y
- iv) Sistema Secundario de Transmisión.

Además, la referida Ley precisó en su Artículo 22 que el Sistema Garantizado de Transmisión está conformado por las instalaciones del Plan de Transmisión cuya concesión y construcción sean resultado de un proceso de Licitación Pública (Proinversión).

Como se puede apreciar de los párrafos anteriores, en la fecha de aprobación del Procedimiento de Performance, se operaban en el país los Sistemas de Transmisión Principal y Secundario con una tensión nominal hasta 220 kV. A partir de la dación de la Ley N° 28832 se construyen proyectos que integran el Sistema Garantizado de Transmisión, donde el Estado Peruano ha suscrito diversos Contratos de Concesión originados por Licitaciones Públicas en los cuales se incluyen líneas de transmisión y equipos de subestaciones en el nivel de 500 kV. De la verificación de dichos contratos se observa que en la mayoría de ellos no se establecen explícitamente indicadores de performance ni sus respectivas tolerancias o cuando establecen indicadores y sus tolerancias no se señalan las correspondientes sanciones por exceder dichas tolerancias; sin embargo, en los casos que no se establece tolerancias se menciona que se deberán aplicar los indicadores de performance en concordancia con los procedimientos de Osinergrmin.

3 DE LA PROPUESTA NORMATIVA

La presente norma propone actualizar el Procedimiento de Performance vigente con el fin de establecer las tolerancias de los indicadores de performance de los Elementos de transmisión en el nivel de 500 kV y hacer mejoras y actualizaciones en el contenido del documento.

3.1 Principales Cambios

Los principales cambios que propone el proyecto de actualización del Procedimiento de Performance son las siguientes:

- i) Establecer las tolerancias de los indicadores de performance para Líneas de Transmisión y Equipos de Subestaciones en el nivel de 500 kV.
- ii) Actualizar el contenido del Procedimiento de Performance vigente con las lecciones aprendidas después de diecisiete (17) años de aplicación, en cuanto al Glosario de Términos con el fin de que estas guarden concordancia con la normativa vigente, precisar que en el registro de desconexiones deben registrarse todas las desconexiones del Elemento (forzadas, programadas y recierres), precisar sobre la información requerida por Osinergrmin en cuanto a la frecuencia, el medio de entrega y los plazos, señalar que las máximas demandas de los transformadores serán de todos los devanados y no solo el de mayor tensión, precisiones al programa de mejoramiento y su reporte de ejecución, entre otros.

3.2 Consideraciones para la identificación de la actualización

En el presente informe, se muestran las actualizaciones al Procedimiento de Performance, tomando en cuenta las siguientes consideraciones.

- El texto vigente se presenta en original o en letras colibrí tamaño 10 y en cursiva.
- El texto propuesto en letras colibrí tamaño 11.

4 SUSTENTO DE LAS ACTUALIZACIONES

4.1 SOBRE EL OBJETO

A partir del crecimiento de la demanda eléctrica se vio la necesidad de construir instalaciones de transmisión superiores al nivel de tensión de 220 kV y con los cambios que introdujo la Ley N° 28832 en los sistemas de transmisión del SEIN, se construyeron proyectos que integran el Sistema Garantizado de Transmisión en el nivel de tensión de 500 kV. El Procedimiento de Performance vigente no tiene las tolerancias de los indicadores de performance en 500 kV; por consiguiente, en la presente actualización el objetivo principal es la de establecer las tolerancias para los indicadores de performance para líneas de transmisión y equipos de subestaciones en el nivel de 500 kV y también hacer mejoras y precisiones en el contenido del procedimiento.

Texto vigente

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.

Texto propuesto

Establecer el procedimiento para la fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión para tensiones igual o mayor de 30 kV, con el propósito de monitorear las desconexiones forzadas y programadas en todos los sistemas de transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y aislados, a efectos de que los Elementos de transmisión mantengan sus indicadores dentro de las tolerancias establecidas.

4.2 SOBRE LA BASE LEGAL

Dado que el Procedimiento de Performance fue aprobado en el año 2006, y hasta la fecha se han emitido nuevas normas o modificado las existentes relacionadas con el procedimiento, resulta necesario señalar cuales son dichas normas.

Texto vigente

- 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.º 26734, Ley de Creación del OSINERG.
- Decreto Ley N.º 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas.
- Decreto Supremo N.º 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 N.º 013-2004-OS/CD.
- Decreto Supremo N.º 020-97-EM - Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Texto Propuesto

El Procedimiento propuesto se ampara en la normativa señalada a continuación:

- a) Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM.
- b) Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

- c) Decreto Supremo N° 027-2007-EM, que aprueba el Reglamento de Transmisión.
- d) Decreto Supremo N° 020-97-EM, que aprueba la “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos”.
- e) Resolución Ministerial N° 163-2011-MEM/DM “Establecimiento de indicadores de performance referidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos”.
- f) Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM.
- g) Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM.
- h) Reglamento de Organización y Funciones (ROF) del Organismos Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 010-2016-PCM.
- i) Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, cuyo Texto Único Ordenado ha sido aprobado con Decreto Supremo N° 004-2019-JUS.
- j) Resolución de Consejo Directivo N° 208-2020-OS/CD, “Reglamento de Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin”.
- k) Resolución de Consejo Directivo N° 120-2021-OS/CD, aprueban la “Guía Metodológica para el Cálculo de la Multa Base”, modifican el Reglamento de Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin y modifican disposiciones relacionadas a autoridades administrativas en los procedimientos tramitados ante Osinergmin en el sector energético y minero.

La base legal antes citada comprende, para todos los casos, las normas modificatorias, complementarias y conexas a la normativa citada; así como, aquellas que las modifiquen o sustituyan.

4.3 SOBRE EL GLOSARIO DE TÉRMINOS

La Ley N° 28832, “Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica” y la Resolución N° 091-2021-OS/CD “Procedimiento para la Fiscalización del Cumplimiento del Plan de Inversiones de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión” contienen términos relacionados con el Procedimiento de Performance, por lo que se procedió a realizar las actualizaciones y precisiones con fines de estandarización. También, se adicionaron términos utilizados con frecuencia durante la aplicación del procedimiento.

Glosario Vigente

ÍTEM	TÉRMINO	DEFINICIÓN
1	<i>Desconexión Forzada</i>	<i>Indisponibilidad de un sistema y/o componente eléctrico, no previsto, debido a fallas o razones de operación.</i>
2	<i>Disponibilidad</i>	<i>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.</i>
3	<i>Empresa</i>	<i>Persona jurídica que opera un sistema de transmisión eléctrica</i>
4	<i>Falla</i>	<i>Cese de la aptitud de un elemento para realizar una función requerida.</i>
5	<i>GFE</i>	<i>Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERG.</i>

ÍTEM	TÉRMINO	DEFINICIÓN
6	Indisponibilidad	Estado de una unidad de generación o componente de la red cuando no se encuentra disponible para realizar su función debido a algún evento directamente asociado a él.
7	Interrupción	Falta del suministro del servicio público de electricidad como consecuencia de una desconexión forzada (falla) o maniobra (por mantenimiento o emergencia) de una instalación eléctrica.
8	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.
9	OSINERG	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía
10	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
11	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 período 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
12	Registro	Inscripción de información pertinente, en el portal extranet de la empresa, o envío de información pertinente luego de ocurrido la interrupción.
13	Reporte	Envío de información consolidada a OSINERG, respecto a un tema específico, en el período establecido (diario, semanal, mensual, semestral o anual).
14	Sistema de Transmisión	Conjunto de instalaciones para la transformación y transporte de la energía eléctrica con tensiones iguales ó superiores a 30 kV. Se incluirá todos aquellos transformadores, autotransformadores y reactores cuyo devanado de mayor tensión sea igual o mayor 30 kV.
15	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.º 091- 2002-EM/ VME.

Glosario Propuesto:

ÍTEM	TÉRMINO	DEFINICIÓN
1	Ampliaciones	Son todas las inversiones y obras que realice el Titular para efectuar modificaciones en la configuración y/o condiciones operativas del sistema eléctrico destinadas a incrementar de manera estructural el alcance, capacidad y/o confiabilidad del mismo.
2	Contrato de Concesión	Acuerdo entre el Estado Peruano representado por el Ministerio de Energía y Minas y una concesionaria (pública o privada) para la construcción, operación y mantenimiento de Sistemas de Transmisión, a consecuencia de una Licitación Pública.
3	Desconexión Forzada	Es la Indisponibilidad de un Elemento y/o sistema de manera imprevista, que resulta de la Falla de uno de sus componentes, operación incorrecta del Elemento, sistema o error humano; y que requiere sea puesto fuera de servicio inmediatamente, ya sea en forma automática o manualmente.
4	Desconexión Programada	Es la Indisponibilidad de un Elemento y/o sistema de manera prevista y coordinada, que resulta de la necesidad de realizar diversas acciones de mantenimiento o reemplazo de componentes del Elemento y/o sistema.
5	Disminución de carga	Pérdida parcial de carga o potencia en cualquier punto del sistema de transmisión eléctrica a consecuencia de desconexiones en la red.

ÍTEM	TÉRMINO	DEFINICIÓN
6	Disponibilidad	Es la fracción de tiempo dentro del cual un Elemento está en la capacidad de realizar su función requerida. Se dice que un Elemento está disponible cuando está en aptitud para realizar su función requerida en condiciones dadas en un instante determinado o durante un intervalo de tiempo dado, suponiendo que se proporcionan los medios exteriores necesarios.
7	DSE	División de Supervisión Eléctrica de Osinermin
8	Elemento	Línea de transmisión y/o Tramo de línea, celda, barra, transformador de potencia, o equipo de compensación reactiva. Se considera como tramo de línea a la parte de una Línea de transmisión, comprendida entre dos Subestaciones o entre una Subestación y un punto de derivación, o entre puntos de derivación al cual se puede aplicar un mismo Módulo Estándar, en concordancia con lo dispuesto mediante Resolución N° 091-2021-OS-CD.
9	Falla	Cese de la aptitud de un elemento para realizar su función requerida.
10	Indisponibilidad	Es la fracción de tiempo dentro del cual un elemento no está en la capacidad de realizar su función requerida. Se dice que un elemento está indisponible cuando no se encuentra disponible para realizar su función debido a algún evento directamente asociado a este.
11	Informe final de desconexión	Informe Final del Evento que emite(n) el/los Titular(es) involucrado(s), conteniendo información ampliada y detallada y que debe ser remitido al COES dentro de las sesenta (60) horas de ocurrido el Evento, según lo precisa la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR).
12	Interrupción	Falta del suministro de energía eléctrica en cualquier punto de entrega, como consecuencia de una desconexión forzada o programada de una instalación eléctrica.
13	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 eléctrico.
14	Osinermin	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
15	Programa de Mejoramiento	Documento que elaboran los Titulares a fin de reportar medidas preventivas, correctivas u otras, para mitigar las causas de las desconexiones de las instalaciones del Sistema de Transmisión.
16	Puesta en servicio	Oportunidad en que un Elemento se conecta a una red eléctrica de un sistema interconectado o aislado.
17	Recierre automático de una línea	Es un esquema automático mediante el cual, ante una Falla intempestiva en una Línea de Transmisión, se produce la apertura de la fase fallada o las tres (3) fases de su interruptor por acción de su sistema de protección; y, con un retardo de tiempo, previamente estudiado, se produce el cierre automático de la(s) fase(s) que abrió (ieron). Con el recierre automático se busca que la línea ante una falla transitoria continúe en servicio, cuando después del tiempo de ajuste del relé de protección, el interruptor cierre y se haya extinguido la causa de la falla. Cuando con el cierre no se encontró la falla se dice que es un recierre exitoso; caso contrario es un recierre no exitoso.
18	Registro	Inscripción de información pertinente, en el portal extranet del Titular, o envío de información pertinente luego de ocurrida la interrupción.
19	Reporte	Envío de información consolidada a Osinermin, respecto a un tema específico, en el periodo establecido (diario, semanal, mensual, semestral o anual).
20	Sistema de Transmisión	Son las instalaciones de alta o muy alta tensión que permiten el intercambio de energía eléctrica, incluyen las líneas de transmisión y otras instalaciones tales como subestaciones de transformación, centros de control, instalaciones de compensación reactiva, elementos de regulación de tensión y transferencia de potencia activa y otras instalaciones asociadas.
21	Sistema Aislado	Para este procedimiento, se refiere al sistema eléctrico de Iquitos en cuanto no este interconectado al SEIN.
22	SITRAE	Sistema de Información de Transmisión Eléctrica (extranet de Osinermin para reporte y entrega de información del Procedimiento o el que lo reemplace).
23	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).
24	Titular	Persona jurídica, propietaria o concesionaria de un sistema de transmisión eléctrica.
25	Usuarios	Consumidores finales de electricidad localizados en el Perú.

