

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



ANÁLISIS DE LA FISCALIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN LA CALIDAD DE SUMINISTRO

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELÉCTRICISTA

PRESENTADO POR:

WILLIAM ARTURO RODRÍGUEZ CANO

**PROMOCIÓN
2005- II**

**LIMA – PERÚ
2010**

**ANÁLISIS DE LA FISCALIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE
TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN LA CALIDAD DE
SUMINISTRO**

Dedicado a mi hija Alessia Sofia, a
Marlene y a mi madre Eddy.

SUMARIO

El presente informe de suficiencia analiza los resultados de la aplicación del procedimiento para la “Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión” del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, en la calidad de suministro eléctrico, expresada en función de la continuidad del servicio eléctrico, es decir, de las interrupciones que tienen su origen en las instalaciones de transmisión: líneas de transmisión, transformadores, auto transformadores y equipos de compensación reactiva; en cumplimiento de la Resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 091-2006-OS/CD de, y en complemento a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. Dicho análisis tiene como horizonte, seis semestres: desde marzo del año 2006, hasta diciembre del año 2008.

Se procesa y analiza la información reportada por las empresas supervisadas, relativa a las interrupciones de servicio eléctrico, con origen en los sistemas de transmisión, el congestionamiento de líneas y la sobrecarga de transformadores. Los indicadores de performance de los componentes de transmisión, se obtienen en función de las interrupciones de suministro ocasionadas por los componentes causantes de dichas interrupciones.

Finalmente, se presenta una propuesta de perfeccionamiento del procedimiento para la “Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión”.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	
GENERALIDADES	
1.1 Objetivos	3
1.2 Alcances	3
1.3 Definiciones	4
CAPÍTULO II	
EL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO	
2.1 Antecedentes	6
2.2 Descripción del Sector Eléctrico	6
2.2.1 Actividades del Sector Eléctrico	8
2.2.2 Instalaciones del Sistema de Transmisión	10
2.3 La Normativa Eléctrica	10
2.3.1 Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento	10
2.3.2 Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos	12
2.3.3 Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica	13
2.4 El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería	14
CAPÍTULO III	
LA CALIDAD DE SUMINISTRO	
3.1 Problemática	15
3.2 Aspectos de la Confiabilidad y de la Calidad del Servicio Eléctrico	16
3.3 La Regulación de la Calidad	17
3.4 La Calidad del Suministro Eléctrico	18
3.5 Indicadores de Calidad	19
CAPÍTULO IV	
LA SUPERVISIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y LA CALIDAD DE SUMINISTRO	
4.1 Antecedentes de la Supervisión	21

4.2	La Supervisión de la Transmisión	22
4.3	El Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión	23
4.3.1	Modificación del Procedimiento de Supervisión	24
4.4	Multas y Sanciones	25

CAPÍTULO V

APLICACIÓN DE LA SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO EN LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

5.1	Estadística de Interrupciones	26
5.1.1	En líneas de transmisión	26
5.1.2	En transformadores, auto transformadores y equipos de compensación	36
5.1.3	Comentarios	46
5.2	Reporte de máximas demandas de transformadores y máximas cargas de líneas de transmisión	47
5.2.1	Máximas Demandas de Transformadores de Potencia	47
5.2.2	Máximas Cargas en Líneas de Transmisión	47
5.3	Indicadores de Performance	51
5.3.1	Indicadores de Performance en Líneas de Transmisión	51
5.3.2	Indicadores de Performance en Transformadores, Auto transformadores y Equipos de Compensación Reactiva	60
5.4	Análisis de la Fiscalización de los Sistemas de Transmisión Eléctrica	65
5.4.1	En líneas de transmisión	65
5.4.2	En transformadores, auto transformadores y equipos de compensación	68
5.5	Propuesta de Perfeccionamiento del Procedimiento de Supervisión	70

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

ANEXOS

Anexo A		
Relación de empresas comprendidas en el Procedimiento de Supervisión		75
Anexo B		
Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD		77
Anexo C		
Resolución de Consejo Directivo N° 656-2008-OS/CD		84
Anexo D		

Indicadores de Performance de Líneas de Transmisión	88
Anexo E	
Indicadores de Performance de Transformadores, Auto transformadores y Equipos de Compensación Reactiva	93
BIBLIOGRAFÍA	98

INTRODUCCIÓN

Las interrupciones del suministro eléctrico siempre causan malestar en los usuarios del servicio eléctrico, siendo un reclamo constante de clientes regulados y libres, ya que afectan el normal desarrollo de sus actividades, causando perjuicio y malestar en el desarrollo de las mismas. Por lo general, tienen su origen en el segmento de distribución, el cual es un segmento muy monitoreado cuando hablamos de calidad de suministro, en parte, debido a la responsabilidad de llevar la electricidad hasta el usuario final y al trato comercial directo que lleva con él; sin embargo, parte importante del proceso de conducir la electricidad hasta el usuario final, recae en el segmento de transmisión, que sin una supervisión adecuada del desempeño de sus componentes, la electricidad no podría llegar hasta sus usuarios finales con la calidad que se desea, afectando a éstos en proporciones mayores que las interrupciones originadas en el segmento de distribución.

Es por ello que el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante, OSINERGMIN) en uso de su facultad normativa, vio por conveniente implementar el procedimiento para la “Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión” (en adelante, el Procedimiento de Supervisión), a través de la Resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 091-2006-OS/CD, y en complemento a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, con el objetivo de garantizar el suministro de electricidad a los usuarios, a través de la supervisión y fiscalización de las instalaciones de transmisión eléctrica.

Antes de la aplicación del Procedimiento de Supervisión, la supervisión de la transmisión eléctrica se efectuaba de manera general en las instalaciones de las empresas supervisadas, convirtiéndose el supervisor de OSINERGMIN en un supervisor de las empresas eléctricas, quién en las inspecciones en campo detectaba incumplimientos a la normativa vigente, y observaba ello a las empresas supervisadas, limitándose ellas a corregir únicamente lo detectado en las inspecciones de campo. Esta metodología de supervisión era eficaz, pero poco eficiente, adoptándose a partir del año 2006 una nueva metodología de supervisión que contiene criterios de supervisión en base a resultados y enfocada en los procesos.

En el Capítulo I se expone el objetivo del informe, el alcance y las definiciones a usarse en el presente informe.

El Capítulo II contiene el marco en el que se desarrolla el Procedimiento de Supervisión, con un resumen de los antecedentes del sector eléctrico; así como, la estructuración del sistema eléctrico peruano en las actividades que conforman el negocio eléctrico, es decir: generación, transmisión y distribución. Asimismo, presenta la normativa eléctrica relacionada del sector, en sus partes más importantes, que sustentan la aplicación del Procedimiento.

En el Capítulo III se aborda el tema de la calidad de suministro eléctrico, su problemática, su relación con la confiabilidad del servicio eléctrico, aspectos regulatorios de la calidad e indicadores de calidad de suministro.

El Capítulo IV describe el proceso de supervisión y fiscalización de la transmisión, los criterios que se implementaron en la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión. Se resume asimismo, los puntos principales del Procedimiento, su Modificatoria, y la metodología para el establecimiento de las multas y sanciones.

En el Capítulo V se analizan los resultados de la aplicación del Procedimiento de Supervisión de los Sistemas de Transmisión en la calidad del suministro eléctrico. Se muestra la estadística de interrupciones para líneas de transmisión y equipamiento de subestaciones (transformadores, auto transformadores y equipos de compensación), en número y duración, recogida del sistema extranet implementado por OSINERGMIN para tal fin, y su evolución hasta diciembre del año 2008 (seis semestres), junto a sus indicadores de performance; así como también la sobrecarga de transformadores y congestión en las líneas de transmisión. Asimismo, se establece un indicador cuantitativo para medir la eficacia de la aplicación del Procedimiento de Supervisión. Para finalizar este capítulo se presenta una propuesta de perfeccionamiento del Procedimiento de Supervisión.

En la parte final del presente informe se muestran las Conclusiones y Recomendaciones.

Este trabajo no hubiera sido posible sin la colaboración y apoyo del Coordinador del Procedimiento de Supervisión; así como, de mis compañeros de la Unidad de Transmisión de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1 Objetivos

Efectuar un análisis de los resultados de la aplicación del “Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión” del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, y su impacto en la calidad del suministro eléctrico, expresada en función de la continuidad del servicio eléctrico, es decir, de acuerdo a las interrupciones de servicio, con origen en los sistemas de transmisión; y en cumplimiento de la Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD de OSINERGMIN.

Como objetivo secundario se presenta una propuesta de modificación o perfeccionamiento del Procedimiento de Supervisión.

1.2 Alcances

El análisis se efectúa para todas aquellas empresas que operan sistemas de transmisión, concesionarias o no, con niveles de tensión superiores a los 30 kilovoltios, a través del registro de aquellas interrupciones de suministro eléctrico mayores a tres (3) minutos en líneas de transmisión o equipamiento de subestaciones: transformadores, auto transformadores y equipos de compensación; registradas por las empresas a través del sistema de información extranet que OSINERGMIN dispone para tal fin, desde su aprobación en marzo del año 2006 y hasta diciembre del año 2008; en función de las cuales se calculan los indicadores de performance definidos en el Procedimiento de Supervisión: Tasa de falla e Indisponibilidad; tomando aquellos componentes causantes de las interrupciones. Asimismo, los reportes de sobrecarga de transformadores y congestión en líneas de transmisión, permitirán identificar aquellos componentes que operen excediendo su capacidad de diseño y que resulten críticos para la operación del sistema eléctrico.

El análisis de las desconexiones y de los indicadores de performance o desempeño definidos en el Procedimiento de Supervisión, medirán exclusivamente la calidad de suministro, expresada en función de la continuidad del servicio eléctrico, es decir, de las

interrupciones, originadas en los sistemas de transmisión, y no contempla otros aspectos de la calidad tales como: la calidad del producto, calidad de atención comercial y calidad del alumbrado público.

1.3 Definiciones

Las siguientes definiciones forman parte integrante de la Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD “Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión”, y su Modificación, Resolución de Consejo Directivo N° 656-2008-OS/CD.