ÍTEM	TÉRMINO	DEFINICIÓN
26	Usuarios Regulados	Usuarios sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.
27	Usuarios Libres	Usuarios no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

Otra terminología y definiciones en electricidad serán referidas en lo aplicable al contenido en la Norma DGE – Terminología en Electricidad, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 091-2002-EM/ VME.

4.4 SOBRE LA DETERMINACIÓN DE LOS INDICADORES

Texto vigente

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 de Sistemas de Transmisión Eléctrica

Indicadores (RM N°163-2011-MEM/DM)	Descripción	Unidad	Indicador
Frecuencia de Falla de Subestaciones	Tasa de Falla de cada Componente de Subestación (Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación, Barras o celdas)	Número de fallas por año	$TFC = N^{\circ} \text{ Fallas}$ N° Fallas = Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, en un año.
Frecuencia de Fallas de Líneas	Tasa de Fallas de cada Línea de Transmisión	Número de fallas por cada 100 Km-año.	Líneas de transmisión iguales y mayores a 100 kilómetros: $TFL = \frac{N^{\circ} \text{ Fallas}}{EXT. LT} \times 100$ N° Fallas= Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, en un año. EXT. LT = Extensión de la línea de transmisión en Km.
		Número de fallas por año	Líneas de transmisión menores a 100 kilómetros: $TFL = N^{\circ} \text{ Fallas}$ N° Fallas= Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, en un año
Disponibilidad de Subestaciones	Indisponibilidad de cada componente de subestación (Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación, Barras o celdas)	Horas de Indisponibilidad por año	$INDISE = \sum HIND$ HIND = Número de horas indisponibles del componente en un año.
Disponibilidad de Líneas	Indisponibilidad de cada Línea de Transmisión	Horas de Indisponibilidad por año	$INDISL = \sum HIND$ HIND = Número de horas indisponibles del componente en un año.

Texto propuesto

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 de Sistemas de Transmisión Eléctrica

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergrmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergrmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código dq51VJowex

Ítem	Indicador (RM N° 163-2011- MEM/DE)	Descripción	Unidad	Indicador
I	Frecuencia de Fallas de Subestaciones	Número de Fallas de cada Elemento eléctrico (NFC) de subestación (transformador, autotransformador, equipo de compensación, barras o celdas), que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, en un año.	Número de Fallas por año	$NFC = N^{\circ} FALLAS$ N° Fallas: número de Fallas de cada <u>Elemento eléctrico</u> que ocasionan Interrupciones mayores de tres (3) minutos, en un año.
II	Frecuencia de Fallas de Líneas de Transmisión	Número de Fallas de cada Línea de Transmisión (NFL) que ocasionan Interrupciones mayores de tres (3) minutos, en un año.	Número de Fallas por cada 100 km año.	Líneas de transmisión iguales o mayores a 100 kilómetros: $NFL = \frac{N^{\circ} FALLAS}{EXT. LT} \times 100$ N° Fallas: número de Fallas que ocasionan Interrupciones mayores de tres (3) minutos, en un año. EXT. LT: Extensión de la línea de transmisión en km.
III			Número de Fallas por año	Líneas de transmisión menores a 100 kilómetros: $NFL = N^{\circ} FALLAS$ N° Fallas: número de Fallas que ocasionan interrupciones mayores de tres (3) minutos, en un año.
IV	Indisponibilidad de Subestaciones (*1)	Horas indisponibles por Desconexión Forzada de cada Elemento eléctrico (HIC) de Subestación (transformador, auto transformador, equipo de compensación, barras o celdas)	Horas de Indisponibilidad por año	$HIC = \sum HIND$ HIND: suma de horas indisponibles del Elemento en cada desconexión forzada.
V	Indisponibilidad de Líneas de Transmisión (*1)	Horas indisponibles por Desconexión Forzada de cada Línea de Transmisión (HIL)	Horas de Indisponibilidad por año	$HIL = \sum HIND$ HIND: suma de horas indisponibles de la Línea de Transmisión en cada Desconexión Forzada.

(*1) Para una mayor comprensión, se modifica el nombre del indicador concordante con lo consignado en la Resolución Ministerial N° 163-2011-MEM/DE.

4.5 SOBRE LAS TOLERANCIAS DE LOS INDICADORES

En el Cuadro N° 2 (1) del Procedimiento de Performance vigente se tienen las tolerancias de los indicadores de performance desde 30 kV hasta el nivel de 220 kV. Tal como se menciona en el objetivo de la propuesta de procedimiento, con la actualización del mismo se deben establecer las tolerancias para los indicadores “Tasa de Fallas” e “Indisponibilidad” de líneas de transmisión y equipos de subestaciones en el nivel de 500 kV.

Texto vigente

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

Cuadro N.º 2 (1)

Tolerancia de Indicadores de Performance Sistema Interconectado

Indicador	Unidad	Componente	Tolerancia		
			Costa	Sierra y Selva	
Tasa de Falla para cada componente de subestación	Número de Fallas por año	-Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión igual o mayor de 30 kV. -Barra en el nivel de tensión igual o mayor a 30 kV	1	1	
Tasa de Falla para cada línea de transmisión o celda	Número de Fallas por cada 100 Km – año	-Líneas de transmisión igual o mayores de 100Km. -Celdas de líneas de transmisión (*)	Nivel de tensión: 220kV	1	1,5
			Nivel de tensión: 138kV	2	3
			Nivel de tensión: Igual o mayor a 30 kV y menor a 75kV.	4	5
	Número de fallas por año	-Líneas de transmisión menores a 100Km. -Celdas de líneas de transmisión (*)	Nivel de tensión: 220kV	1	2
			Nivel de tensión: 138kV	2	4
			Nivel de tensión: Igual o mayor a 30 kV y menor a 75kV.	4	8
Indisponibilidad para cada componente de subestación	Horas de indisponibilidad por año	Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión 220 y 138kV.	6	6	
		Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión igual o mayor de 30 kV y menor de 75kV.	4	4	
		Barra en el nivel de tensión igual a mayor a 30 kV	1	1	
Indisponibilidad para cada componente de línea de transmisión o celda.	Horas de indisponibilidad por año	Líneas de transmisión iguales o mayores a 100Km., o sus celdas (*)	Nivel de tensión: 220 y 138kV.	8	8
			Nivel de tensión: Igual o mayor de 30 kV o menor a 75kV.	6	6
		Líneas de transmisión menores a 100Km., o sus celdas (*)	Nivel de tensión: 220 y 138kV.	6	6
			Nivel de tensión: Igual o mayor de 30 kV o menor a 75kV.	4	4

Texto propuesto

Los indicadores de performance, durante el período de un año no deben exceder las tolerancias establecidas en los Cuadros N° 2 A y 2 B.

Cuadro N° 2 A: Tolerancia de Indicadores de Performance en el SEIN

Ítem	Indicador (RM N° 163-2011-MEM/DE)	Descripción	TOLERANCIAS	
			Costa	Sierra y Selva
I	Frecuencia de Fallas de Subestaciones	Número de Fallas de cada Elemento eléctrico de Subestación (Transformador, Auto	Número de Fallas por año	
			1	1

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergrmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergrmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código dq51VJowex

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergrmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergrmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código dq51VJowex

Ítem	Indicador (RM N° 163-2011- MEM/DE)	Descripción	TOLERANCIAS			
				Costa	Sierra y Selva	
		transformador, Equipo de compensación reactiva, Barras** o celdas**), que ocasionan Interrupciones mayores de tres (3) minutos, en un año				
II	Frecuencia de Fallas de Líneas de transmisión	Número de Fallas de cada Línea de transmisión que ocasionan Interrupciones mayores de tres (3) minutos, en un año.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Líneas de transmisión igual o mayores de 100 km. ▪ Celdas de Líneas de transmisión (**) 		Número de Fallas por cada 100 km año	
				Nivel de tensión: 500 kV	1	1
				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	
			<ul style="list-style-type: none"> ▪ Líneas de transmisión menores a 100 km. ▪ Celdas de Líneas de transmisión (**) 		Número de fallas por año	
				Nivel de tensión: 500 kV	1	1
				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				
III	Indisponibilidad de Subestaciones (*1)	Horas indisponibles por Desconexión Forzada de cada Elemento eléctrico de Subestación (Transformador, Auto transformador, Equipo de compensación reactiva, Barras o celdas), en el periodo de un año		Horas de indisponibilidad por año		
			Transformador, autotransformador, equipo de compensación reactiva; o sus celdas (**), en el nivel de tensión 500 kV.	6	6	
			Transformador, autotransformador, equipo de compensación reactiva; o sus celdas (**), en el nivel de tensión 220 kV y 138kV.	6	6	
			Transformador, autotransformador, equipo de compensación reactiva; o sus celdas (**), en el nivel de tensión igual o mayor de 30 kV y menor de 75 kV.	4	4	
			Barra en el nivel de tensión igual o mayor a 30 kV.	1	1	
IV	Indisponibilidad de Líneas de transmisión (*1)	Horas indisponibles por Desconexión Forzada de cada Línea de		Horas de indisponibilidad por año		
			Nivel de tensión: 500 kV.	2	2	

Ítem	Indicador (RM N° 163-2011- MEM/DE)	Descripción	TOLERANCIAS			
				Costa	Sierra y Selva	
		transmisión en el periodo de un año	Líneas de transmisión iguales o mayores a 100 km., o sus celdas (**)	Nivel de tensión: 220 kV y 138kV.	8	8
				Nivel de tensión: igual o mayor a 30 kV y menor a 75 kV.	6	6
			Líneas de transmisión menores a 100Km., o sus celdas (**)	Nivel de tensión: 500 kV.	5	5
				Nivel de tensión: 220 kV y 138kV.	6	6
				Nivel de tensión: igual o mayor de 30 kV y menor a 75kV.	4	4

(*1) Para una mayor comprensión, se modifica el nombre del indicador concordante con lo consignado en la Resolución Ministerial N° 163-2011-MEM/DE.

(**) Sólo cuando las celdas y la Línea de transmisión corresponden a distintos Titulares.

Cuadro N° 2 B: Tolerancia de Indicadores de Performance en Sistemas Aislados

Ítem	Indicador	Elemento	Unidad	Tolerancia
I	Frecuencia de Fallas de Subestaciones	-Transformador, autotransformador, equipo de compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión igual o mayor de 30 kV. -Barra en el nivel de tensión igual o mayor a 30 kV	Número de fallas por año	1
II	Frecuencia de Fallas de Líneas de Transmisión	-Líneas de transmisión de nivel de tensión: Igual o mayor a 30 kV y menor a 75kV. -Celdas de líneas de transmisión (*).	Número de fallas por año	8
III	Indisponibilidad de Subestaciones (*1)	-Transformador, autotransformador, equipo de compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión igual o mayor de 30 kV y menor de 75 kV.	Horas de indisponibilidad por año	4
		-Barra en el nivel de tensión igual a mayor a 30 kV.		1
IV	Indisponibilidad de Líneas de Transmisión (*1)	-Líneas de transmisión de nivel de tensión: Igual o mayor de 30 kV o menor a 75 kV. -Celdas de líneas de transmisión (*).	Horas de indisponibilidad por año	4

(*1) Para una mayor comprensión, se modifica el nombre del indicador concordante con lo consignado en la Resolución Ministerial N° 163-2011-MEM/DE.

(*) Solo cuando las celdas y la línea de transmisión corresponden a distintos Titulares.

4.6 SOBRE LOS REGISTROS DE DESCONEXIONES

Actualmente los registros de desconexiones forzadas presentan algunas inconsistencias en cuanto a la causa o causas reales que originaron la salida de servicio del elemento. En la presente actualización se está proponiendo una ventana adicional de 5 días calendario para que las concesionarias precisen la causa real de la desconexión y además sustentarlo con el informe final del evento. La actualización del procedimiento propone tener registradas todas las desconexiones (incluye los recierres) que ocurran en los sistemas de transmisión, tanto de las líneas de transmisión como de los equipos de subestaciones desde 30 kV hasta 500 kV.

Texto vigente:

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).

Texto propuesto:

Los Titulares deben registrar y remitir la siguiente información a través del SITRAE o el que lo reemplace, de ser el caso:

- a) La totalidad de las Desconexiones Forzadas, que ocasionen Interrupciones o Disminuciones de carga, originadas por desconexiones en Líneas de transmisión (incluidos los recierres) y otros Elementos.
- b) La totalidad de las desconexiones programadas cualquiera sea su origen.

Los registros de las Desconexiones Forzadas son validados en el SITRAE con la **causa real** del evento, para lo cual los registros pueden complementarse dentro de los cinco (5) días calendario de efectuado el reporte. Para sustentar lo mencionado, los Titulares presentan a través del SITRAE una copia del Informe final de desconexión que se remite al COES o el Informe final propio de la empresa donde se analiza el evento y se determina la causa que originó la desconexión.