- **Desconexión Forzada:** Indisponibilidad de un sistema y/o componente eléctrico, no previsto, debido a fallas o razones de operación.
- **Disponibilidad:** Aptitud de un elemento para estar en situación de realizar una función requerida en condiciones dadas en un instante dado o durante un intervalo de tiempo dado, suponiendo que se proporcionan los medios exteriores necesarios.
- **Empresa:** Persona jurídica que opera un sistema de transmisión eléctrica.
- **Falla:** Cese de la aptitud de un elemento para realizar una función requerida.
- **GFE:** Gerencia de Fiscalización Eléctrica.
- **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.
- **Interrupción ⁽¹⁾:** Falta del suministro del servicio eléctrico en cualquier punto de entrega, como consecuencia de una desconexión forzada (falla) o maniobra (por mantenimiento o emergencia) de una instalación eléctrica.
- **Línea de Transmisión:** Disposición de apoyos, conductores, ferretería, aisladores y accesorios para transmitir electricidad a una tensión igual o mayor de 30 kV, entre dos puntos de un sistema.
- **OSINERG⁽²⁾:** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.
- **Plan de Contingencias Operativo:** Documento que elabora cada empresa, siguiendo los lineamientos establecidos por OSINERGMIN, para reducir al mínimo las

⁽¹⁾ Definición modificada con Resolución de Consejo Directivo N° 656-2008-OS/CD. La anterior definición, la definía así: Falta de suministro del servicio público de electricidad como consecuencia de una desconexión forzada (falla) o maniobra (por mantenimiento o emergencia) de una instalación eléctrica.

⁽²⁾ Actualmente OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

interrupciones del servicio eléctrico, ante eventualidades de orden técnico y/o desastres.

- Programa de Mejoramiento de Instalaciones y/o Reemplazo de Equipos: Documento que elaboran las empresas para referir los planes de inversión, que deberán efectuar; a fin de reemplazar equipos por unidades nuevas, en la oportunidad en que se cumpla el periodo de vida útil, o haya necesidad de repotenciar o reponer equipamiento cuando la capacidad nominal haya sido copada o se tornen obsoletos, con el fin de garantizar la continuidad del servicio eléctrico.
- Registro: Inscripción de información pertinente, en el portal extranet de la empresa, o envío de información pertinente luego de ocurrido la interrupción.
- Reporte: Envío de información consolidada a OSINERGMIN, respecto a un tema específico, en el periodo establecido (diario, semanal, mensual, semestral o anual).
- Sistema de Transmisión: Conjunto de instalaciones para la transformación y transporte de la energía eléctrica con tensiones iguales ó superiores a 30 kV. Se incluirá todos aquellos transformadores, auto transformadores y reactores cuyo devanado de mayor tensión sea igual o mayor 30 kV. y sus correspondientes equipos accesorios asociados de control maniobra medición protección y seguridad.
- Subestaciones: Parte de una red eléctrica, concentrada en un lugar dado, incluyendo principalmente los terminales de los dispositivos de control y maniobra, las celdas de las líneas de transmisión o distribución, que también podría incluir transformadores. Generalmente incluye las instalaciones necesarias para los sistemas de seguridad y control (Por ejemplo dispositivos de protección).

Otras definiciones y siglas que no forman parte de las Resoluciones anteriores, y a las que se hará a mención a lo largo del presente informes, son las siguientes:

- COES: Comité de Operación Económica del Sistema.
- LCE: Ley de Concesiones Eléctricas.
- MEM: Ministerio de Energía y Minas.
- NTCSE: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- SITRAE: Sistema de información de Transmisión Eléctrica de OSINERGMIN.

CAPÍTULO II

EL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO

2.1 Antecedentes

Hasta el año 1972, el sector eléctrico peruano estuvo desarrollado por capitales privados, los cuales daban cobertura eléctrica a un porcentaje muy pequeño de la población. A partir de dicho año, e impulsado por el gobierno militar, se llevo a cabo la nacionalización de la industria eléctrica, creándose la empresa estatal Electroperú, el cual tenía a su cargo el desarrollo del total de actividades que conforman el negocio eléctrico, encargándose de la provisión del servicio y de la planificación eléctrica.

Hasta comienzos de los años ochenta, el crecimiento del sector eléctrico fue bueno, se mejoro la infraestructura eléctrica, construyéndose centrales hidroeléctricas y térmicas; pero por diversos problemas, principalmente por la crisis de la deuda, el crecimiento se detuvo. Existieron también, intentos de reforma, como aquel que descentralizaba la provisión de los servicios, creándose empresas regionales de electricidad; así como, la definición de la estructura del sector, conformada por la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, Electroperú, las empresas regionales de electricidad y la Comisión de Tarifas Eléctricas.

Para inicios de los años noventa, producto de la mala gestión estatal, la situación del sector eléctrico era preocupante, escasas inversiones en infraestructura, mantenimiento escaso y deficiente, tarifas fijadas con criterio político que no alcanzaban a cubrir sus costos de producción, la actividad terrorista; motivó un proceso de reforma del sector eléctrico a través de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) de 1992. [1]

2.2 Descripción del Sector Eléctrico

La reestructuración del sector eléctrico, trajo consigo un nuevo marco regulatorio con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas, cuyos principales objetivos eran los siguientes: Garantizar el suministro de energía promoviendo la inversión, fijar tarifas que remuneraran adecuadamente las inversiones, promover la eficiencia mediante la introducción de competencia, aumentar la cobertura del sector eléctrico, entre otros.

Las principales medidas que se adoptaron fueron:

- Se implementó un nuevo diseño de mercado, separándose las actividades de generación, transmisión y distribución.
- Entre 1994 y 1996 se privatizó cerca del 55% de la capacidad de generación y cerca del 60% de la distribución, medida por el número de clientes, a través de la división de las empresas estatales Electroperú y Electrolima. Posteriormente, en el año 2002, se transfirió la actividad de transmisión al sector privado, mediante concesiones por un período de treinta años.
- Se establecieron las siguientes reglas de mercado:
 - a) Creación de una entidad encargada de la operación del sistema, así como de la valorización de las transacciones en el mercado spot, denominado COES.
 - b) Establecimiento de un mercado spot, exclusivamente para transar electricidad entre generadores que tuvieran superávit o déficit de producción respecto de sus obligaciones.
 - c) Libre entrada a la generación.
 - d) Regulación de tarifas para clientes regulados y libre contratación para clientes con consumos mayores a 1 MW.
 - e) Obligatoriedad de contratos a largo plazo entre generadores y distribuidores para clientes regulados con obligación de las empresas distribuidoras de contratar el 100% de sus necesidades por un período mínimo de dos años.

Respecto al esquema regulatorio, resumido en la Tabla N° 2.1, se separó la política sectorial, relacionada con el otorgamiento de concesiones, la generación de normas y planificación, la cual se encargó al Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección General de Electricidad, de la regulación y supervisión, la cual se encargó al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, mientras que al Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual, se le encargó velar por la libre competencia del sector.

OSINERG se creó en diciembre de 1996, mediante la ley 26734; posteriormente absorbió a la Comisión de Tarifas de Energía (CTE), la cual pasó a ser la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART). Las atribuciones de OSINERG incluían, entre otras:

- Fijar tarifas de generación, transmisión y distribución de electricidad.
- Supervisar la calidad y seguridad del servicio eléctrico.
- Atender a los reclamos de los usuarios en segunda instancia.

- Realizar la supervisión del sector hidrocarburos.

Desde el año 2007 OSINERG asumió las funciones de supervisión de aspectos de seguridad y medio ambiente en el sector minero, pasando a denominarse Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). [2]

Tabla N° 2.1. Instituciones estatales involucradas en el mercado eléctrico peruano.

<p>MINEM-DGE</p> <ul style="list-style-type: none"> • Establece la política sectorial y promulga las normas correspondientes. • Otorga concesiones. • Elabora el plan indicativo de expansión: generación – transmisión. • Aprueba los procedimientos para la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
<p>OSINERGMIN:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Velar por el cumplimiento de la LCE. • Fiscaliza las obligaciones de los concesionarios establecidos en la ley y su reglamento. • Fiscaliza la adecuada prestación del servicio público de electricidad. • Fiscaliza el cumplimiento de las obligaciones del COES. • Supervisa la calidad y el suministro de energía. • Determina semestralmente los porcentajes de participación de mercado de las empresas. • Supervisa aspectos de seguridad y medio ambiente del sector minero.
<p>GART- OSINERGMIN:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fija las tarifas de generación, transmisión y distribución de electricidad. • Fija las condiciones de ajuste de las tarifas a cliente final. • Fija las tarifas de transporte y distribución de gas natural por ductos. • Publica los precios de referencia para combustibles líquidos.
<p>INDECOPI:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Promueve la competencia en el sector. • Vela por el cumplimiento de la ley antimonopolio y antioligopolio.

Fuente: [2]: Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico.

2.2.1 Actividades del Sector Eléctrico

En el año 1992, La Ley de Concesiones Eléctricas determino la separación de las actividades del sector en tres grupos: generación, transmisión y distribución para que pudieran ser desarrolladas y operadas por empresas privadas. La actividad de generación es llevada a cabo por empresas de capital privado y estatal. Las generadoras son las responsables de la producción de energía eléctrica y provisión de potencia eléctrica, utilizando para ello diversas fuentes, siendo las de mayor utilización en nuestro país la hídrica y la térmica.

Este mercado es de libre competencia, donde la entrada y salida de participantes se encuentra condicionada únicamente por los altos niveles de inversión requeridos para la puesta en marcha de una central, ya sea térmica o hídrica. Esta actividad representa del 35% al 50% del costo total de la electricidad. Es una actividad en donde las economías de escala se agotan a niveles menores a la demanda de los sistemas eléctricos, por lo que existe la posibilidad de introducir competencia.

Los diferentes tipos de generadores tiene diversos costos, pero es conveniente que un sistema este compuesto por mas de un tipo de generador, pues algunos tienen costos fijos más altos pero costos de operación menores, mientras que otros tienen costos fijos más bajos pero costos de operación mayores.

La actividad de transmisión se realiza mediante un conjunto de redes que transporta energía en niveles de muy alta y alta tensión. La transmisión tiene como finalidad lograr la transferencia de energía desde las generadoras hacia los clientes finales, haciendo uso para tales fines de las líneas de transmisión, subestaciones y equipos de compensación reactiva. Para cubrir los costos de conexión se establece una tarifa peaje la cual debe ser pagada por las generadoras a los operadores de sistemas de transmisión.

La transmisión representa del 5% al 15% del costo total de la electricidad, y es una actividad donde se presentan importantes economías de escala, principalmente en el momento de diseño de las instalaciones, por lo que tiene características de monopolio natural.

Con el fin de ahorrar costos y reducir pérdidas, la transmisión se realiza en niveles de tensión elevados entre los 100 y 500 kilovoltios, que genera una mayor eficiencia en el transporte experimentando menores pérdidas de energía, las cuales fluctúan entre un 1% y 3% de la energía transmitida.