4.7 SOBRE EL CÁLCULO DE LOS INDICADORES PARA LOS TITULARES

Los períodos a tener en cuenta para el cálculo de los indicadores son:

- a) De manera general, los indicadores de performance se calculan en el período comprendido del 01 de enero al 31 de diciembre de cada año. Se incluyen las Ampliaciones y refuerzos.
- b) Para los Elementos que ingresen en servicio en el transcurso del año, con excepción de aquellos provenientes de licitaciones públicas (conducidos por el Ministerio de Energía y Minas o Proinversión), los indicadores resultan de la multiplicación del indicador como si hubieran operado todo el año por un factor proporcional al tiempo que operó en el año. Después, el período a considerar de dichos Elementos, es desde el 01 de enero al 31 de diciembre de cada año.
- c) Para los Elementos que forman parte del SGT y SCT de proyectos provenientes de licitaciones públicas, el cálculo de los indicadores se realiza por el periodo de un año a partir de su Puesta en Operación Comercial (POC). Se incluyen las Ampliaciones y refuerzos.

Los Elementos del SGT y del SCT provenientes de licitaciones públicas, que incluyan en sus Contratos de Concesión tasas de salidas máxima (frecuencia de desconexiones), ya sea de Elementos eléctricos de Subestaciones o Líneas de transmisión, son penalizados de acuerdo con lo establecido en sus Contratos.

Para los efectos de la imposición de sanciones o multas, no son contabilizadas en el cálculo de los indicadores, aquellas desconexiones que:

- a) Fueron calificadas por Osinergmin como eventos de fuerza mayor de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento para la Calificación de Solicitudes de Exclusión de Interrupciones del Servicio Eléctrico para el Cálculo de Compensaciones, Resolución N° 124-2023-OS/CD y sus modificatorias, o en su Contrato de Concesión.

- b) Hayan dado lugar a compensaciones por transgresión de la NTCSE, de acuerdo con lo previsto en el artículo 3 de la Resolución Ministerial N° 163-2011-MEM/DM.

Para el cálculo de los indicadores de performance se consideran las desconexiones tipificadas en los Cuadros N° 3 A y 3 B que, durante un periodo anual, ocasionen Interrupciones o Disminuciones de carga a los Usuarios Regulados por periodos mayores a tres (3) minutos, que sean responsabilidad del Titular (Fallas propias), incluidos los excesos o anticipaciones del horario programado para mantenimiento de Líneas de transmisión o Elementos de Subestaciones.

Cuadro N° 3 A
Causa de desconexiones

Programada	PP: Solicitada por el propio Titular
	PE: Solicitada por otro Titular o entidad
Forzada	FP: Falla propia
	FE: Falla externa

Cuadro N° 3 B
Tipificación de las desconexiones

PP: Solicitada por el propio Titular	MP: Mantenimiento Preventivo
	MC: Mantenimiento Correctivo
	PS: Por Seguridad
	OA: Otras aplicaciones, pruebas de protección, etc.
	MO: Maniobras de Operación
PE: Solicitada por otro Titular o entidad	MP: Mantenimiento Preventivo
	MC: Mantenimiento Correctivo
	PS: Por Seguridad
	OA: Otras aplicaciones pruebas de protección, etc.
FP: Falla propia	PS: Mantenimiento externo al equipo por seguridad
	1 Fenómenos Naturales
	2 Condiciones Ambientales
	3 Falla de Equipamiento
	4 Error Humano
	5 Terceros
	6 Otras Causa
7 Actuación indebida de la protección – operación del SEIN	
FE: Falla externa	CP Elementos eléctricos o instalación que pertenece al mismo Titular
	CE Elementos eléctricos o instalación que pertenece a otro Titular
	OS Operación del SEIN

Las anticipaciones a las horas de inicio programadas; así como, las postergaciones de la hora de fin programada, son consideradas en el indicador “Indisponibilidad” del Elemento al que se realizó mantenimiento.

4.8 SOBRE LA DESCRIPCIÓN DE LA INFORMACIÓN, FRECUENCIA, MEDIO DE ENTREGA Y PLAZOS

En la presente actualización se propone tener bajo supervisión todas las desconexiones que sucedan en los sistemas de transmisión (programada, forzada, recierres), y en el caso de las salidas forzadas se requiere los informes finales de análisis de fallas con el fin de identificar la causa real de la desconexión. También se hacen las precisiones en cuanto a las desconexiones programadas por mantenimiento, tanto en su programación como en su ejecución. Además, se propone tener controlado los ingresos, reubicaciones y retiros de elementos del sistema de transmisión, tanto en sus datos técnicos como en los diagramas unifilares. En el procedimiento vigente se tienen diez (10) ítems entre registros y reportes,

en la actualización se hacen precisiones que implican desdoblarse algunos de ellos hasta obtener quince (15) ítems.

Texto vigente

ITEM	DESCRIPCION	FRECUENCIA	PLAZO
01	Registro de desconexiones forzadas y programadas, incluidos recierres, que ocasionan interrupción por más de 3 minutos. a) Al servicio público de electricidad, b) Otros usuarios	En oportunidad que ocurra	a) Dentro de las siguientes 12 horas de ocurrida la desconexión b) Dentro de las siguientes 72 horas de ocurrida la desconexión
02	Registro de desconexiones forzadas y programadas, incluidos recierres, que ocasionan interrupción, iguales o menores a 3 minutos	En oportunidad que ocurra	Dentro de las siguientes 72 horas de ocurrida la desconexión
03	Registro de desconexiones forzadas y programadas que no ocasionan interrupción, Independientemente del tiempo de duración.	En oportunidad que ocurra	Dentro de las siguientes 120 horas de ocurrida la desconexión
04	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
05	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
06	Reportes de mantenimiento que involucren interrupción de suministro público de electricidad.	En oportunidad que se ejecuten	Dentro de los 10 días posteriores de finalizada la ejecución
07	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
08	Plan de Contingencias Operativo	Anual	Hasta el 31 de diciembre del año anterior a la aplicación del respectivo programa o plan
09	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 en servicio y/o retiro del servicio definitivo 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.

Texto propuesto

Cuadro N° 4

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA Y MEDIO DE ENTREGA	FORMATO	PLAZO
1	Registro del total de Desconexiones Forzadas: a) Que interrumpen el servicio de electricidad a Usuarios Regulados independientemente de su duración b) Que interrumpen el servicio de electricidad a Usuarios Libres independientemente de su duración. c) Que no interrumpen el servicio de electricidad	En la oportunidad que ocurran, se registran en el SITRAE.	Plantilla del SITRAE	a) Dentro de las siguientes doce (12) horas de ocurrida la desconexión b) Dentro de las siguientes setenta y dos (72) horas de ocurrida la desconexión. c) Dentro de las siguientes ciento veinte (120) horas de ocurrida la desconexión
2	Registro de desconexiones programadas: a) Que interrumpen el servicio de electricidad a Usuarios Regulados independientemente de su duración	En la oportunidad que ocurra en el SITRAE.	Plantilla del SITRAE	a) Dentro de las siguientes doce (12) horas de ocurrida la desconexión b) Dentro de las siguientes setenta y dos (72) horas de ocurrida la desconexión.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA Y MEDIO DE ENTREGA	FORMATO	PLAZO
	b) Que interrumpen el servicio de electricidad a Usuarios Libres independientemente de su duración. c) Que no interrumpen el servicio de electricidad			c) Dentro de las siguientes ciento veinte (120) horas de ocurrida la desconexión.
3	Registro de recierres: a) Recierres que ocasionan Disminución de carga b) Recierres que no ocasionan Disminución de carga	En la oportunidad que ocurra, a través del SITRAE.	Plantilla del SITRAE	a) Dentro de las siguientes veinticuatro (24) horas de ocurrida la desconexión b) Dentro de las siguientes setenta y dos (72) horas de ocurrida la desconexión.
4	Informes finales de desconexiones	En la oportunidad que ocurra a través del SITRAE o por correo electrónico del procedimiento.	Archivo WORD con extensiones .DOC o .DOCX o archivo PDF	Cinco días (5) contados a partir del inicio del evento y que fueron reportados en el SITRAE para transmisoras, distribuidoras, generadoras y usuarios libres.
5	Reporte de máxima potencia de todos los devanados de transformadores y/o auto transformadores	Mensual a través del SITRAE.	Anexo 2.1 Archivo EXCEL con extensiones XLS o XLSX.	Catorce (14) días calendario posteriores a la finalización de cada mes.
6	Reporte de máxima potencia y corriente de Líneas de transmisión	Mensual a través del SITRAE.	Anexo 2.2 Archivo EXCEL con extensiones XLS o XLSX.	Catorce (14) días calendario posteriores a la finalización de cada mes.
7	Programa General de mantenimiento: a) Anual b) Mensual c) Reprogramaciones	Anual, mensual y en la oportunidad que se produzcan reprogramaciones, a través del SITRAE.	Archivo EXCEL con extensiones XLS o XLSX.	a) Anual: últimos cinco (5) días hábiles de cada año b) Mensual: último día útil del mes anterior a su ejecución c) Reprogramaciones: último día útil del mes anterior a su ejecución
8	Programas de mantenimiento de las instalaciones del Sistema de Transmisión que involucren Interrupción de suministro público de electricidad.	En la oportunidad que se programen, a través del SITRAE.	Anexo 3.1 Archivo EXCEL con extensiones XLS o XLSX.	Cuarenta y ocho (48) horas antes de realizar la Interrupción.
9	Reportes de ejecución de mantenimiento que involucren Interrupción de suministro público de electricidad	En la oportunidad que se ejecuten, a través del SITRAE.	Anexo 3.2 Archivo EXCEL con extensiones XLS o XLSX.	Dentro de los diez (10) días calendario posteriores de finalizada la ejecución.
10	Programa de Mejoramiento/Programa Anual de Mejoramiento	En la oportunidad que se excedan las tolerancias, a través del SITRAE/AI finalizar el año de supervisión.	Archivo WORD con extensiones .DOC o .DOCX o archivo PDF	Dentro de los treinta (30) días calendario posteriores a la notificación de haber excedido la tolerancia o la finalización del año. También puede requerirse su formulación mediante acta de fiscalización.
11	Reporte de Ejecución del Programa de Mejoramiento/ Reporte de Ejecución del Programa Anual de Mejoramiento	En la oportunidad que se ejecuten conforme a lo señalado en el Programa de Mejoramiento, a través del SITRAE /AI finalizar el año de supervisión.	Archivo WORD con extensiones .DOC o .DOCX o archivo PDF	Dentro de los treinta (30) días calendario posteriores a su ejecución o a la finalización del año.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA Y MEDIO DE ENTREGA	FORMATO	PLAZO
12	Actualización de datos técnicos de instalaciones del Sistema de Transmisión y Actualización de diagramas unifilares de instalaciones del Sistema de Transmisión	En la oportunidad que se realicen modificaciones, a través del SITRAE.	<u>Actualización de Datos</u> Anexo 4 Archivo EXCEL con extensiones XLS o XLSX. <u>Diagramas Unifilares</u> Archivo AUTOCAD con extensión DWG o archivo PDF	Dentro de los siguientes treinta (30) días calendario de efectuadas las modificaciones.
13	Reporte de Puesta en Servicio y/o retiro de las instalaciones del Sistema de Transmisión (se incluyen los de reserva).	En la oportunidad que se produzcan los ingresos y/o retiros, a través del correo del procedimiento.	Archivo EXCEL con extensiones XLS o XLSX.	Cuarenta y ocho (48) horas antes de producirse el ingreso/retiro de las instalaciones descritas.

4.9 SOBRE EL PROGRAMA GENERAL DE MANTENIMIENTOS

El procedimiento actualizado propone tener bajo supervisión las desconexiones por mantenimiento programado, con tal fin se requieren los programas de mantenimiento anuales y mensuales y sus respectivas reprogramaciones. Además, del programa de mantenimiento que originan interrupciones del suministro eléctrico que deben reportar 48 horas antes de su ejecución. Con lo anterior se busca verificar si las empresas están realizando los mantenimientos preventivos de sus instalaciones.

Texto vigente

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

Las empresas alcanzarán al OSINERGRMIN, 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.

Texto propuesto

- a) Los Titulares alcanzan, con cuarenta y ocho (48) horas de anticipación, sus programas de mantenimiento y/o ampliaciones, por expansión o reforzamiento, de aquellas instalaciones del Sistema de Transmisión que ocasionen interrupciones parciales y/o totales, afectando la demanda destinada al servicio regulado por un período igual o mayor de cuatro (4) horas, a los Usuarios del sistema eléctrico que dependan de dichas

instalaciones del Sistema de Transmisión, según lo establecido en el ítem 8 del Cuadro N°4 consignado en el presente Procedimiento.