La actividad de distribución se realiza a través de las redes de media y baja tensión, las empresas distribuidoras son las encargadas de recibir la energía eléctrica de las generadoras o transmisoras en el punto de entrega, en bloque y entregarla a los usuarios finales (ya sean consumidores industriales, comerciales o residenciales); y actúan en una zona geográfica determinada de acuerdo a la concesión dada por el Estado Peruano.

La actividad de distribución representa entre el 30% y el 50% del costo de la electricidad. Si bien el transporte de electricidad se realiza a través de los sistemas de transmisión y distribución, este último es el que está asociado con los consumidores domésticos y la mayor parte de las industrias y comercios. Los consumidores acceden al

servicio eléctrico a través de las líneas de distribución por medio de acometidas aéreas sujetas a postes eléctricos, o acometidas subterráneas, en tensiones menores que las líneas de transmisión, con pérdidas de energía que suelen fluctuar entre 4% y 9%. La distribución se suele caracterizar como un monopolio natural debido a la existencia de economías de escala y densidad.

En muchos casos, los operadores de los sistemas de distribución también realizan la función de atención al cliente, la incluye medición del consumo eléctrico, facturación y cobranza. En otros casos, la comercialización minorista la realizan empresas distintas, las cuales se encargan de comprar electricidad a las generadoras, firmar contratos con los consumidores, realizar la medición del consumo, facturar y cobrar. [2][3]

2.2.2 Instalaciones del Sistema de Transmisión

En la Tabla N° 2.2 se muestra el parque total de transmisión, que está constituido por 763 transformadores de potencia, 555 líneas de transmisión y 29 equipos de compensación reactiva:

2.3 La Normativa Eléctrica

El actual marco regulatorio del sector eléctrico peruano, tiene su origen en el año 1992, con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas, y posteriormente con su reglamentación en año 1993. El marco general establecido por éstas normas, fue complementado, entre otros, con la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, que impuso condiciones previas para la concentración de actividades eléctricas en el sector. En el año 1997, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, establece las condiciones mínimas para la prestación de dichos servicios. Finalmente en el año 2006, se promulga la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, la cual introduce reformas al marco normativo que buscan perfeccionar el marco regulatorio existente a la fecha de publicación.

2.3.1 Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento

El Sector Eléctrico peruano se encuentra regulado por la ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844) la cual a su vez se encuentra reglamentada por el Decreto Supremo N° 009-93-EM y modificatorias. Mediante esta ley, se eliminó el monopolio del Estado y se establecieron las normas para desarrollar las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. En la Fig. 2.1 se muestra un diagrama jerárquico de la normativa eléctrica peruana.

Tabla N° 2.2. Parque de Instalaciones de Transmisión

ACTIVIDAD	EMPRESA	N° líneas	LONGITUD (Km)				TRANSFORMADORES			
			>=30<75 kV	138 kV	220 kV	Total	>=30<75 kV	138 kV	200 kV	Total general
TRANSMISIÓN	Compañía Transmisora Norperuana	1			33.90	33.90			3	3
	Conenhua	7	105.74	103.73	147.91	357.38	2	1	1	4
	Etenorte	6		266.76	83.00	349.76	1	1	1	3
	Eteseiva	3			392.00	392.00			1	1
	Isa	5		130.52	261.16	391.68		1	2	3
	Peot	2	152.73			152.73	4			4
	Redesur	4			534.43	534.43			2	2
	Rep	72	33.89	1276.70	4862.77	6173.36	6	19	24	49
	Transmataro	4			1206.10	1206.10			2	2
	Transmisión Callalli	3	126.98			126.98	4			4
	Transmisión Guadalupe	1	16.01			16.01	3			3
Transmisora Andina	2		182.09		182.09					
TOTAL TRANSMISIÓN		110	435.35	1959.80	7521.27	9916.42	20	22	36	78
GENERACIÓN	Cahua	5	27.12	135.43		162.55	5	4		9
	Edegel	18	273.28		378.70	651.98	10		14	24
	Eepsa	2	12.00			12.00	2		1	3
	Egasa	6	57.70	17.64		75.34	14	7		21
	Egemsa	3		185.17		185.17		10		10
	Egenor	6		266.76	83.00	349.76		6	4	10
	Egesur	6	103.76			103.76	4	1		5
	Electroandes	59	608.09	128.99	50.94	788.02	31	7	2	40
	Electroperú	15	100.30		9.80	110.10	10		10	20
	Enersur	9		155.95	196.54	352.49		4	10	14
	Kallpa Generación	2			0.78	0.78			3	3
	Minera Corona	1	4.30			4.30	2			2
	Proyecto Chavimochic	3	24.80			24.80	7			7
	San Gabán	3		324.88		324.88		3		3
Shougesa	2	7.17			7.17	12			12	
Sinersa	2	42.44			42.44	3			3	
TOTAL GENERACIÓN		142	1260.96	1214.82	719.76	3195.54	100	42	44	186
DISTRIBUCIÓN	Adinelsa	2	84.37			84.37	2			2
	Coelvisac	1	0.33			0.33	1			1
	Edecaféte	1	8.50			8.50			1	2
	Edelnor	47	411.72		21.19	432.91	59		10	69
	Electrocentro	19	399.51	28.30		427.81	31	2		33
	Electronoroeste	18	499.18			499.18	24			24
	Electronorte	5	52.90			52.90	10	1	2	13
	Electropuno	4	176.33			176.33	5			5
	Electroriente	7	107.26	185.00		292.26	9	3		12
	Electrosur	8	182.67			182.67	12	4		16
	Electrosureste	11	479.80	222.01		701.81	13	4		17
	Electrosurmedio	16	412.29			412.29	24			24
	Electrocayali	2	12.98			12.98	5			5
	Hidrandina	47	1056.61	324.24		1380.85	31	17		48
	Luz del Sur	43	384.76		19.52	404.28	53		10	63
Seal	27	295.94	109.45		405.39	22	4		26	
TOTAL DISTRIBUCIÓN		258	4565.15	869.00	40.71	5474.86	302	35	23	360
OTRA	Aceros Arequipa	1			24.50	24.50			5	5
	Arasi	1	57.26			57.26	2			2
	Autoridad Autónoma Tren Eléctrico	1	6.82			6.82	2			2
	Cemento Andino	2	34.00	13.00		47.00	4	3		7
	Cementos Lima						9			9
	Compañía Minera Casapalca	1	3.11			3.11	2			2
	Compañía Minera Raura	2	43.00			43.00	2	1		3
	Doe Run						14			14
	Empresa Nacional de Puertos	1	2.00			2.00	1			1
	Funsur	1	0.22			0.22	1			1
	Industria Textil Piura						1			1
	Ipen	1	10.00			10.00	1			1
	Lima Airport Partners	1	1.99			1.99	1			1
	Minas Buenaventura	3	36.12	47.86		83.98	3	4		7
	Minera Antamina	2	4.80		52.08	56.88	2		3	5
	Minera Atacocha	3	37.85			37.85	8			8
	Minera Aurífera Retamas	1		5.47		5.47		1		1
	Minera Austria Duvaz						1			1
	Minera Barrick							4		4
	Minera Cerro Verde	3			19.90	19.90		2	3	5
	Minera del Sur						1	1		2
	Minera Los Quenuales	4	27.63			27.63	5	1		6
	Minera Milpo	3	45.46			45.46	4		1	5
	Minera Pampa de Cobre	1	25.63			25.63	1			1
	Minera Poderosa	1	49.28			49.28	1			1
	Minera Santa Luisa	2	9.30		1.50	10.80	2		1	3
	Minera Volcán						4			4
	Minera Yanacocha						3		2	5
	Praxair Perú								1	1
	Quimpac	1	0.25			0.25	3			3
	Sedacusco	1	29.96			29.96	2	1		3
	Servicios Industriales de la Marina	1	2.00			2.00	1			1
	Southern Perú	5		149.27		149.27		19		19
Xstrata Tintaya							1		1	
Yura	1	20.92			20.92	1	3		4	
Consorcio Minero Horizonte	1		26.06		26.06					
TOTAL OTRA		45	447.60	241.66	97.98	787.24	82	41	16	139
TOTAL GENERAL		555	6709.05	4285.28	8379.73	19374.06	504	140	119	763

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

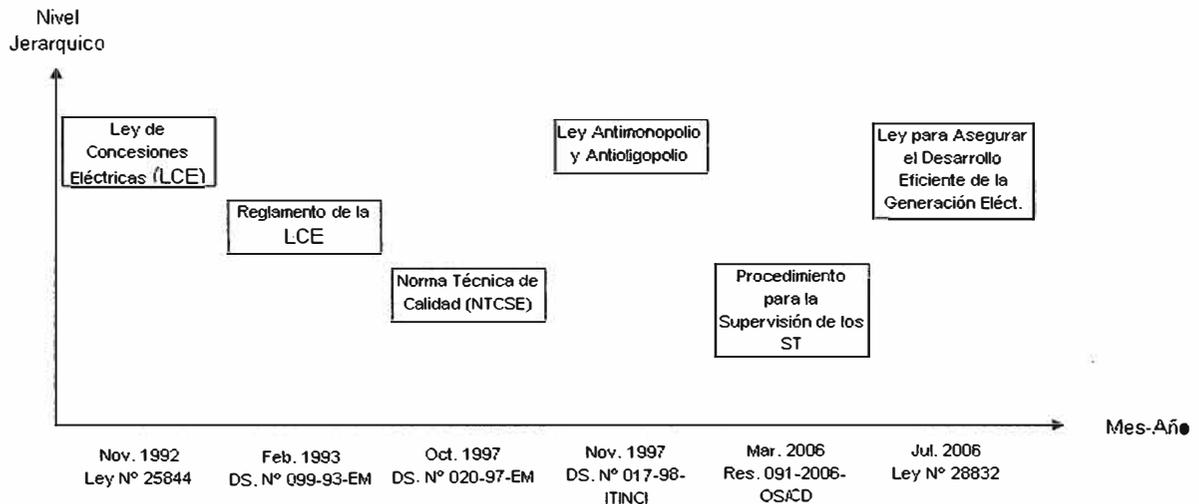


Fig. 2.1. Diagrama Jerárquico de la Normativa Eléctrica Peruana.

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

La Ley de Concesiones Eléctricas, establece la obligación de OSINERGMIN de velar por el cumplimiento de la misma, y que podrá delegar en parte, las funciones conferidas (Artículo 1°).

Asimismo, se señalan las obligaciones de los concesionarios, con la ley y con OSINERGMIN, los cuales deberán presentar la información técnica requerida por el OSINERGMIN en virtud de la LCE, facilitar las inspecciones en sus instalaciones, cumplir con las disposiciones del Código Nacional de Electricidad, y operar y mantener adecuadamente sus instalaciones (Artículo 31°).

Los aspectos que fiscalizará OSINERGMIN comprenderá: el cumplimiento de las obligaciones contenidas en la Ley y el Reglamento y en su respectivo contrato de concesión, aspectos que se relacionen con la prestación del servicio público de electricidad, cumplimiento de las funciones del COES, entre otros (Artículo 101°). [4]

El Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, recalca obligación de velar permanentemente por el cumplimiento de la ley (Artículo 194°) y de notificar y sancionar a los concesionarios por las infracciones a la ley (Artículo 195°). [5]

2.3.2 Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

Con la intención de garantizar, a los usuarios del sistema eléctrico, un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos establece estándares mínimos de calidad y las obligaciones de las empresas de electricidad y los Clientes que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Esta norma aplica para el suministro de servicios relacionados con la generación, transmisión y distribución de la electricidad sujetos a regulación de precios y aplicable a suministros sujetos al régimen de libertad de precios, en todo aquello que las partes no hayan acordado o no hayan pactado en contrario.

El control de la calidad de los servicios eléctricos se realiza en los siguientes aspectos:

- Calidad de Producto: Tensión, Frecuencia, Perturbaciones (Flicker y Armónicas)
- Calidad de Suministro: Interrupciones
- Calidad de Servicio Comercial: Trato al Cliente, Medios de Atención, Precisión de Medida.
- Calidad de Alumbrado Público

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos establece los aspectos, parámetros e indicadores sobre los que se evalúa la Calidad del Servicio de Electricidad. Se fijan las tolerancias y las respectivas compensaciones y/o multas por incumplimiento. Asimismo, establece las obligaciones de las entidades involucradas directa o indirectamente en la prestación y uso del servicio en lo que se refiere al control de la calidad.

Los indicadores de calidad evaluados de acuerdo a la Norma, miden exclusivamente la calidad de producto, suministro, calidad comercial y alumbrado público que entrega un Suministrador a sus Clientes. Éstos no son indicadores de performance de los actores del sector eléctrico. De requerirse indicadores de performance de un Suministrador, éstos se calculan excluyendo los efectos de las fallas que no le sean imputables. [6]

2.3.3 Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica

La Ley N° 28832 fue publicada en el año 2006, con el objetivo de perfeccionar las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas con la finalidad de:

- a) Asegurar la suficiencia de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios y a los riesgos de racionamiento prolongado por falta de energía; asegurando al consumidor final una tarifa eléctrica más competitiva;
- b) Reducir la intervención administrativa para la determinación de los precios de generación mediante soluciones de mercado;
- c) Adoptar las medidas necesarias para propiciar la efectiva competencia en el mercado de generación; y,

d) Introducir un mecanismo de compensación entre el SEIN y los Sistemas Aislados para que los Precios en Barra de estos últimos incorporen los beneficios del gas natural y reduzcan su exposición a la volatilidad del mercado de combustibles. [7][8]

2.4 El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

De acuerdo con lo establecido por la Ley de creación del OSINERG, ahora OSINERGMIN, y por la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), corresponde a éste, velar por el cumplimiento de la normatividad que regula la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario, fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios en los contratos de concesión eléctrica y fiscalizar el cumplimiento de las funciones asignadas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento a los Comités de Operación Económica del Sistema (COES).

La función normativa de los Organismos Reguladores, entre ellos OSINERGMIN, comprende la facultad exclusiva de dictar en el ámbito y materia de su competencia, los reglamentos de los procedimientos a su cargo, normas de carácter general referidas a actividades supervisadas o de sus usuarios. Es así que OSINERGMIN, a través de su Consejo Directivo, está facultado para aprobar procedimientos administrativos vinculados, entre otros, a la función supervisora.

CAPÍTULO III

LA CALIDAD DE SUMINISTRO

3.1 Problemática

Las desconexiones forzadas o programadas de líneas de transmisión o componentes de una subestación eléctrica en alta tensión, ocasionan interrupción del suministro eléctrico a usuarios del servicio eléctrico, ocasionando malestar y pérdidas económicas, difíciles de valorar y cuantificar, impidiendo el normal desarrollo de las actividades comerciales, industriales y domésticas; generalmente en proporciones mayores que los componentes de los sistemas de distribución.

La falta de un adecuado mantenimiento, deficiencias en el diseño, operación incorrecta, la falsa actuación e inadecuada coordinación de los sistemas de protección, aislamiento de los componentes, provocan desconexiones de los sistemas de transmisión que tienen como consecuencia interrupciones del suministro eléctrico afectando la calidad del mismo a los usuarios finales. Adicionalmente, las condiciones climáticas, ambientales y errores humanos, agudizan la ocurrencia de desconexiones, se suman actos delictivos de terceros como robo y sabotaje de conductores, sistemas de puesta a tierra o rotura de cadenas de aisladores.

Entre las causas más comunes que originan las desconexiones, se tienen las siguientes:

- a) Fenómenos Naturales (descarga atmosférica, nevadas, granizadas, sismo, inundaciones)
- b) Condiciones Ambientales (contaminación de aisladores por salinidad, contaminación industrial, humedad)
- c) Equipos materiales y accesorios (propias de la red: fallo en conductores, aisladores, estructuras y equipos de maniobra)
- d) Error Humano (error de operación, incumplimiento de procedimientos, falso sincronismo)
- e) Terceros (daño accidental o intencionado por particulares o empresas ajenas)

f) Otras causas (fallas fugaces, no determinadas, no clasificadas)

3.2 Aspectos de la Confiabilidad y de la Calidad del Servicio Eléctrico

En la literatura especializada se encuentra muchas definiciones para la confiabilidad, lo cual depende del grado de maduración de los sistemas eléctricos, y de diversas variables que intervienen en su determinación, tales como: marco regulatorio, la planificación y operación de los sistemas eléctricos, aspectos técnicos, aspectos económicos, etcétera; sin embargo, existe coincidencia en que asociada a ella, se encuentran involucrados términos como: suficiencia, seguridad y calidad, que de manera conjunta contribuyen al correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

La NERC (North American Electric Reliability Council) define la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia como la habilidad para satisfacer las necesidades de los consumidores finales, incluso cuando fallas inesperadas de equipos u otros factores reduzcan la cantidad de electricidad disponible. A la vez la separa en dos aspectos básicos y funcionales: adecuación y seguridad.

Adecuación (Suficiencia); viene a ser la habilidad del sistema eléctrico de potencia para abastecer los requerimientos de la demanda y energía de los consumidores en todo momento, tomando en cuenta la programación del despacho y un número razonable de salidas no programadas de los elementos del sistema. Y seguridad; la habilidad de un sistema eléctrico de potencia para soportar disturbios repentinos tales como cortocircuitos o pérdidas no anticipadas de elementos del sistema. [9]

A su vez, Billinton reconoce la generalidad del término confiabilidad, en un sentido más general que específico, como la habilidad del sistema eléctrico para desempeñar su función. Pero divide también, la evaluación de la confiabilidad de los sistemas de potencia en los mismos aspectos básicos: adecuación y seguridad. [10]

La adecuación (o suficiencia), tiene que ver con la suficiencia de instalaciones eléctricas adecuadas para abastecer la demanda en todo momento, tanto de unidades generadoras como de redes de transmisión y distribución, y tomando en cuenta las restricciones de operación propias del sistema eléctrico; mientras que la seguridad del sistema viene dada por la capacidad de respuesta del sistema frente a contingencias o perturbaciones, a través de sus protecciones y de sus procedimientos de operación.

En la actualidad, debido al desarrollo de los sistemas eléctricos de potencia, las nuevas tecnologías y la liberalización de los mercados, el servicio eléctrico es considerado más un producto que un servicio público, y se ha incorporado el término calidad como

parte de la confiabilidad, la que comprende aspectos tanto de suficiencia como de seguridad.

Así, la suficiencia y la seguridad del sistema son las variables que determinan la confiabilidad del sistema como la calidad del servicio ofrecido, siendo todos estos conceptos, complementarios entre sí. [11]

El presente informe se enfoca únicamente en uno de los aspectos de la calidad, específicamente en la calidad de suministro.

3.3 La Regulación de la Calidad

En las industrias de redes se enfrentan dos problemas: 1) no existe competencia en precios, por lo tanto, tampoco se compite en calidad 2) dentro de una zona de concesión no es posible ofrecer diferentes opciones de precio y calidad. Por estas razones, es común que se regule la calidad del suministro, además de los precios.

La regulación de la calidad es un aspecto importante de la intervención del Estado en la actividad eléctrica debido no solo a las características monopólicas de la provisión del servicio sino a los incentivos que pueden tener las empresas reguladas para brindar niveles de calidad inferiores a los deseables y a las dificultades que enfrentan muchas veces los consumidores para distinguir una mala calidad, por lo que resulta imprescindible la regulación de la calidad por parte del regulador, en salvaguarda de los intereses del consumidor. [12]

Existen dos motivos fundamentales que justifican la regulación de la calidad de servicio eléctrico: los altos requerimientos de calidad que actualmente exigen los equipos conectados a la red, y las tendencias de regulación que incentivan la eficiencia de las empresas eléctricas vía reducción de costos. Esta última situación puede influir significativamente en la calidad del suministro eléctrico imponiendo directa o indirectamente, límites a la inversión, a la operación y al mantenimiento de las redes. La continuidad del servicio eléctrico y la calidad de tensión entregada. [13]

La regulación que se diseñe debe implantar mecanismos que lleven la calidad desde el nivel existente, hasta el nivel objetivo que se determine. Es importante el hecho de que esta regulación de la calidad debe integrarse en el marco remuneratorio existente de las empresas eléctricas: no hay que olvidar que la calidad del servicio es una parte del costo de suministro de electricidad. [14]

En el caso peruano, los aspectos de la calidad que se regulan son los siguientes: calidad de producto (tensión, frecuencia, perturbaciones), la calidad de suministro

(duración y número de las interrupciones), calidad de servicio comercial y calidad de alumbrado público.