Asimismo, en el caso que el mantenimiento programado se suspenda, se debe de reportar la suspensión y sus motivos, hasta 24 horas después de la hora programada para el inicio de la ejecución del mantenimiento.

4.10 SOBRE EL PROGRAMA DE MEJORAMIENTO

Las líneas de transmisión y equipos de subestaciones que presentan desconexiones recurrentes y por lo tanto afectan el cumplimiento de los indicadores de performance, deben tener un tratamiento diferenciado para mejorar su funcionamiento. Para que el programa de mejora cumpla sus objetivos es importante identificar la causa o causas que originaron las salidas de servicio; lo cual, permitirá a las concesionarias desarrollar acciones correctivas y/o preventivas que contribuyan a minimizar la causa o causas de las desconexiones. Lo anterior mediante mejoras en los programas de mantenimiento o la elaboración de un plan de mejora específico para cada uno de los Elementos identificados.

Texto vigente

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.

Texto propuesto

Los Titulares alcanzarán vía extranet, dentro del plazo establecido en el ítem 10 del Cuadro N°4, consignado en el presente procedimiento, el Programa de Mejoramiento de instalaciones del Sistema de Transmisión, para lo cual se debe:

- 1) identificar las líneas y equipos de Subestación que presentaron Desconexiones Forzadas que afectaron a los indicadores de performance y como mínimo deben incluirse los Elementos que excedieron los indicadores del año en evaluación.
- 2) analizar el (los) evento(s) para determinar la(s) causa(s) que originaron las desconexiones de las instalaciones del Sistema de Transmisión y definir las acciones correctivas que deberán ejecutarse en el transcurso del año o en el próximo año.
- 3) recomendar si la puesta en práctica de la solución del problema se debe incluir en el programa de mantenimiento que corresponda o deberá implementarse un programa específico de las instalaciones del Sistema de Transmisión. En este último caso se deberá adjuntar el cronograma detallado de la implementación y debidamente sustentado.

El Programa de Mejoramiento deberá contener como mínimo lo siguiente (sin ser limitativo):

- a) Nombre de la Línea de Transmisión o equipo de Subestación.
- b) Causa o causas que originaron la Desconexión Forzada de las instalaciones del Sistema de Transmisión.
- c) Las acciones correctivas, preventivas u otras medidas recomendadas después del análisis del evento que permitan evitar se repita las desconexiones. Estas medidas pueden ser planeadas a corto, mediano y/o largo plazo.

- d) Programa de mantenimiento que corresponda o cronograma de ejecución del programa de mejoramiento de las instalaciones del Sistema de Transmisión.

Las instalaciones del Sistema de Transmisión considerados como relevantes son los siguientes:

- i) Líneas de Transmisión aérea y subterránea
- ii) Transformadores y auto transformadores de potencia
- iii) Equipos de compensación de potencia reactiva
- iv) Interruptores de potencia
- v) Sistemas de protección eléctrica y sus sistemas de telecomunicaciones asociados.
- vi) Otros

Para efectos de la elaboración del Programa de Mejoramiento, las desconexiones que ocasionan Interrupciones, y que sean calificados como eventos de fuerza mayor por Osinergrmin o hayan dado lugar a compensaciones por transgresiones de los indicadores de la calidad de suministro de la NTCSE, no se excluyen para presentar un Programa de Mejoramiento para evitar futuros sucesos similares.

4.11 SOBRE ACTUALIZACIÓN DE LOS DATOS TÉCNICOS Y DE LOS DIAGRAMAS UNIFILARES DE LAS INSTALACIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Los diagramas unifilares requeridos en el presente procedimiento son utilizados en la operación y/o mantenimiento de las instalaciones; por lo tanto, deben actualizarse cuando ocurre el ingreso de una nueva instalación, reubicación o retiro de instalaciones del Sistema de Transmisión existentes; este detalle en la entrega de esta información es necesario para tener una base de datos uniforme y confiable sobre las instalaciones supervisadas; en la versión vigente del procedimiento solamente se nombraban estos requerimientos en el ítem 09 del Cuadro N°3: Plazos para remitir información:

Texto vigente

Cuadro N°3: Plazos para remitir información

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA	PLAZO
09	Actualización de data técnica y esquemas unifilares de instalaciones y equipamiento.	En la oportunidad que se realicen modificaciones	Dentro de los siguientes 30 días de efectuadas las modificaciones.

Texto propuesto

Los Titulares deben remitir la siguiente información:

- a) Diagrama unifilar del Sistema de Transmisión del Titular.
- b) Diagrama unifilar general de cada Subestación.
- c) Diagrama unifilar de protecciones y mediciones de cada Subestación.

El Reporte de datos técnicos a presentar es:

- a) Líneas de transmisión
- b) Subestaciones
- c) Transformadores y autotransformadores de potencia

- d) Equipos de compensación reactiva
- e) Interruptores
- f) Seccionadores
- g) Transformadores de medida
- h) Pararrayos
- i) Relés de protección eléctrica
- j) Barras
- k) Celdas (Cuando los titulares sean distintos)
- l) Otros.

4.12 SOBRE REPORTE DE PUESTA EN SERVICIO Y RETIRO DE LAS INSTALACIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Se hizo necesario un mayor detalle para la entrega de esta información en razón que los Titulares no tenían clara la obligación sobre informar cuando los equipos se reubicaban o trasladaban por temas operativos. En la versión vigente del procedimiento estos requerimientos se encontraban en el ítem 10 del Cuadro N°3: Plazos para remitir información:

Texto vigente

Cuadro N°3: Plazos para remitir información

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA	PLAZO
10	Reporte de puesta en servicio y/o retiro del servicio definitivo de líneas de transmisión, transformadores, Autotransformadores y equipos de compensación.	En la oportunidad que se produzcan los ingresos o retiros	48 horas antes de producirse el ingreso o retiro del componente.

Texto propuesto

Los Titulares deben reportar la Puesta en Servicio de nuevas o reubicaciones de existentes instalaciones del Sistema de Transmisión, incluso los de reserva.

Los Titulares deberán reportar los retiros del servicio definitivo de las instalaciones del Sistema de Transmisión. También se reportan los retiros de las instalaciones del Sistema de Transmisión que se reubiquen o trasladen.

4.13 SOBRE EL PROCESO DE FISCALIZACIÓN

El detalle cómo se realiza el proceso de fiscalización no se especifica dentro del procedimiento vigente.

Texto propuesto

La fiscalización se realiza en gabinete, evaluando la información en el período del 01 de enero al 31 de diciembre.

Osinermin, por intermedio de la DSE, realiza el monitoreo mensual de la información registrada por los Titulares, especialmente de aquellos Elementos que en el periodo evaluado

excedieron la tolerancia de los indicadores de performance y/o aquellos que, en el periodo en curso, están próximos a exceder la tolerancia de los indicadores.

Los Titulares que durante la evaluación mensual ya operen Elementos, excediendo o cercano al límite de las tolerancias establecidas, son notificados por Osinergmin para que formulen y/o actualicen sus Programas de Mejoramiento.

Osinergmin, de considerar necesario, realiza la fiscalización de campo, donde las inspecciones y la evaluación de los resultados se realiza de acuerdo con lo establecido en el “Reglamento de Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin” aprobado mediante la Resolución N° 208-2020-OS/CD, o la norma que la modifique, complemente o sustituya.

4.14 SOBRE LAS INFRACCIONES Y SANCIONES

El detalle de las infracciones no se especifica en el procedimiento vigente, se hace necesario dicho detalle para mayor claridad para los Titulares.

Texto vigente

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.

Texto propuesto

Infracciones

Constituyen infracciones pasibles de sanción, aplicables al Titular las siguientes:

1. No registrar todas las desconexiones de Líneas de transmisión (incluye recierres) y/u otros Elementos.
2. No reportar los informes finales de desconexiones de los Elementos.
3. No reportar las máximas potencias de transformadores, y máximas potencias y corrientes de Líneas de transmisión.
4. No presentar el Programa General de Mantenimiento.
5. No presentar el programa de mantenimiento de las instalaciones del Sistema de Transmisión que causan Interrupción de suministro.
6. No presentar el Programa Anual de Mejoramiento o el Reporte Anual de Ejecución del Programa de Mejoramiento.
7. No actualizar los datos técnicos y diagramas unifilares de las instalaciones del Sistema de Transmisión.
8. No reportar la puesta en servicio y retiro de las instalaciones del Sistema de Transmisión.
9. Exceder las tolerancias de los indicadores de Performance de los Elementos.

Sanciones

Las infracciones tipificadas en el artículo 9 del presente procedimiento, según sea el caso, son pasibles de ser sancionadas de acuerdo con la escala de sanciones y multas que Osinergmin apruebe para tal fin.

4.15 DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES

Se aclara que para casos de eventos recurrentes se debe de aplicar el literal b) del artículo 31 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas al considerarse que estos eventos son a falta de mantenimiento de los Elementos, se determina que en caso no se encuentre el SITRAE en servicio y/o se aprueben nuevos reportes/anexos, los titulares deben de remitir su información al correo electrónico transmision@osinergrmin.gob.pe, en tanto el SITRAE no se haya actualizado.

Texto Vigente

- 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 OSINERGRMIN en cada caso particular, según sea necesario.*
- 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 las tolerancias establecidas por OSINERGRMIN, regirá a partir de la aprobación de la presente Resolución.*
- 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. (**)*
- 10.8. *Las empresas deberán informar a OSINERGRMIN la puesta en servicio o el retiro de servicio de líneas de transmisión, transformadores, autotransformadores y equipos de compensación, con 48 horas de anticipación. (**)*

Texto propuesto

PRIMERA. – Otros aspectos materia de fiscalización

1. Los aspectos relacionados con la fiscalización de Sistemas de Transmisión eléctrica, no considerados dentro de los alcances del presente procedimiento, son resueltos por la DSE en cada caso particular, según sea necesario.
2. A los Titulares que registren eventos recurrentes de carácter relevante afectando a los Usuarios, se les fiscaliza el estado de conservación de sus instalaciones eléctricas, conforme

a lo señalado en el literal b) del artículo 31 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

SEGUNDA. – Modificación de anexos y formatos

Se autoriza a la Gerencia de Supervisión de Energía a modificar mediante resolución el formato de los reportes que en Anexo forma parte del presente procedimiento. La resolución es publicada en el portal institucional de Osinerghmin.

TERCERA. – Mecanismos alternativos de presentación de la información

1. En caso se presenten inconvenientes para presentar la información a través del SITRAE, los Titulares deben entregar la información a través de la dirección electrónica: transmision@osinerghmin.gob.pe.

En este caso, la información es proporcionada en los formatos establecidos en el Cuadro N° 4 del presente Procedimiento, con excepción de los ítems 1, 2, y 3 que deben ser presentados en formato Excel.

2. En el supuesto que se aprueben nuevos Anexos y/o reportes, estos deben ser presentados a través de la dirección electrónica: transmision@osinerghmin.gob.pe, en tanto el SITRAE no se haya actualizado.

4.16 DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS

Cuando el procedimiento propuesto entre en vigencia es necesario determinar que hasta determinar la Escala de multas propia se debe de aplicar la Escala General de Osinerghmin. Al haber nuevos requerimientos de información, así como un mayor detalle de la data técnica y diagramas unifilares se hace necesario otorgar un plazo para que los Titulares regularicen dicha información.

En razón que el Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011 determina que las instalaciones de Alta Tensión son aquellas con niveles de tensión mayores a 60 kV, es necesario determinar qué instalaciones con niveles de tensión entre 33 y 60 kV se encuentran dentro del alcance de este nuevo Procedimiento.

Al ser poco el plazo que se tendrá entre la Publicación del nuevo Procedimiento y su entrada en vigencia, es necesario determinar cómo se reportarán los nuevos requerimientos de información que no se podrán ingresar en el SITRAE.

Texto Vigente

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 OSINERGHMIN, 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 OSINERGHMIN 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 calendarios, para regularizar los registros de desconexiones programadas y forzadas, que debieron alcanzar al OSINERGMIN, desde el primer día de haber entrado en vigencia el presente procedimiento.

11.4. La aplicación de las multas y sanciones por exceder las tolerancias de los indicadores de performance, en el primer año de vigencia de la presente Resolución, será de manera proporcional a los meses transcurridos a diciembre de ese primer año.

Texto propuesto

PRIMERA. – Cálculo de indicadores a la entrada en vigencia del procedimiento

Para los Elementos que se encuentren en servicio al entrar en vigencia el presente Procedimiento, con excepción de los proyectos provenientes de licitaciones públicas (convocados por el Ministerio de Energía y Minas o Proinversión), los indicadores se calculan en el período comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de cada año. Se incluyen las Ampliaciones y refuerzos.