3.4 La Calidad del Suministro Eléctrico

La calidad del suministro eléctrico viene expresada en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio. [6]

La calidad del suministro es el aspecto de la calidad más evidente y perceptible por el cliente o usuario, y el que se consideraba el más importante hasta hace no mucho tiempo atrás. Sobre él, se han realizado y se realizan muchos estudios, como parte de la calidad del servicio eléctrico. Recientemente con la liberalización del sector eléctrico y la aparición de nuevos equipos electrónicos, también ha tomado importancia la calidad de producto recibido por el usuario.

La continuidad del suministro o el número y duración de las interrupciones está claramente ligada con la política de inversiones y de mantenimiento que lleve la empresa eléctrica. Emplear materiales de mala calidad y bajo costo redundará en una mayor tasa de falla e indisponibilidades de los equipos. Disponer de poco personal para la reparación y reposición de las instalaciones afectadas, supondrá que una vez que se produce la falla se tardará un tiempo mayor en repararla y por tanto en reponer de nuevo el suministro. [12]

Cada interrupción de suministro viene caracterizada por su duración. En continuidad, únicamente se tienen en cuenta las interrupciones largas, es decir de más de tres minutos. Las interrupciones breves, o menores de tres minutos, se consideran un problema de calidad de onda, ya que son debidas a la operación de los sistemas de protección de las redes: reenganches rápidos debidos a faltas transitorias o fugitivas, operación de aislamiento de tramos con falta, etc. Las interrupciones largas de suministro en cambio suelen necesitar de la reparación de algún elemento defectuoso de la red o, al menos, la inspección de los tramos con problemas, así como la reposición manual de la tensión. [13]

Con respecto a las interrupciones de suministro, según estadísticas, la mayor ocurrencia se registra en el segmento de distribución, entre el 80 % y el 95 %, correspondiendo las restantes a los segmentos de transmisión y generación; pero es en estos últimos donde la repercusión es mayor, por cuanto involucra salidas de unidades de generación y líneas de transmisión de grandes potencias, afectando con ello grandes porciones del sistema eléctrico y a los usuarios en general, con los consiguientes costos asociados a la pérdida de suministro. En cambio las interrupciones a nivel de distribución son de repercusión más local, lo que relativamente les resta importancia. [2] [13]

Por todo lo anterior, la calidad del suministro es un aspecto importante de la calidad del servicio eléctrico en la medida que refleja una característica fundamental del servicio que recibe el cliente, según los indicadores que se utilicen para medir este aspecto en particular.

No hay que olvidar que el costo de la calidad de servicio esta incluido en el costo del suministro, y reconocida en las tarifas como costos por operación y mantenimiento.

En el presente informe, además de tratar exclusivamente la calidad de suministro eléctrico, en función de la continuidad del servicio eléctrico, lo haremos para el sistema de transmisión y a nivel de componentes (líneas de transmisión, transformadores, auto transformadores, equipos de compensación reactiva), según se explicara en los capítulos siguientes.

3.5 Indicadores de Calidad

Generalmente, ha sido el segmento de distribución el más monitoreado en cuanto a indicadores de calidad del servicio y del que existe mucha literatura técnica al respecto; ello por la responsabilidad de suministrar directamente el servicio y tener una relación comercial directa con el usuario regulado o libre; sin olvidar que hay usuarios libres que son suministrados directamente por las empresas de generación.

Para llegar a los clientes finales, la electricidad es transportada a través de las redes de transmisión y sub transmisión, para luego ser distribuida a los clientes finales usuarios del servicio eléctrico; entonces resulta importante que este transporte se dé con calidad y sea lo mas confiable posible, para que así la electricidad pueda llegar con continuidad en donde sea requerida.

Así la los indicadores miden diversos aspectos de la calidad, según los objetivos y propósitos que tengamos, siendo de interés nuestro, el de la continuidad del servicio eléctrico que definirá la calidad del suministro. Los indicadores que se elijan determinarán el nivel de calidad alcanzado, en los aspectos que queremos evaluar. Al elegirlos, se elige qué aspectos de la calidad se controlan, y de qué forma. Por tanto los indicadores elegidos deben ser sencillos: deben medir aspectos concretos de forma directa y clara, mediante procesos de cálculo sencillos de entender e implantar; fiables: los datos utilizados para su cálculo deben ser datos objetivos y fiables; auditables: debe ser posible verificar de alguna forma los datos utilizados, así como el cálculo realizado. [14]

Existen multitud de índices en la literatura especializada, cada uno orientado a algún aspecto de la calidad que se quiere evaluar.

Entre los indicadores sistémicos resaltan los siguientes (a nivel de equipamientos de generación, transmisión): [15]

- Frecuencia equivalente de interrupción;
- Duración equivalente de interrupción;
- Energía interrumpida;
- Pérdidas en la Transmisión.

Y entre los indicadores individuales(a nivel de equipamientos de generación, transmisión):

- Disponibilidad;
- Tiempo medio de reparo de la función;
- Tasa de Fallas.

CAPÍTULO IV

LA SUPERVISIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y LA CALIDAD DE SUMINISTRO

4.1 Antecedentes de la Supervisión

Al inicio de la aplicación de la Ley 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas”, la Fiscalización fue efectuada por la Dirección de Fiscalización de la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, trasladándose esta responsabilidad a OSINERGMIN, a partir del año 1998.

Desde entonces OSINERGMIN ha venido supervisando y fiscalizando los sistemas de transmisión con los siguientes criterios y metodología:

- Verificación de la prestación adecuada del servicio, conforme a lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 y su Reglamento D. S. 09-93-EM, en las normas pertinentes y en los contratos de concesión.
- Evaluar la organización, métodos y procesos, recursos humanos y materiales de las áreas técnicas de las concesionarias.
- Verificar el desempeño de los equipos y sistemas de transmisión.
- Identificar factores que disminuyen o pudieran disminuir la calidad del suministro en transmisión.

La fiscalización se efectuaba de manera total en todas las instalaciones de las empresas con instalaciones de transmisión, y se desarrollaba en dos etapas como:

- Auditoría técnica en gabinete.
- Inspección física de las instalaciones.

La Auditoría técnica consistía en la verificación y validación de la información reportada por las empresas, índices de desconexiones y de gestión en la operación y mantenimiento; además de la verificación del cumplimiento de las obligaciones de la empresa respecto de la normatividad vigente en el sector, así como los contratos de

concesión, para lo cual, se entrevistaba al personal responsable designado por la empresa supervisada.

La Auditoría técnica además, comprendía la revisión del planeamiento, construcción, operación y mantenimiento de los equipos principales de transmisión y equipos asociados de maniobra, protección y sistemas auxiliares; adicionalmente se verificaba el cumplimiento de la normativa de seguridad, higiene ocupacional y control ambiental en las actividades supervisadas.

Después de la auditoría técnica, y según los resultados obtenidos, se supervisaba físicamente las instalaciones que acusaban infracciones en la auditoría, como índices de operación y mantenimiento deficientes, o que mantenían observaciones pendientes de superación como consecuencia de supervisiones anteriores; las observaciones encontradas se registraban en la correspondiente “Acta de Observaciones” en la cual se establecía el plazo otorgado para la subsanación correspondiente.

Estas actividades de supervisión y fiscalización se realizaban semestralmente, y comprendían a concesionarias de generación, transmisión y distribución, así como empresas mineras, clientes libres y otras, que al margen de su actividad principal operan sistemas de transmisión.

El producto de la supervisión resultaba ser el Informe de Supervisión por cada empresa supervisada, elaborada por el supervisor designado de OSINERGMIN. El documento estructurado en función de los criterios establecidos, plasmaban de manera imparcial y objetiva el estado de situación de las instalaciones y sus procesos de gestión. Este informe era remitido a la empresa supervisada para que efectúe sus descargos al mismo, que una vez recibidos por OSINERGMIN, se procedía a elaborar el Informe Técnico respectivo que podía contener o no, el inicio de procedimiento sancionador. [16]

4.2 La Supervisión de la Transmisión

Como parte de la mejora continua establecida por OSINERGMIN, el proceso de la supervisión a partir del 2006, contiene criterios de un proceso de supervisión por resultados, concordante con lo establecido en su Plan Estratégico, y persigue como propósito, complementar la calidad de suministro de electricidad a los usuarios establecida en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, ya que enfoca como objetivo la supervisión del desempeño o performance de los sistemas de transmisión.

El 11 de marzo del 2006 se puso en vigencia el “Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión”, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD de fecha 6 de marzo del 2006.

Luego mediante Resolución de Consejo Directivo N° 656-2008-OS/CD de fecha 14 de noviembre del 2008, se aprobó una modificación del procedimiento. Los aspectos más resaltantes de dicha modificación fueron: el reemplazo de los indicadores de performance, fijación de las tolerancias de indicadores, precisión de algunas definiciones y aspectos sobre información que deben remitir las empresas, ajustándolas al objetivo buscado por el procedimiento.

4.3 El Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión

Como resultado de las inspecciones realizadas en instalaciones eléctricas de transmisión, en aspectos de seguridad, operación y mantenimiento, OSINERGMIN vio la necesidad de contar con una norma que establezca el procedimiento para la supervisión del performance de los sistemas de transmisión eléctrica a fin de asegurar la calidad, confiabilidad, y seguridad del SEIN, publicando en marzo del 2006, la Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD que establece el “Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión”.

Para ello OSINERGMIN establece la información necesaria que las empresas deben remitir para calcular y evaluar semestralmente los indicadores de performance, y en función a ello se programan las inspecciones de campo. Estos indicadores deben encontrarse dentro de las tolerancias establecidas por OSINERGMIN, caso contrario será considerado como infracción correspondiendo aplicar sanción.

Están comprendidas, en el alcance del Procedimiento todas las empresas que tengan instalaciones de transmisión en el nivel de tensión mayor o igual a 33 kilovoltios, incluidos usuarios libres, empresas mineras, etc. Al cierre del 2008 se incorporaron 19 nuevas empresas operadoras de sistemas de transmisión, consolidando el parque de transmisión con 763 líneas de transmisión, 555 transformadores de potencia y 29 equipos de compensación.

En el Anexo A se muestra la relación de empresas que operan sistemas de transmisión, comprendidas dentro del alcance del Procedimiento de Supervisión.

De acuerdo al Procedimiento de Supervisión las interrupciones, son clasificadas según su causa y se tipifican según las Tablas N° 4.1 y 4.2 siguientes: [17]

En el Anexo B, se incluye la Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD publicada en el diario El Peruano.