SEGUNDA. – Escala de sanciones y multas aplicable

En tanto no se apruebe la escala de multas y sanciones a que se refiere el artículo 10 del presente Procedimiento, se aplica la escala general de multas y sanciones de Osinergrmin, aprobada por Resolución N° 028-2003-OS/CD en cuanto sea aplicable.

TERCERA. – Actualización de la información

En un plazo no mayor de treinta (30) días calendario posteriores a la publicación del presente Procedimiento, los Titulares a través del SITRAE, deben presentar la actualización y/o regularización de la información técnica referida a instalaciones existentes, equipamiento y diagramas unifilares, de acuerdo con los formatos establecidos en el presente Procedimiento.

CUARTA. – Sobre la fiscalización de las instalaciones en media tensión

El presente procedimiento también será aplicable para los Elementos y sus ampliaciones con tensiones entre 33 y 60 kV, calificados como sistemas de transmisión hasta antes de la entrada en vigencia del Código Nacional de Electricidad (Suministro) aprobado mediante Resolución Ministerial N° 214-2011-MEM/DM.

QUINTA. – Medio de presentación provisional

Si a la entrada en vigencia del presente Procedimiento no se ha implementado la correspondiente adecuación del SITRAE para la presentación de la información, los titulares deben presentar la información indicada en el Cuadro N° 4 a través de la dirección electrónica: transmision@osinergrmin.gob.pe.

4.17 Anexos

La versión vigente del procedimiento requiere que las empresas informen acerca de la máxima demanda de sus transformadores y autotransformadores, la misma que se informa respecto de la máxima demanda del devanado en MW que presentó dicha demanda, se

hace necesario para un mejor análisis de la cargabilidad de las subestaciones que se informe este dato en MVA y de todos los devanados de los transformadores.

5 CONCLUSIONES

Luego de la revisión del Procedimiento de Performance vigente, se concluye que resulta necesaria su actualización, a fin de establecer las tolerancias de los indicadores de performance para líneas de transmisión y equipos de subestaciones en el nivel de 500 kV y también hacer actualizaciones y mejoras en el contenido, requerimientos de información y además de concordar con la normativa actual para permitir una adecuada supervisión y fiscalización de los Titulares que cuenten con Sistemas de Transmisión.

La propuesta normativa ha contado con la participación activa de todos los involucrados, tanto en la parte técnica, así como en lo concerniente a la parte legal y de análisis económico por los posibles impactos debido a los cambios propuestos.

«amendoza»

Ing. Aldo Mendoza Basurto
Jefe de Supervisión de Transmisión Eléctrica

ANEXOS

ANEXO 1

anexo 1.1. – Registro de desconexiones en Líneas de transmisión

Ítem	Código de Titular	Código de línea	Nivel de tensión (kV)	Zona geográfica (según cuadro N° 1 C)	Inicio de la desconexión (sincronizado a hora GPS)	Fin de la desconexión (sincronizado a hora GPS)	Duración de la desconexión	1: Programada, 2: Forzada	Causa de desconexión (según cuadro N° 1 A)	Tipo de falla (según cuadro N° 1 B)	Potencia interrumpida o disminuida (en MW)	Causa Real (según cuadro N° 1 D)	Función de mando de disparo (según estándar ANSI)	Fases involucradas (R, S, T o combinación de estos)	Observaciones y/o detalles de la desconexión
Ítem	CODEMP	CODLIN	TENS	ZONGEO	FECIINT	FECFINT	DURINT	TIPINT	CAUINT	TIPFALL	DPINT	CAUREA	FUNMAN	FASINV	OBS

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCIÓN
		ENTEROS	DECIMALES	
CODEMP	ALFANUMÉRICO	4		Código de Titular
CODLIN	ALFANUMÉRICO	6		Código de línea
TENS	ALFANUMÉRICO	3	1	Nivel de tensión (kV)
ZONGEO	ALFANUMÉRICO	6		Zona geográfica (según cuadro N° 1 A)
FECIINT	FECHA	dd/mm/aaaa hh:mm:ss		Inicio de la desconexión (sincronizado a hora GPS)
FECFINT	FECHA	dd/mm/aaaa hh:mm:ss		Fin de la desconexión (sincronizado a hora GPS)
DURINT	HORA	dd: hh:mm:ss		Duración de la desconexión
TIPINT	NUMERICO	1		1: Programada, 2: Forzada
CAUINT	ALFANUMÉRICO	2		Causa de desconexión (según cuadro N° 3 A)
TIPFALL	ALFANUMÉRICO	2		Tipo de falla (según cuadro N° 3 B)
DPINT	NUMERICO	3	1	Potencia interrumpida o disminuida (en MW)
CAUREA	ALFANUMÉRICO	4		Causa Real (según cuadro N° 1 B)
FUNMAN	ALFANUMÉRICO	4		Función de mando de disparo (según estándar ANSI)
FASINV	ALFANUMÉRICO	4		Fases involucradas (R, S, T o combinación de estos)
OBS	MEMO			Observaciones

Anexo 1.2. – Registro de desconexiones de otros Elementos

Item	Código de Titular	Código de subestación	Código de equipamiento	Relación de transformación (si corresponde)	Nivel de tensión (kV)	Zona geográfica (según cuadro N° 1 C)	Inicio de la desconexión (sincronizado a hora GPS)	Fin de la desconexión (sincronizado a hora GPS)	Duración de la desconexión	1: Programada, 2: Forzada	Causa de desconexión (según cuadro N° 1 A)	Tipo de falla (según cuadro N° 1 B)	Potencia interrumpida o disminuida (en MW)	Causa Real (según cuadro N° 1 D)	Función de mando de disparo (según estándar ANSI)	Fases involucradas (R, S, T o combinación de estos)	Observaciones y/o detalles de la desconexión
Item	CODEMP	CODSUB	CODEQ	RELTR	TENS	ZONGEO	FECIINT	FECFINT	DURINT	TIPINT	CAUINT	TIPFALL	DPINT	CAUREA	FUNMAN	FASINV	OBS

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCIÓN
		ENTEROS	DECIMALES	
CODEMP	ALFANUMÉRICO	4		Código de Titular
CODSUB	ALFANUMÉRICO	15		Código de Subestación
CODEQ	ALFANUMÉRICO	15		Código de equipamiento
RELTR	ALFANUMÉRICO	15		Relación de transformación (si corresponde)
TENS	ALFANUMÉRICO	3	1	Nivel de tensión (kV)
ZONGEO	ALFANUMÉRICO	6		Zona geográfica (según cuadro N° 1 A)
FECIINT	FECHA	dd/mm/aaaa hh:mm:ss		Inicio de la desconexión (sincronizado a hora GPS)
FECFINT	FECHA	dd/mm/aaaa hh:mm:ss		Fin de la desconexión (sincronizado a hora GPS)
DURINT	HORA	dd: hh:mm:ss		Duración de la desconexión
TIPINT	NUMERICO	1		1: Programada, 2: Forzada
CAUINT	ALFANUMÉRICO	2		Causa de desconexión (según cuadro N° 3 A)
TIPFALL	ALFANUMÉRICO	2		Tipo de falla (según cuadro N° 3 B)
DPINT	NUMERICO	3	1	Potencia interrumpida o disminuida (en MW)
CAUREA	ALFANUMÉRICO	4		Causa Real (según cuadro N° 1 B)
FUNMAN	ALFANUMÉRICO	4		Función de mando de disparo (según estándar ANSI)
FASINV	ALFANUMÉRICO	4		Fases involucradas (R, S, T o combinación de estos)
OBS	MEMO			Observaciones

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergrmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S.-070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S.-026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verificasos.org.pe/visor-docs/> ingresando el código **0051VJ0wax**

Cuadro 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 1 B – Causa Real – Tipificación de las desconexiones

	Tipo	Código	Descripción
1	Fenómenos Naturales	DATM	Descargas atmosféricas
		NIEV	Nieve
		GRAN	Granizada
		NEBL	Neblina
		LLUV	Lluvias
		DRIO	Desborde de ríos
		TSUN	Tsunami
		VHUR	Vientos huracanados
		INUN	Inundación
		ALUV	Aluvión (Huaycos)
		SISM	Sismos
		FGEO	Fallas geológicas
2	Condiciones Ambientales	CNAT	Contaminación natural (salina, tierra, arena, etc.)
		CIND	Contaminación industrial o minera
		CQMA	Contaminación por quema de maleza
		ANIM	Animales (Aves, roedores, ofidios, mamíferos, etc.)
		AVEG	Acercamiento de Vegetación
3	Falla de equipamiento	COND	Conductor en LT (Rotura, desprendimiento, deshebramiento, punto caliente)
		CGUA	Cable de guarda (Rotura, desprendimiento, deshebramiento)
		CSES	Colapso de soporte ó estructura
		AFAT	Aisladores, ferretería o accesorios en torres o soportes
		FREL	Falla del Relé
		AFAC	Aisladores, ferretería o accesorios en celdas
		DCAC	Conductor en acometida de celdas (Rotura, desprendimiento, deshebramiento, punto caliente)
		EMIN	Equipos de maniobra - Interruptores
EMSE	Equipos de maniobra - Seccionadores		

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergrmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <http://verifica.osinergrmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **0451J0wex**.

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergrmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de la Ley N° 27071-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 0025-2016-PCM. Su autenticidad puede ser contrastada a través de la dirección web <https://verifica.osinergrmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código de verificación.

		EMRE	Equipos de maniobra - Recloser
		EMED	Equipos de medición
		SAUX	Servicios auxiliares
		PARY	Pararrayos
4	Error humano	DOPR	De operación
		DMAN	De mantenimiento
5	Terceros	AVSA	Actos vandálicos o sabotaje
		CCIN	Colisión contra las instalaciones (Impacto de vehículo motorizado terrestre o aéreo)
		CASI	Caída de árboles sobre instalaciones (Líneas de transmisión o equipos de subestaciones)
		CAAC	Contacto o acercamiento accidental a los conductores (Cometas, vehículo motorizado terrestre o aéreo)
		IHUR	Intento de hurto (Equipos, Conductores, celosía, ferretería, accesorios, etc.)
		HURT	Hurto (Equipos, Conductores, celosía, ferretería, accesorios, etc.)
6	Otras causas	CTFF	No determinada - No clasificada
7	Actuación indebida de la protección - operación del SEIN	ACIP	Ajuste o Calibración inadecuada de la protección
		PDOP	PSB (Power Swing Blocking) desactivado
		ODOP	OST (Out of Step Tripping) desactivado

ANEXO 2

Anexo 2.1. – Reporte de máxima potencia de todos los devanados de transformadores y/o autotransformadores

Código de la Titular según anexo N° 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. Es obligatorio.	Potencia nominal en el devanado primario, en MVA (hasta 3 dígitos en la parte entera, y 2 dígitos exactos en la parte decimal). Es Obligatorio.	Máxima potencia, registrada en el devanado primario en el mes, en MW (hasta 3 dígitos en la parte entera, y 2 dígitos exactos en la parte decimal). Es Obligatorio.	Máxima potencia, registrada en el devanado primario en el mes, en MVA (hasta 3 dígitos en la parte entera, y 2 dígitos exactos en la parte decimal). Es Obligatorio.	Potencia nominal en el devanado secundario, en MVA (hasta 3 dígitos en la parte entera, y 2 dígitos exactos en la parte decimal). Es Obligatorio.	Máxima potencia, registrada en el devanado secundario en el mes, en MW (hasta 3 dígitos en la parte entera, y 2 dígitos exactos en la parte decimal). Es Obligatorio.	Máxima potencia, registrada en el devanado secundario en el mes, en MVA (hasta 3 dígitos en la parte entera, y 2 dígitos exactos en la parte decimal). Es Obligatorio.	Potencia nominal en el devanado terciario, en MVA (hasta 3 dígitos en la parte entera, y 2 dígitos exactos en la parte decimal). Es Obligatorio.	Máxima potencia, registrada en el devanado terciario en el mes, en MW (hasta 3 dígitos en la parte entera, y 2 dígitos exactos en la parte decimal). Es Obligatorio.	Máxima potencia, registrada en el devanado terciario en el mes, en MVA (hasta 3 dígitos en la parte entera, y 2 dígitos exactos en la parte decimal). Es Obligatorio.	Potencia nominal en el devanado cuaternario, en MVA (hasta 3 dígitos en la parte entera, y 2 dígitos exactos en la parte decimal). Es Obligatorio.	Máxima potencia, registrada en el devanado cuaternario en el mes, en MW (hasta 3 dígitos en la parte entera, y 2 dígitos exactos en la parte decimal). Es Obligatorio.	Máxima potencia, registrada en el devanado cuaternario en el mes, en MVA (hasta 3 dígitos en la parte entera, y 2 dígitos exactos en la parte decimal). Es Obligatorio.	Fecha de ocurrencia de la máxima potencia registrada en el devanado primario (dd/mm/yyyy). Es Obligatorio.	Hora de ocurrencia de la máxima potencia registrada en MVA en el devanado primario (hh:mm:ss). Es Obligatorio.	Observaciones. Máximo 200 caracteres. Es Opcional.
CODEMP	CODESET	CODEQ	TIPREF	POTPRIM	MAXPRIMP	MAXPRIMS	POTSEC	MAXSEC	MAXSECS	POTTER	MAXTER	MAXTERS	POTCUA	MAXCUA	MAXCUAS	FECMD	HORMD	OBS