Tabla N° 4.1. Causa de Interrupciones

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

Fuente: Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD

Tabla N° 4.2. Tipificación de las Desconexiones

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

Fuente: Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD

4.3.1 Modificación del Procedimiento de Supervisión

Con fecha 5 de julio de 2008, OSINERGMIN republicó en el Diario Oficial El Peruano la “Modificación del Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión”, Resolución de Consejo Directivo N° 469-2008-OS/CD, con la finalidad de recibir los aportes del público en general, los mismos que han sido objeto de comentarios en la exposición de motivos de dicha Resolución.

Entre los principales cambios e inclusiones efectuados, resaltan: la precisión de la definición del término “interrupción”, la modificación de los indicadores de performance, la publicación de las tolerancias de interrupciones de líneas de transmisión y equipamiento de subestaciones, en número y duración; y la inclusión de barras y celdas dentro del equipamiento de transmisión a supervisar. [18]

En el Anexo C, se incluye la Resolución de Consejo Directivo N° 656-2008-OS/CD publicada en el diario El Peruano.

4.4 Multas y Sanciones

A la fecha, el establecimiento de una Escala de Multas y Sanciones para el “Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión” esta pendiente por parte del Organismo Supervisor. Las multas que se han venido aplicando están referidas a la obligación de reportar en la forma y plazos fijados según el Procedimiento de Supervisión, pero no por exceder tolerancias respecto a sus indicadores, las cuales aún no habían sido establecidas, sino hasta diciembre del año 2008.

La escala de multas y sanciones, debe representar un mecanismo disuasorio de conductas que se consideran inadecuadas más que un régimen de sanciones punitivas. La idea principal que se asocia a un enfoque de incentivos es que las empresas supervisadas se enfrentan ante el dilema de cumplir o no cumplir con una disposición normativa. En el caso de cumplir la normativa ello implicará un costo monetario para la empresa mientras que si no cumple con la normativa la empresa se evita dicho costo monetario, pero puede ser multada en el caso que sea detectada.

Si se asume que en el proceso de detección de una infracción se tiene una probabilidad “p” de detección y sanción de la conducta indebida, y por lo tanto una probabilidad igual a “1-p” de no detectarla, el beneficio esperado por la empresa infractora ($E(\pi)$) al evitarse el costo monetario o generarse ganancias ilícitas teniendo en cuenta que se aplicará una multa igual a “M” de detectarse la inconducta será igual a:

$$E(\pi) = (1-p) \pi_i + p(\pi_i - M)$$

Bajo el enfoque de incentivos, la multa debe de lograr que el valor esperado de los beneficios asociados a la conducta infractora sean nulos, ello se obtiene cuando:

$$0 = (1-p) \pi_i + p(\pi_i - M) \quad \rightarrow \quad M^* = \pi_i / p$$

Es decir, que la multa disuasiva óptima debe ser proporcional a la ganancia ilícita (o su recíproco, el costo evitado) e inversamente proporcional a la probabilidad de detección.

Otras normas tales como la NTCSE incluye compensaciones a los usuarios, por lo que las multas y sanciones a aplicar a los agentes supervisados, bajo este Procedimiento, sólo considerará los costos evitados. Los “Módulos Estándares de Inversión” de líneas de transmisión y subestaciones, constituirán la base para fijar las multas y sanciones correspondientes al Procedimiento de Supervisión, cuyos costos y base de datos están publicados en la norma correspondiente. [19] [20]

CAPÍTULO V

APLICACIÓN DE LA SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO EN LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

En las secciones siguientes se efectúa una revisión de la estadística de interrupciones registradas en el Sistema de Información SITRAE a lo largo de los seis semestres de evaluación; seguido a ello, revisaremos las sobrecargas de transformadores y congestiónamiento de líneas de transmisión; y luego, los indicadores de performance de los componentes del sistema de transmisión. Para finalizar este capítulo se presenta una propuesta de perfeccionamiento del Procedimiento de Supervisión.

5.1 Estadística de Interrupciones

5.1.1 En líneas de transmisión

En la Tabla N° 5.1 se muestra un resumen del número y duración de las interrupciones registradas en líneas de transmisión, en el sistema extranet SITRAE, como falla forzada o desconexión programada, tanto en número como en duración, a partir de marzo del 2006 hasta diciembre del 2008.

a) Por empresa .

De la Tabla N° 5.1 y las Fig. 5.1 y 5.2 siguientes se observa que del total de 6,586 registros efectuados para líneas de transmisión, éstos acumulan un total de 20,516.32 horas, de las cuales las interrupciones en líneas de transmisión, entre forzadas y programadas, en las empresas de distribución Hidrandina, Electrocentro, Electrosur, Seal, Electrosurmedio, Electrosureste y Electronoroeste, concentran el 54.13 % (3,565) del total de registros y el 52.74 % (10,821 horas) en cuanto a duración; las empresas generadoras Proyecto Especial Chavimochic y Electroandes, juntas tiene el 13.03 % (858) de registros en cuanto a ocurrencia y el 14.55 % (2,985 horas) en duración; mientras que la empresa de transmisión Red de Energía del Perú alcanza un 2.92 % (192) del total de registros en frecuencia y el 4.55 % (934 horas) en duración; siendo estas empresas las más representativas, alcanzando mayor registro de interrupciones en frecuencia y duración.

Tabla N° 5.1. Total de interrupciones registradas en líneas de transmisión

Empresa / Semestre		Frecuencia de interrupciones / desconexiones (#)							Duración de interrupciones / desconexiones (horas)							
		2006		2007		2008		Total general	2006		2007		2008		Total general	
		S1	S2	S1	S2	S1	S2		S1	S2	S1	S2	S1	S2		
Transmisora	Conenhua	13	18	12	21	9	10	83	27.38	58.5	57.72	114.3	20.12	59.79	337.81	
	Etenorte	7	3	1	16	5	8	40	62.91	9.35	0.68	11.45	2.92	5.42	92.73	
	Etesselva	7	7	9	19	7	5	54	5.58	14.58	5.25	34.41	1.4	0.95	62.17	
	Isa	2	6	6	11	3	7	35	0.5	2.79	2.46	13.47	1.01	8.46	28.69	
	Peot	1	2	3	7	5	5	23	5	7.47	14	29.72	295.33	28.05	379.57	
	Redesur		1					1		6.04					6.04	
	Rep	11	33	30	50	32	36	192	47.14	145.18	144.17	263.95	201.49	131.71	933.64	
	Transmantaro				13	1	3	3	20			3.89	0.24	0.6	0.63	5.36
	Transmisión Callalli	15	4	14	14	28	22	97	57.02	7.06	5.53	12.75	114.31	19.4	216.07	
	Transmisión Guadalupe	3	2	2	1	4	5	17	9.45	11.3	8.17	0.27	5.68	20.47	55.34	
	Transmisora Andina	3	4	4	1	4	8	24	1.05	4.5	8.57	0.13	12.97	20.05	47.27	
Transmisora Norperuana						2	2						0.65	0.65		
Total Transmisora	62	80	94	141	100	111	588	216.03	266.77	250.44	480.69	655.83	295.58	2165.34		
Generadora	Cahua	32		6	22	36	33	129	68.55		5.55	76.09	10.65	50.55	211.39	
	Edegel	4	6	5	2	6	4	27	10.27	28.05	15.32	10.99	22.39	13.26	100.28	
	Eepsa	25	35	41	9	7	7	124	168.81	312.03	262.04	8.81	4.73	36.38	792.8	
	Egasa	4	3				6	13	7.66	0.35				11.06	19.07	
	Egamsa		2	2	5		1	10		4.35	3.76	20.9		0.2	29.21	
	Egesur	3	3	15	5	6	17	49	133.49	6.75	33.01	7.76	5.9	34.29	221.2	
	Electroandes	24	61	70	83	102	84	424	138.74	195.51	373.82	297.93	382.35	430.11	1818.46	
	Electroperú	12	4	3	6	12	3	40	3.18	15.56	10.62	2.03	14.58	0.34	46.31	
	Enersur	3	10		1		5	19	19.66	51.71		0.25		7.34	78.96	
	Minera Corona					3	1	4					10.62	0.12	10.74	
	Proyecto Chavimochic	2		67	136	95	134	434	1.55		291.24	306.57	303	264.17	1166.53	
	San Gabán	1	3	8	6	2		20	0.59	3.81	4.32	9.91	1.34		19.97	
	Shougesa	13	11	20	18	21	10	93	14.96	3.9	23.01	26.51	37.57	20.6	126.55	
Sinersa	1	6	5	16	7	4	39	0.52	3.78	6.92	24.07	5.68	3.95	44.92		
Total Generadora	124	144	242	309	297	309	1425	567.98	625.8	1029.61	791.82	798.81	872.37	4686.39		
Distribuidora	Adinelsa			7	13	8	11	39			24.92	86.48	11.17	63.65	186.22	
	Coelvisac	5	2	1	5	6	3	22	30	10.75	9.42	61.92	15.88	28.18	156.15	
	Edecañete	4	1	8	1	1	2	17	20.28	3	16.29	11.4	11	4.56	66.53	
	Edelnor	1	3	3	11	14	15	47	4.6	7.4	24.82	29.01	39.79	36.11	141.73	
	Electrocentro	14	55	47	123	87	219	545	26.42	52.36	111.87	191.66	292.71	542.3	1217.32	
	Electronoroeste	11	21	64	76	21	20	213	21.67	12.72	242.82	167.76	12.44	39.37	496.78	
	Electronorte	2		5	6	16	22	51	5.23		10.96	5.97	23.09	21.65	66.9	
	Electropuno			25	51	25	30	131			40.3	72.7	10.89	45.93	169.82	
	Electroriente	8	16	2	12	13	47	98	19.26	25.32	2.8	12.88	19.31	58.04	137.61	
	Electrosur	39	30	63	61	150	126	469	118.65	135.4	397.61	433.31	687.95	424.36	2197.28	
	Electrosureste	11	33	30	50	40	53	217	47.24	36.7	46.88	72.16	47.73	90.68	341.39	
	Electrosumedio	10	14	30	85	49	66	254	45.35	74.75	182.84	1089.28	183.67	461	2036.89	
	Electroucayali	2	18	18	23	14	15	90	0.94	18.69	46.02	16.23	29.14	10.14	121.16	
	Hidrandina	158	193	204	367	320	288	1530	311.88	476.68	434.88	883.25	780.13	777.55	3664.37	
Luz del Sur	3	8	8	21	23	8	71	10.97	12.79	42.59	54.94	113.75	24.66	259.7		
Seal	38	33	51	46	80	89	337	92.18	147.01	151.33	167.19	118.57	190.73	867.01		
Total Distribuidora	306	427	566	951	867	1014	4131	754.67	1013.57	1786.35	3356.14	2397.22	2818.91	12126.86		
Otra	Aceros Arequipa				1		2	3				7.98		18.01	25.99	
	Arasi						13	13						38.03	38.03	
	Cemento Andino		2		2	1	1	6		5.93		8.25	9.08	7.86	31.12	
	Compañía Minera Raura					18	10	28					12.08	9.72	21.8	
	Consorcio Minero Horizonte					14	6	20					8.36	12.39	20.75	
	Ipen			2	3	1	6	12			16	29.5	19.56	110.46	175.52	
	Minas Buenaventura	4	2	9	4	13	3	35	17.92	4.95	37.12	15.44	35.88	14.61	125.92	
	Minera Antamina		2		18	8	7	35		10.99		24.98	18.65	23.59	78.21	
	Minera Atacocha		1	7	5	4	16	33		0.22	0.69	3.86	0.81	22.24	27.82	
	Minera Aurífera Relamas					17	6	23					29.78	12.39	42.17	
	Minera Cerro Verde			1	2	11		14			16	14	89.28		119.28	
	Minera Corona	1	10	5	10			26	8	24.84	51.73	51.31			135.88	
	Minera Los Quenuales					7	6	13					21.33	38.69	60.02	
	Minera Milpo			4	1	5	4	14			15.61	6.01	19.3	12.44	53.36	
	Minera Pampa de Cobre						1	1							0.97	
	Minera Poderosa			8	11	11	8	38			10.25	2.51	3.25	2.38	18.39	
	Sedacusco			10	16	5	3	34			12.87	35.47	22.63	12.64	83.61	
	Sima					3		3	182.1	69.77	7.15	6.8	13.8	8.68	288.3	
	Southern Perú	5	12	11	11	9	12	60	12.16	12.76		6.31	8.87	30.27	70.37	
	Tren Eléctrico					2	1	3					9.06	7.83	16.89	
Yura	7	7		6	4	4	28					103.33		103.33		
Total Otra	17	36	57	90	133	109	442	220.18	129.46	167.42	212.42	425.05	383.2	1537.73		
Total general	509	687	959	1491	1397	1543	6586	1758.86	2035.60	3233.82	4841.07	4276.91	4370.06	20516.32		

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

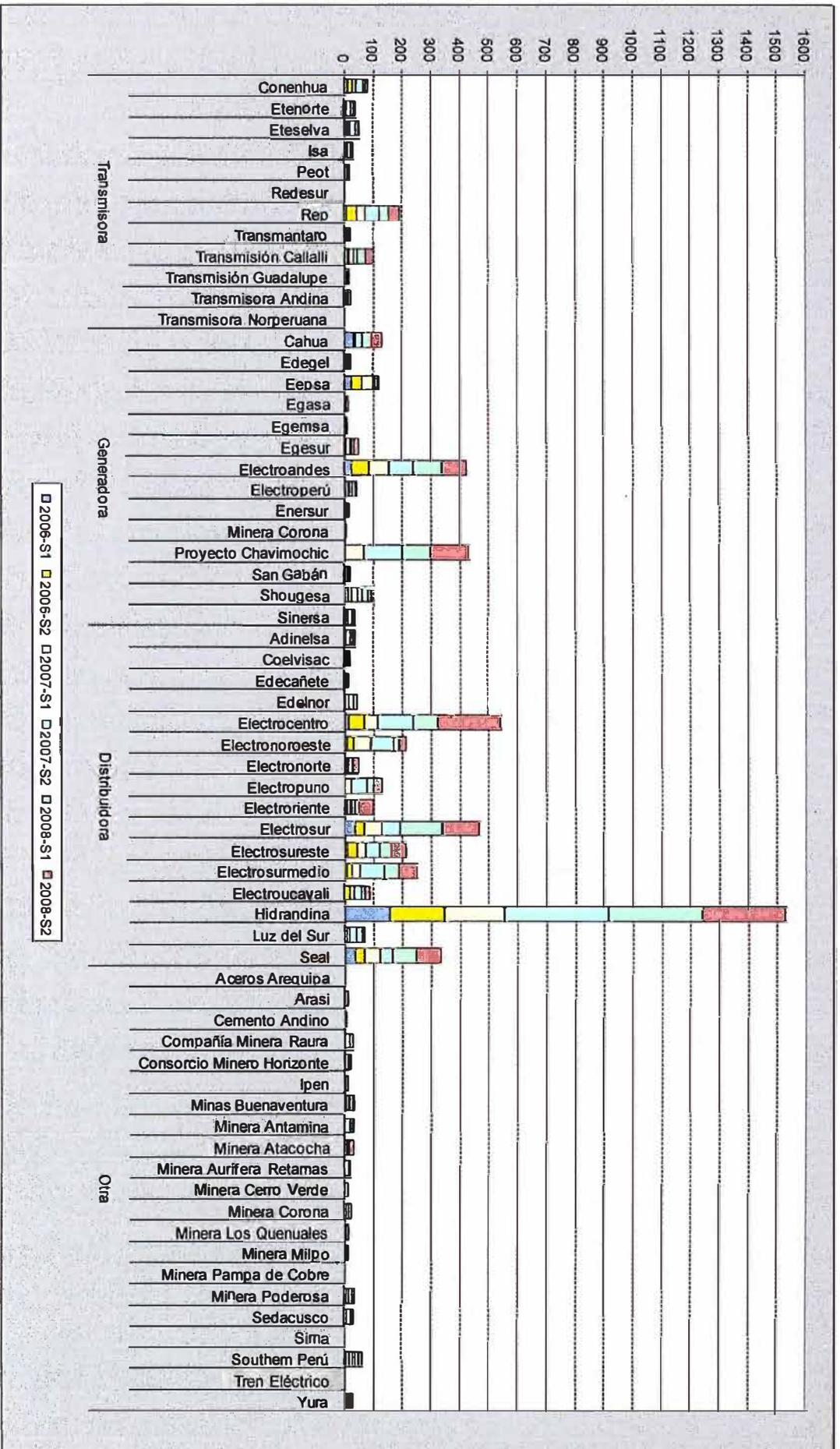


Fig 5.1. Frecuencia de ocurrencia (número) de interrupciones en líneas de transmisión.

Fuente: OSINERGMIN
Elaboración: Propia

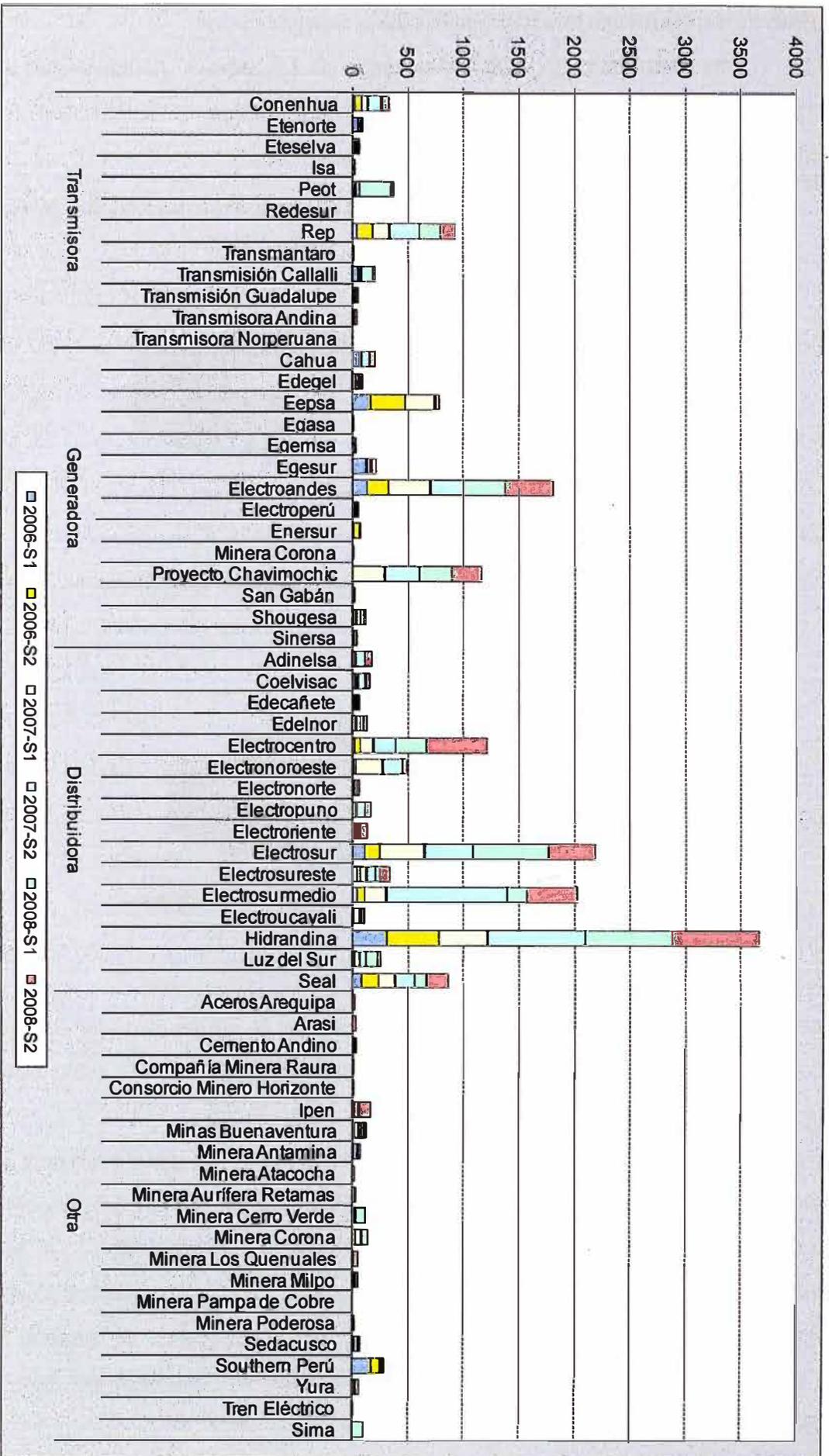


Fig. 5.2. Duración (horas) de interrupciones en líneas de transmisión.

Fuente: OSINERGMIN
Elaboración: Propia

b) Por tipo de concesión

Respecto al tipo de concesión de las empresas supervisadas, durante los seis semestres de evaluación, según las Fig. 5.3 y 5.4 siguientes, se muestra que son las instalaciones de transmisión de los concesionarios de distribución donde se originan la mayor parte de las interrupciones, con un total de 4,131 registros (62.72 %), seguido de las instalaciones de generación con 1,425 registros (21.64 %), las instalaciones de transmisión con 588 registros (8.93 %) y con 442 registros (6.71 %) otras empresas supervisadas (mineras, industriales, etc.).