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCIÓN
		ENTEROS	DECIMALES	
CODEMP	ALFANUMÉRICO	4		Código de Titular
CODSET	ALFANUMÉRICO	15		Código de la Subestación
CODEQ	ALFANUMÉRICO	8		Código del equipo de transformación
TIPREF	ALFANUMÉRICO	8		Tipo de Refrigeración: ONAN, ONAF u OFAF
POTPRIM	NUMÉRICO	3	2	Potencia nominal en el devanado primario, en MVA
MAXPRIM	NUMÉRICO	3	2	Máxima potencia, registrada en el devanado primario en el mes, en MW
MAXPRIMS	NUMÉRICO	3	2	Máxima potencia, registrada en el devanado primario en el mes, en MVA
POTSEC	NUMÉRICO	3	2	Potencia nominal en el devanado secundario, en MVA
MAXSEC	NUMÉRICO	3	2	Máxima potencia, registrada en el devanado secundario en el mes, en MW
MAXSECS	NUMÉRICO	3	2	Máxima potencia, registrada en el devanado secundario en el mes, en MVA
POTTER	NUMÉRICO	3	2	Potencia nominal en el devanado terciario, en MVA
MAXTER	NUMÉRICO	3	2	Máxima potencia, registrada en el devanado terciario en el mes, en MW
MAXTERS	NUMÉRICO	3	2	Máxima potencia, registrada en el devanado terciario en el mes, en MVA
POTCUA	NUMÉRICO	3	2	Potencia nominal en el devanado cuaternario, en MVA
MAXCUA	NUMÉRICO	3	2	Máxima potencia, registrada en el devanado cuaternario en el mes, en MW
MAXCUAS	NUMÉRICO	3	2	Máxima potencia, registrada en el devanado cuaternario en el mes, en MVA
FECMD	FECHA	dd/mm/aaaa		Fecha de ocurrencia de la máxima potencia registrada en MVA en el devanado primario
HORMD	HORA	hh:mm:ss		Hora de ocurrencia de la máxima potencia registrada en MVA en el devanado primario
OBS	MEMO			Observaciones

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergrmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad puede ser comprobada ingresando al código <https://verifica.osinergrmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código [dq51VjOwex](https://verifica.osinergrmin.gob.pe/visor-docs/)

Anexo 2.2. – Reporte de máxima potencia y corriente de Líneas de transmisión

<i>Código de la Titular según anexa N° 5. Es Obligatorio.</i>	<i>Denominación de la línea. Es Obligatorio.</i>	<i>Código de la LLTT, según designación en el sistema Extranet. Es Obligatorio.</i>	<i>Tensión Nominal de la LLTT, en kV (3 enteros y 2 decimales). Es Obligatorio.</i>	<i>Potencia Nominal de la LLTT, en MVA (hasta 3 dígitos en la parte entera, y 2 dígitos exactos en la parte decimal). Es Obligatorio.</i>	<i>Corriente Nominal de la LLTT, en Amperios. (hasta 4 dígitos en la parte entera, y 2 dígitos exactos en la parte decimal). Es Obligatorio.</i>	<i>Máxima potencia 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.</i>	<i>Máxima corriente registrada en la LLTT en el mes, en Amperios. (hasta 4 dígitos en la parte entera, y 2 dígitos exactos en la parte decimal). Es Obligatorio.</i>	<i>Fecha de ocurrencia de la máxima corriente registrada (dd/mm/yyyy). Es Obligatorio.</i>	<i>Hora de ocurrencia de la máxima corriente registrada (hh:mm:ss). Es Obligatorio.</i>	<i>Observaciones. Máximo 200 caracteres. Es Obligatorio</i>
CODEMP	NOMLIN	CODLIN	TENNOM	MVANOM	AMPNOM	MVACAR	AMPCAR	FECMD	HORMD	OBS

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCIÓN
		ENTEROS	DECIMALES	
CODEMP	ALFANUMÉRICO	4		Código de Titular
NOMLIN	ALFANUMÉRICO	15		Denominación de la línea
CODLIN	ALFANUMÉRICO	6		Código de la LLTT
TENNOM	NUMÉRICO	3	2	Tensión Nominal de la LLTT
MVANOM	NUMÉRICO	3	2	Potencia Nominal de la LLTT, en MVA
AMPNOM	NUMÉRICO	4	2	Corriente Nominal de la LLTT, en Amperios
MVACAR	NUMÉRICO	3	2	Máxima potencia registrada en la LLTT en el mes, en MVA
AMPCAR	NUMÉRICO	4	2	Máxima corriente registrada en la LLTT en el mes, en Amperios
FECMD	FECHA	dd/mm/aaaa		Fecha de ocurrencia de la máxima corriente registrada
HORMD	HORA	hh:mm:ss		Hora de ocurrencia de la máxima corriente registrada
OBS	MEMO			Observaciones

ANEXO 3

ANEXO 3.1. – Registro de Programa de mantenimiento

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergrmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verificacoinformacion.osinergrmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **dq51VjOwex**

Ítem	Código de Titular	LNEA: Línea, EQP: Equipo	Código de línea (en caso corresponda)	Código de equipamiento (en caso corresponda)	Nombre del equipamiento	Fecha y hora prevista de inicio de mantenimiento	Fecha y hora prevista de fin de mantenimiento	Código de actividad de mantenimiento (en caso corresponda)	Actividad a realizar	Localidades que se afectarían. N° Usuarios.	Potencia a restringir (en MW). Porcentaje del total (%)	Comentarios, observaciones.
------	-------------------	--------------------------	---------------------------------------	--	-------------------------	--	---	--	----------------------	---	---	-----------------------------

Ítem	CODEMP	TIPO	CODLIN	CODEQ	NOMMAE	FECIMP	FECFMP	CODACT	NOMMAA	AFECT	PREST	OBS
------	--------	------	--------	-------	--------	--------	--------	--------	--------	-------	-------	-----

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCIÓN
		ENTEROS	DECIMALES	
CODEMP	ALFANUMÉRICO			Código de Titular
TIPO	ALFANUMÉRICO			LNEA: Línea, EQP: Equipo
CODLIN	ALFANUMÉRICO	6		Código de línea (en caso corresponda)
CODEQ	ALFANUMÉRICO	15		Código de equipo (en caso corresponda)
NOMMAE	MEMO			Nombre del equipo
FECIMP	FECHA	dd/mm/aaaa hh:mm		Fecha y hora prevista de inicio de mantenimiento
FECFMP	FECHA	dd/mm/aaaa hh:mm		Fecha y hora prevista de fin de mantenimiento
CODACT	ALFANUMÉRICO	15		Código de actividad de mantenimiento (en caso corresponda)
NOMMAA	MEMO			Actividad a realizar
AFECT	MEMO			Localidades que se afectarían. N° Usuarios.
PREST	MEMO			Potencia a restringir (en MW). Porcentaje del total (%)
OBS	MEMO			Observaciones.

Anexo 3.2. – Registro de reporte de mantenimiento ejecutado

Ítem	Código de Titular	LNEA: Línea, EQP: Equipo	Código de línea (en caso corresponda)	Código de equipamiento (en caso corresponda)	Nombre del equipamiento	Fecha y hora prevista de inicio de mantenimiento (registrado en el Anexo 4.1)	Fecha y hora prevista de fin de mantenimiento (registrado en el Anexo 4.1)	Fecha y hora de inicio de ejecución	Fecha y hora de finalización de ejecución	Código de actividad de mantenimiento (registrado en el Anexo 4.1)	Actividad a realizar (registrado en el Anexo 4.1)	Comentarios, observaciones.
Ítem	CODEMP	TIPO	CODLIN	CODEQ	NOMMAE	FECIMP	FECFMP	FECMAP	FECMAF	CODACT	NOMMAA	OBS

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCIÓN
		ENTEROS	DECIMALES	
CODEMP	ALFANUMÉRICO			Código de Titular
TIPO	ALFANUMÉRICO			LNEA: Línea, EQP: Equipo
CODLIN	ALFANUMÉRICO	6		Código de línea (en caso corresponda)
CODEQ	ALFANUMÉRICO	15		Código de equipo (en caso corresponda)
NOMMAE	MEMO			Nombre del equipo
FECIMP	FECHA	dd/mm/aaaa hh:mm		Fecha y hora prevista de inicio de mantenimiento (registrado en el Anexo 4.1)
FECFMP	FECHA	dd/mm/aaaa hh:mm		Fecha y hora prevista de fin de mantenimiento (registrado en el Anexo 4.1)
FECMAP	FECHA	dd/mm/aaaa hh:mm		Fecha y hora de inicio de ejecución
FECMAF	FECHA	dd/mm/aaaa hh:mm		Fecha y hora de finalización de ejecución
CODACT	ALFANUMÉRICO	15		Código de actividad de mantenimiento (registrado en el Anexo 4.1)
NOMMAA	MEMO			Actividad a realizar (registrado en el Anexo 4.1)
OBS	MEMO			Observaciones

ANEXO 4

Anexo 4.1.- Datos técnicos de transformadores

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCION	
		ENTEROS	DECIMALES		
TITULAR	ALFANUMERICO			Razón Social del Titular de la concesión	
CODEMP	ALFANUMERICO			Código del Titular	Asignado por Osinergmin
CODIGO_SUBESTACION	ALFANUMERICO			Código Subestación	
CÓDIGO_TRAFO	ALFANUMERICO			Código Transf.	Titular
CCOES	ALFANUMERICO			Código Transf.	COES
COSI	ALFANUMERICO			Código Transf.	Osinergmin
CÓDIGO_BANCO	ALFANUMERICO			Código banco de transformadores	
MARCA	ALFANUMERICO			Marca	
NUMSERIE	ALFANUMERICO			N° de serie	
CLASE_INSTALACION	ALFANUMERICO			Clase instalación (interior o exterior)	
RELACION_TRANSFORM	ALFANUMERICO			Relación de transformación	
KV_PRI	NUMERICO	3	1	Tensión nominal (kV)	P
KV_SEC	NUMERICO	3	1		S
KV_TER	NUMERICO	3	1		T
KV_CUA	NUMERICO	3	3		C
CLP	ALFANUMERICO			Celdas	Celda P
CLS	ALFANUMERICO				Celda S
CLT	ALFANUMERICO				Celda T
CLC	ALFANUMERICO				Celda C
REGULACIÓN DE kV N° TAPS	NUMERICO	2		Regulación de Tensión	N° DE TAPS
POS	NUMERICO	2			Posición
V_TAP	ALFANUMERICO				V/Taps
REG_TIPO (M,A)	ALFANUMERICO				Tipo (Manual, Automático)
REG_MARCA	ALFANUMERICO				Marca del Regulador
POT_PRI	NUMERICO	3	1	Potencia ONAN (MVA)	PRI
POT_SEC	NUMERICO	3	1		SEC
POT_TER	NUMERICO	3	1		TER
POT_CUA	NUMERICO	3	1		CUA
POT_PRI	NUMERICO	3	1	Potencia ONAF (MVA)	PRI

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCION
		ENTEROS	DECIMALES	
POT_SEC	NUMERICO	3	1	SEC
POT_TER	NUMERICO	3	1	TER
POT_CUA	NUMERICO	3	1	CUA
TIPO_TRAFO	ALFANUMERICO			Tipo de transformador • M (Monofásico) • T2/T3 (Trifásico 2D y 3D) • A (Auto transformador) • TZ (Zigzag)
CONEXIÓN	ALFANUMERICO			Tipo de conexión
REFRIGER.	ALFANUMERICO			Tipos de refrigeración
BIL_INTERNO	NUMERICO	3	2	Bil interno a frec. ind.
BIL_EXTERNO	NUMERICO	3	2	Bil externo a frec ind
BIL_EXTERNO	NUMERICO	3	2	Bil a impulso de rayo
TCC_PS	NUMERICO	2	2	T.C.C. (%)
TCC_ST	NUMERICO	2	2	
TCC_PT	NUMERICO	2	2	
SB	NUMERICO	3	2	
PERCU_P	NUMERICO	2	2	Perdidas en el Cobre
PERCU_S	NUMERICO	2	2	
PERCU_T	NUMERICO	2	2	
PERH_P	NUMERICO	3	2	Perdidas en el Hierro
PERH_S	NUMERICO	3	2	
PERH_T	NUMERICO	3	2	
DBRESISTNEUTROTIERRA	NUMERICO	3	2	Otras características de los transformadores
DBRESISTNEUTROTIERRA	NUMERICO	3	2	

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCION
		ENTEROS	DECIMALES	
DBCORRIENTEVACIO	NUMERICO	3	2	Elevación de temperatura: devanados, aceite Clase de aislamiento: AT, BT, MT, NAT
STCLASEAISLAMIENTO	ALFANUMERICO			Tipo de aceite: Tipo A, B, C Elevación de temperatura: devanados, aceite
STELEVTEMPERATURA	ALFANUMERICO			Relación X/R Tipo de aceite: Tipo A, B, C
STTIPOACEITE	ALFANUMERICO			Aceite mineral, ...
X_R	ALFANUMERICO			Relación X/R
AÑO_PTA._SERVICIO	FECHA	dd/mm/aaaa		Fecha de puesta servicio
AÑO_FABRICACIÓN	FECHA	aaaa		Año de fabricación
NUMREPARACIONES	ALFANUMERICO			N° de fallas internas o reparaciones
OPERACIÓN_RESERVA	ALFANUMERICO			Disponibilidad (en operación o en reserva)
OBSERVACIONES	MEMO			Observaciones

Anexo 4.2.- Datos técnicos de Subestaciones

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCION	
		ENTEROS	DECIMALES		
TITULAR	ALFANUMERICO			Razón Social del Titular de la concesión	
CODEMP	ALFANUMERICO			Código del Titular	
NOMBRE_SUBESTACIÓN	ALFANUMERICO			Asignado por Osinergmin	
CODIGO_SET	ALFANUMERICO			Nombre de la Subestación	
CODIGO_SET	ALFANUMERICO			Codificación operativa de la Subestación	
CODIGO_SET	ALFANUMERICO				Asignado por Osinergmin
CODIGO_SET	ALFANUMERICO				Asignado por Osinergmin
SISTEMA	ALFANUMERICO			Sistema	
ÁREA_OPERATIVA	ALFANUMERICO			Área Operativa: • Norte • Centro • Sur	

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCION
		ENTEROS	DECIMALES	
DIRECCION	ALFANUMERICO			Ubicación de la Subestación
DISTRITO	ALFANUMERICO			
PROVINCIA	ALFANUMERICO			
DEPARTAMENTO	ALFANUMERICO			
COSTA_SIERRA_SELVA	ALFANUMERICO			
UBIGEO	NUMERICO			
NUMERO_TELÉFONO	NUMERICO			
UTM_NORTE	NUMERICO			Coordenadas UTM
UTM_ESTE	NUMERICO			
ALTITUD_MSNM	NUMERICO			
NUMT	NUMERICO	2		N° de Transformadores
NUMB	NUMERICO	2		
NUMA	NUMERICO	2		
CAP_TRANSF_(MVA)	NUMERICO	3	1	Capacidad de transformación
CLASIF_TIPO	ALFANUMERICO			Tipo de Subestación Encapsulada, Intemperie o en Edificio
CLASIF_ATENDIDA_DESATENDIDA	ALFANUMERICO			Tipo de Subestación Atendida o No Atendida
AÑO DE PUESTA EN SERVICIO	FECHA	dd/mm/aaaa		Fecha de puesta en servicio
OBSERVACIONES	MEMO			Observaciones

Anexo 4.3. - Datos técnicos de transformadores de tensión

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCION
		ENTEROS	DECIMALES	
TITULAR	ALFANUMERICO			Razón social del Titular de la concesión
CODEMP	ALFANUMERICO			Código de Titular asignado por Osinergrmin
CODSET	ALFANUMERICO			Código de Subestación
CODEQUIP	ALFANUMERICO			Código equipo
UBI_EN_SET	ALFANUMERICO			Ubicación
CLASE_INSTAL	ALFANUMERICO			Clase instalación
TITRAF	ALFANUMERICO			Tipo de transformador de tensión

MARCA	ALFANUMERICO			Marca
MODELO	ALFANUMERICO			Modelo
SERIE_FASE_A	ALFANUMERICO			N° serie fase R
SERIE_FASE_B	ALFANUMERICO			N° serie fase S
SERIE_FASE_C	ALFANUMERICO			N° serie fase T
KV_NOM	NUMERICO	3	1	Tensión nominal
KV_MAX	NUMERICO	3	1	Tensión máxima
VOLTIO	NUMERICO	3	1	Tensión primaria
VOLTIO	NUMERICO	3	1	Tensión secundaria
BIL	ALFANUMERICO			Bil
PESO	NUMERICO	3	1	Peso
LÍNEA_FUGA	NUMERICO	3	1	Línea de fuga
N	ALFANUMERICO			Relación de transformación
NUMNUCL_MED	NUMERICO	2		N° núcleos medición
NUMNUCL_PROTEC	NUMERICO	2		N° núcleos protección
CLASE_PRECISION_MEDIDA	NUMERICO	2	1	Clase de precisión de medida
CLASE_PRECISION_PROTECCION	ALFANUMERICO			Clase de precisión de protección
AÑO_FABRIC	FECHA	aaaa		Año fabricación
AÑO_PUESTA_SERV	FECHA	dd/mm/aaaa		Fecha de puesta en servicio
OBS	MEMO			Observaciones

Anexo 4.4. - Datos técnicos de transformadores de medida combinado

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCION
		ENTEROS	DECIMALES	
TITULAR	ALFANUMERICO			Razón social del Titular de la concesión
CODEMP	ALFANUMERICO			Código de Titular asignado por Osinergrmin
CODSET	ALFANUMERICO			Código de Subestación
CODEQUIP	ALFANUMERICO			Código equipo
UBI_EN_SET	ALFANUMERICO			Ubicación
CLASE_INSTAL	ALFANUMERICO			Clase instalación
MARCA	ALFANUMERICO			Marca
MODELO	ALFANUMERICO			Modelo

NUMSERIE	ALFANUMERICO			N° serie
KV_NOM	NUMERICO	3	1	Tensión nominal
KV_MAX	NUMERICO	3	1	Tensión máxima
BIL	NUMERICO	3	2	Bil
N	ALFANUMERICO			Relación de transformación
NUMNUCL_MED	NUMERICO	2		N° núcleos medición
NUMNUCL_PROTEC	NUMERICO	2		N° núcleos protección
N	ALFANUMERICO			Relación de transformación
NUMNUCL_MED	NUMERICO	2		N° núcleos medición
NUMNUCL_PROTEC	NUMERICO	2		N° núcleos protección
AÑO_FABRIC	ALFANUMERICO	aaaa		Año fabricación
OBS	MEMO			Observaciones

Anexo 4.5. - Datos técnicos de transformadores de corriente

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCION
		ENTEROS	DECIMALES	
TITULAR	ALFANUMERICO			Razón social del Titular de la concesión
CODEMP	ALFANUMERICO			Código de Titular asignado por Osinergmin
CODSET	ALFANUMERICO			Código de Subestación
CODEQUIP	ALFANUMERICO			Código equipo
UBI_EN_SET	ALFANUMERICO			Ubicación
CLASE_INSTAL	ALFANUMERICO			Clase instalación
TIPO	ALFANUMERICO			Tipo de transformador de corriente
MARCA	ALFANUMERICO			Marca
MODELO	ALFANUMERICO			Modelo
NUMSERIE	ALFANUMERICO			N° serie
NUMSERIE	ALFANUMERICO			N° serie fase A
NUMSERIE	ALFANUMERICO			N° serie fase B
NUMSERIE	ALFANUMERICO			N° serie fase C
KV_NOM	NUMERICO	3	1	Tensión nominal
KV_MAX	NUMERICO	3	1	Tensión máxima
CORRIENTE_PRIMARIA	NUMERICO	3	2	Corriente primaria
CORRIENTE_SECUNDARIA	NUMERICO	3	2	Corriente secundaria

CORRIENTE_CORTOCIRCUITO	NUMERICO	3	2	Corriente cortocircuito
BIL	NUMERICO	3	2	Bil
PESO	NUMERICO	3	1	Peso
LINEA_FUGA	NUMERICO	3	2	Línea de fuga
N	ALFANUMERICO			Relación de transformación
NUMNUCL_MED	NUMERICO	2		N° núcleos medición
NUMNUCL_PROTEC	NUMERICO	2		N° núcleos protección
CLASE_PRECISION_MEDIDA	ALFANUMERICO			Clase de precisión de medida
CLASE_PRECISION_PROTECCION	ALFANUMERICO			Clase de precisión de protección
AÑO_FABRIC	FECHA	aaaa		Año fabricación
AÑO_PUEST	FECHA	dd/mm/aaaa		Año de puesta en servicio
OBS	MEMO			Observaciones

Anexo 4.6. - Datos técnicos de seccionadores

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCION
		ENTEROS	DECIMALES	
TITULAR	ALFANUMERICO			Razón social de Titular de la concesión
CODEMP	ALFANUMERICO			Código de Titular asignado por Osinergrmin
CODSET	ALFANUMERICO			Código de Subestación
CODEQUIP	ALFANUMERICO			Código equipo
UBI_EN_SET	ALFANUMERICO			Ubicación
CLASE_INSTAL	ALFANUMERICO			Clase instalación
MARCA	ALFANUMERICO			Marca
MODELO	ALFANUMERICO			Modelo
NUM_SERIE	ALFANUMERICO			N° serie
PESO	NUMERICO	3	1	Peso
TIP_MONT	ALFANUMERICO			Tipo montaje
TIP_APERT	ALFANUMERICO			Tipo apertura
TIP_CNX	ALFANUMERICO			Tipo conexión
MEC_OP	ALFANUMERICO			Mecanismo operación
KV_NOM	NUMERICO	3	1	Tensión nominal
KV_MAX	NUMERICO	3	2	Tensión máxima
BIL	NUMERICO	3	2	Bil

I_NOM	NUMERICO	3	2	Corriente nominal
RUPTURA	NUMERICO	3	2	Corriente térmica kA / seg
LÍNEA DE FUGA	NUMERICO	3	2	Línea de fuga
AÑO_FABRIC	FECHA	aaaa		Año fabricación
AÑO PUESTA EN SERVICIO	FECHA	dd/mm/aaaa		Fecha de puesta en servicio
OBS	MEMO			Observaciones

Anexo 4.7. - Datos técnicos de relés de protección

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCION
		ENTEROS	DECIMALES	
TITULAR	ALFANUMERICO			Razón Social del Titular de la concesión
CODEMP	ALFANUMERICO			Código de Titular asignado por Osinergmin
CODSET	ALFANUMERICO			Código Subestación
CODRELE	ALFANUMERICO			Código relé
UBI_EN_TAB	ALFANUMERICO			Ubicación Relé
NOM_EQUIP_PROTEG	ALFANUMERICO			Equipo protegido
CÓDIGO_EQPOTEG	ALFANUMERICO			
IN (A)	NUMERICO	3	1	
MARCA	ALFANUMERICO			Datos del relé
TIPO	ALFANUMERICO			
MODELO	ALFANUMERICO			
NUMSERIE	ALFANUMERICO			
TIPO_FUNCIÓN	ALFANUMERICO			
TIPO_FUNCIÓN_HAB	ALFANUMERICO			
FASES	ALFANUMERICO			
ANSI	ALFANUMERICO			
INAC	NUMERICO	3	2	
VNAC	NUMERICO	3	2	
VNDC	NUMERICO	3	2	
VARIABLE	NUMERICO	3	2	Rangos
VALORFASE	NUMERICO	3	2	
VALORTIERRA	NUMERICO	3	2	

Ubicación Relé		Tablero
Equipo protegido		Nombre
Equipo protegido		Código
Equipo protegido		In (A)
Marca		
Tipo		
Modelo		
N° Serie		
Tipo función		
Funciones habilitadas		
Fases		
Código ANSI		
Valor nominal	A.C.	In
	D.C.	Vn
		Vn
Variable		Variable
Valor	Fase	Fase
	Tierra	Tierra

UNID	NUMERICO	3	2		Unid.
AJUSTEFASE	ALFANUMERICO			Ajuste	Fase
AJUSTETIERRA	ALFANUMERICO				Tierra (incluirl umbrales)
INTERRUPTOR	ALFANUMERICO			Interruptor que comanda	
OBS	MEMO			Observaciones	
MEDIO_DE_COMUNICACIÓN	ALFANUMERICO			Equipo de teleprotección	Medio de Comunicación
ESQUEMA_IMPLEMENTADO	ALFANUMERICO				Esquema Implementado

Anexo 4.8. - Datos técnicos de pararrayos

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCION
		ENTEROS	DECIMALES	
TITULAR	ALFANUMERICO			Razón social del Titular de la concesión
CODEMP	ALFANUMERICO			Código de Titular asignado por Osinergmin
CODSET	ALFANUMERICO			Código de Subestación
CODEQUIP	ALFANUMERICO			Código equipo
UBI_EN_SET	ALFANUMERICO			Ubicación
TIPO	ALFANUMERICO			Tipo
CLASE_INSTAL	ALFANUMERICO			Clase instalación
MARCA	ALFANUMERICO			Marca
MODELO	ALFANUMERICO			Modelo
NUMSERIE	ALFANUMERICO			N° serie fase A
NUMSERIE	ALFANUMERICO			N° serie fase B
NUMSERIE	ALFANUMERICO			N° serie fase C
KV_NOM	NUMERICO	3	1	Tensión nominal
KV_IMPAT	NUMERICO	3	1	Tensión residual para impulso atmosférico
KV_IMPMAN	NUMERICO	3	1	Tensión residual para impulso de maniobra
BIL	NUMERICO	3	1	Bil
I_DESCARGA	NUMERICO	3	2	Corriente de descarga máxima (kA)
SOBRPRESMAX	NUMERICO	3	2	Sobre presión máxima
LINFUG	NUMERICO	3	1	Línea de fuga
CONTADOR_DESCARGA	ALFANUMERICO			Contador descarga

AÑO_FABRIC	FECHA	aaaa	Año fabricación
AÑO_PUES	FECHA	dd/mm/aaaa	Fecha de puesta en servicio
OBS	MEMO		Observaciones

Anexo 4.9. - Datos técnicos de Líneas de transmisión

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCION	
		ENTEROS	DECIMALES		
TITULAR	ALFANUMERICO			Razón Social del Titular de la concesión	
CODEMP	ALFANUMERICO			Código de la Titular	Asignado por Osinergmin
NODOENV	ALFANUMERICO			Línea de transmisión (Subestaciones o Nodos)	SET o Nodo de Envío
NODORECEPC	ALFANUMERICO				SET o Nodo de Recepción
CEL_SAL	ALFANUMERICO			Línea de transmisión (Celdas)	Celda de salida
CEL_LLEG	ALFANUMERICO				Celda de llegada
CPL	ALFANUMERICO			Codificación de la línea	Según la Titular
CCOES	ALFANUMERICO				Asignado por el COES
OSINERG	ALFANUMERICO				Asignado por Osinergmin
D_T	ALFANUMERICO			Tipo de Circuito	(Derivación o Troncal)
CO_SI_SE	ALFANUMERICO			Zona Geográfica (Costa, Sierra ò Selva)	
SISTEMA	ALFANUMERICO			Sistema (SEIN, Aislado)	
CALIF	ALFANUMERICO			Calificación (Principal, Secundario, Garantizado, Complementario)	
ÁREA OPERATIVA	ALFANUMERICO			Área Operativa: • Norte • Centro • Sur • Ínter Área	
CON	ALFANUMERICO			Concesión (Si, No)	
SERV	ALFANUMERICO			Servidumbre	(Si, No, Parcial)
KV	NUMERICO	3	1	Tensión de operación nominal (kV)	
MXKVOP	NUMERICO	3	1	Tensión máxima de operación (kV)	
NUMVANOS	NUMERICO	4		N° de	Vanos

DATA GENERAL DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCION		
		ENTEROS	DECIMALES	Tipo	(Aérea, Subterránea, Mixta)	
TIPO	ALFANUMERICO			Tipo	(Aérea, Subterránea, Mixta)	
LONGAER	NUMERICO	3	2	Longitud (KM)	Long aérea	
LONGSUB	NUMERICO	3	2		Long Subter.	
LONG_TOT	NUMERICO	3	2		Longit. _Total	
NUMCKTOS	NUMERICO	4		Ckto en los soportes	N° de Ckto	
CODCKTO_2	NUMERICO	4			Código del Otro Ckto	
MATSOPAC	NUMERICO	3		Data de soportes	Material y Cantidad	Acero
MATSOPMA	NUMERICO	3				Madera
MATSOPPF	NUMERICO	3				Poste Fierro
MATSOPPC	NUMERICO	3				Post Concreto
MATSOPOTRO	NUMERICO	3				Otro
MATSOPTOTAL	NUMERICO	3				Total
MATAISNUMPOL	NUMERICO	3		Cadena aisladores	Material	Num. Polim.
MATAISNUMPOR	NUMERICO	3				Num. Porcel.
MATAISNUMVIDRIO	NUMERICO	3				Num. Vidrio
MATAISNUMOTRO	NUMERICO	3				Num. Otro
AISNUMSUSP	NUMERICO	3			N° SUSPENSIÓN	
AISNUMANC	NUMERICO	3		N° ANCLAJE		
AÑOPTASERV	FECHA	dd/mm/aaaa		Fecha de puesta servicio		
AÑORENOV	FECHA	dd/mm/aaaa		Fecha de renovación de tramos de conductores		
OBS01	MEMO	Observaciones				
MAXAMP	NUMERICO	3	1	Corriente de diseño	A	
POT	NUMERICO	3	1	Potencia nominal	MVA	
ROHM_KM	NUMERICO	3	2	Secuencia positiva	R (+)	Ohm/km
XOHM_KM	NUMERICO	3	2		X (+)	Ohm/km
CNF_KM	NUMERICO	3	2		C (+)	nF/km
RO_OHM_KM	NUMERICO	3	2	Secuencia cero	R(O)	Ohm/km
XO_OHM_KM	NUMERICO	3	2		X(O)	Ohm/km
CO_NF_KM	NUMERICO	3	2		C(O)	nF/km
DGC	ALFANUMERICO	Distribución Geométrica de Conductores en los Soportes				

PARAMETROS DE LA LÍNEA

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCION		
		ENTEROS	DECIMALES			
OBS2	MEMO			Observaciones		
TRAMOS_CONDUCT	ALFANUMERICO			Detalle de la línea por tramos del conductor		
MATCOND	ALFANUMERICO			Material		
SECCIÓNCOND	NUMERICO	3	2	Sección		mm ²
DIAMETER	NUMERICO	3	2	Diámetro	Exterior	mm
NUMHILOS	NUMERICO	3		Características mecánicas	Número de hilos	[]
PESOKG_KM	NUMERICO	3	2		Peso del conductor	kg/km
CARGADEROTURA_KG	NUMERICO	3	2		Carga de rotura mínima a la tracción	kg
ELASTICIDAD_KG/MM2	NUMERICO	3	2		Módulo de elasticidad	kg/mm ²
DILATACIÓN_LÍNEAL	NUMERICO	3	2		Coefficiente de dilatación lineal	1/°C E-6
OBS03	MEMO			Observaciones		
MATCABLEGUARDA	ALFANUMERICO			Cable de guarda de la Línea de transmisión característica del material		
SECCIÓNCABLE_GUARDA	NUMERICO	3	2	Sección		mm ²
DIAMEXT	NUMERICO	3	2	Diámetro exterior		mm
NUMHILOSCG	NUMERICO	3		Características mecánicas	Nro. hilos	
PESOCABLEGUARDA	NUMERICO	3	2		Peso conductor	kg/km
CARGAROTURACABLEGUARDA	NUMERICO	3	2		Carga de rotura mínima a la tracción	kg
MODELAST	NUMERICO	3	2		Módulo de elasticidad	kg/mm ²

CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR

CABLE DE GUARDA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCION		
		ENTEROS	DECIMALES			
COEFDILATLINEAL	NUMERICO	3	2		Coefficiente dilatación lineal	1/°C E-6
CAPACCORTCIRCUITO	NUMERICO	3	2	Capacidad de cortocircuito		kA
OBS04	MEMO			Observaciones		

Anexo 4.10. - Datos técnicos de interruptores de potencia

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCION
		ENTEROS	DECIMALES	
TITULAR	ALFANUMERICO			Razón social del Titular de la concesión
CODEMP	ALFANUMERICO			Código de Titular asignado por Osinergrmin
CODSET	ALFANUMERICO			Código de Subestación
CODEQUIP	ALFANUMERICO			Código equipo
UBI_SET	ALFANUMERICO			Ubicación
CLASE_INSTAL	ALFANUMERICO			Clase instalación
MARCA	ALFANUMERICO			Marca
MODELO	ALFANUMERICO			Modelo
NUM_SERIE	ALFANUMERICO			N° serie
PESO	NUMERICO	3	1	Peso
MANDO	ALFANUMERICO			Tipo mando
TIP_APERT	ALFANUMERICO			Tipo apertura
MED_EXT	ALFANUMERICO			Medio extinción
LIFUG	ALFANUMERICO			Línea de fuga
TIEMPO DE APERTURA	NUMERICO	3	3	Tiempo de apertura
TIEMPO DE CIERRE	NUMERICO	3	3	Tiempo de cierre
PRES_NOM	NUMERICO	3	1	Presión nominal SF6
KV_NOM	NUMERICO	3	1	Tensión nominal
KV_MAX	NUMERICO	3	1	Tensión máxima de operación
BIL	NUMERICO	3	1	Bil
I_NOM	NUMERICO	3	1	Corriente nominal
RUPTURA	NUMERICO	3	1	Capacidad ruptura

MEC_OP	ALFANUMERICO			Mecanismo de operación
AÑO_FABRIC	FECHA	aaaa		Año fabricación
AÑO_PUESTA_SERV	FECHA	dd/mm/aaaa		Fecha de puesta en servicio
OBS	MEMO			Observaciones

Anexo 4.11. - Datos técnicos de equipos de compensación

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCION	
		ENTEROS	DECIMALES		
TITULAR	ALFANUMERICO			Razón social del Titular de la concesión	
CODEMP	ALFANUMERICO			Código de Titular asignado por Osinergmin	
CODSET	ALFANUMERICO			Código de Subestación	
CODEQUIP	ALFANUMERICO			Código equipo	
KV_NOM	NUMERICO	3	1	Tensión nominal del equipo (kV)	
KV_NOM_BARRA	NUMERICO	3	1	Tensión nominal de la barra controlada por el equipo (kV)	
COD-TRAFO	ALFANUMERICO			Código del transformador asociado al equipo	
CLASE_INSTAL	ALFANUMERICO			Clase instalación	
MARCA	ALFANUMERICO			Marca	
MODELO	ALFANUMERICO			Modelo	
NUM_SERIE	ALFANUMERICO			N° serie	
BIL_I	NUMERICO	3	1	Bil interno	
BIL_E	NUMERICO	3	1	Bil externo	
TIP	ALFANUMERICO			SVC	Tipo
S	NUMERICO	3	1		Estatismo
SVC_IND	NUMERICO	3	1		Inductivo (MVar)
SVC_CAPAC	NUMERICO	3	1		Capacitivo (MVar)
REACTOR	NUMERICO	3	1	REACTOR (MVar)	
POTNOMCAP	NUMERICO	3	1	CAPACITOR	Potencia Nominal
NAC	NUMERICO	3	1		Nivel de Aislamiento
POTXBCOS	NUMERICO	3	1		Potencia de Bancos
NUMCONDBCOS	NUMERICO	2			Condensadores por Banco
POTXCOND	NUMERICO	3	1		Potencia por Condensadores

AÑO_FABRICACIÓN	FECHA	aaaa	Año de Fabricación
AÑO_PUESTATA_SERV	FECHA	dd/mm/aaaa	Fecha de Puesta en Servicio
OBS	MEMO		Observaciones

Anexo 4.12. - Datos técnicos de barras

Empresa	:	
Nombre de la Subestación	:	
Código Subestación Empresa	:	
Código de la barra - Empresa	:	
N° de la barra en SSEE	:	Listar: 1) B1 2) B2 3) B3 4) BA 5) BB 6) BN 7) BT
Código de la barra - COES	:	
Código de la barra - OSINERG	:	
Código de la barra - Estandarizado	:	
Configuración de Barras a la que pertenece	:	SB, BP, DB, TB, AN SB Simple Barra BP Barra Partida DB Doble Barra TB Triple Barra AN Anillo
Estado Operativo de la Barra	:	Listar: 1) En Construcción 2) En Pruebas 3) En Servicio 4) Fuera de Servicio 5) En Retiro
Voltaje Nominal (kV)	:	
Intensidad Corriente Nominal (A)	:	
Intensidad Corriente de Corto Circuito (A)	:	
Potencia de Corto Circuito	:	
Tipo de Barra	:	Conductor, Tubo, Platina
Sección (mm ²)	:	
N° de hilos	:	



Peso (kg/km)	:	
Resistencia a 20°C (ohm/km)	:	
Distancia entre fases (mm)	:	
Fecha de construcción	:	
Fecha de Puesta en Servicio	:	
Capacidad de Transmisión (MVA)	:	
Factor que limita la capacidad de transmisión	:	