Respecto a las horas de interrupciones, las distribuidoras registraron 13,127.11 horas (46.22 %), las generadoras 8,119.38 horas (28.59 %), las transmisoras 4,211.00 horas (14.83 %) y el resto 2,943.60 horas (10.36 %).

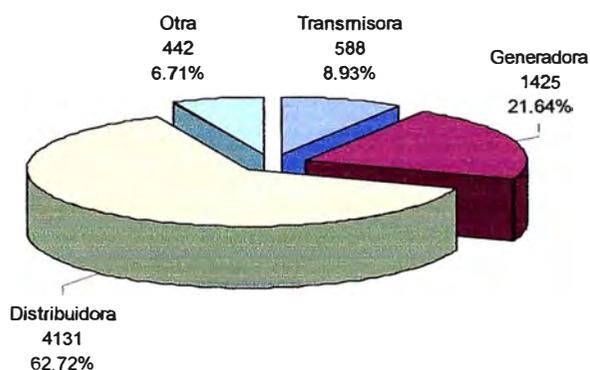


Fig. 5.3. Porcentaje (%) de registros de frecuencia en líneas de transmisión por tipo de concesión

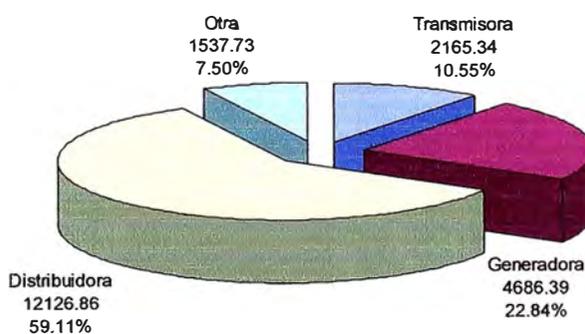


Fig. 5.4. Porcentaje (%) de horas interrumpidas en líneas de transmisión por tipo de concesión

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

c) Por tipo de interrupción y por causa de interrupción

Las interrupciones están clasificadas en Forzadas y Programadas; dentro de las forzadas se distinguen dos tipos: falla propia y falla externa.

En las Fig. 5.5 y 5.6 se muestran comparativamente la magnitud del número de interrupciones y su duración, y clasificadas de acuerdo a su causa para el caso específico de las fallas propias, tanto en número como en duración, a lo largo de los seis semestres en evaluación.

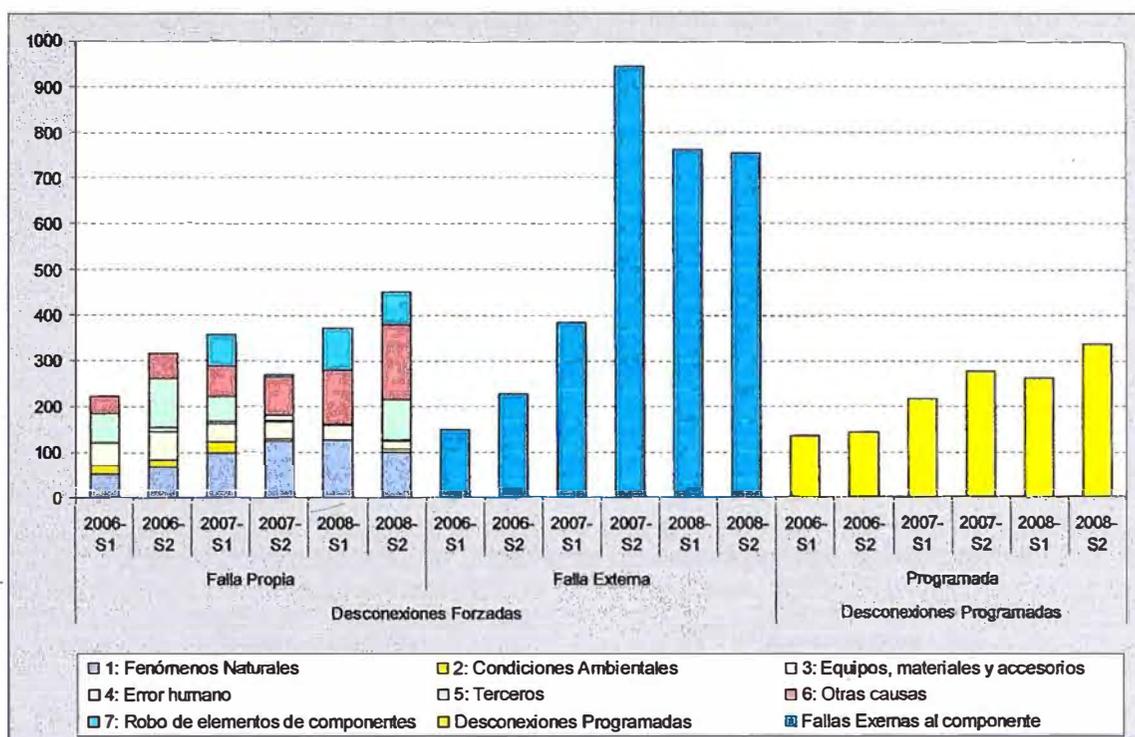


Fig. 5.5. Número de registros por tipo de interrupción y por causa

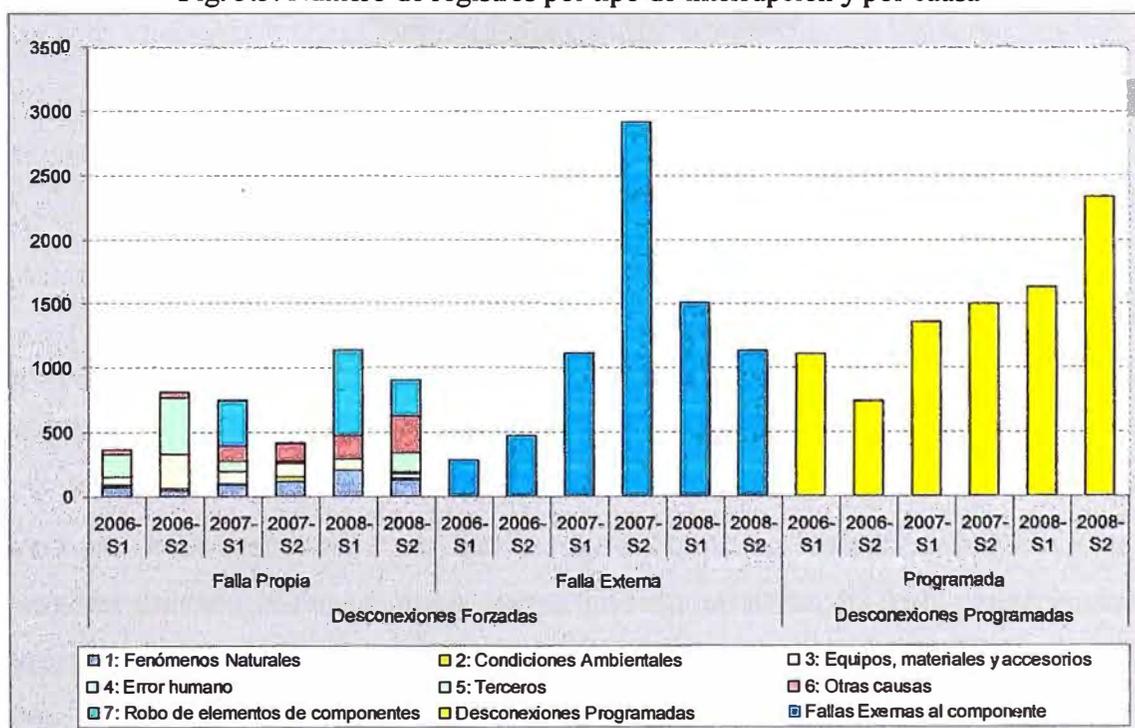


Fig. 5.6. Horas interrumpidas por tipo de interrupción y por causa.

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Del total de interrupciones registradas para los seis semestres de evaluación, se tienen 1,372 registros de interrupciones programadas (20.83 %), 1,989 registros de fallas forzadas propias (30.20 %) y 3,225 registros de fallas forzadas externas (48.97 %). En cuanto a su duración las interrupciones programadas registran 8,686.27 horas (42.34 %), las fallas forzadas propias 4,380.27 horas (21.35 %) y las fallas externas 7,449.78 horas (36.31 %), según se aprecia en las Fig. 5.7 y 5.8.

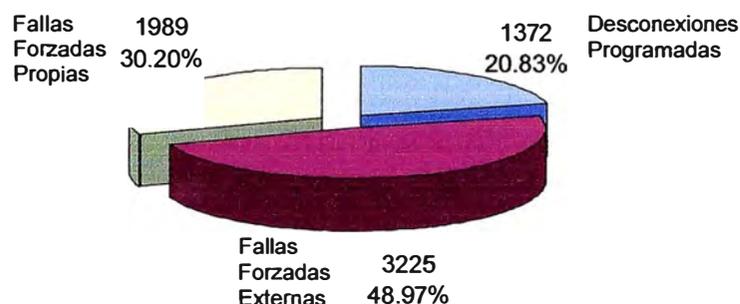


Fig. 5.7. Porcentaje (%) de registros de frecuencia por tipo de interrupción

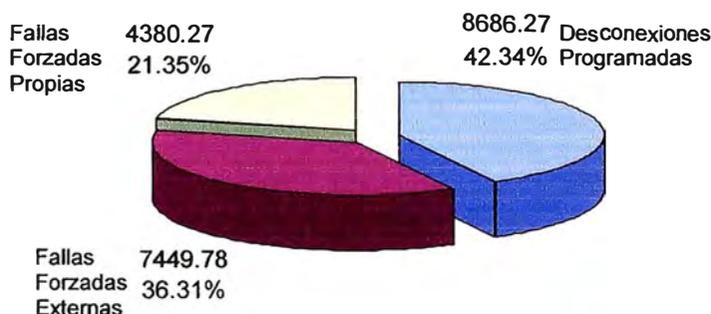


Fig. 5.8. Porcentaje (%) registros de horas interrumpidas por tipo de interrupción

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

De acuerdo a su causa, las fallas forzadas propias están tipificadas de acuerdo al Procedimiento en: 1) Fenómenos Naturales 2) Condiciones Ambientales 3) Equipos, materiales y accesorios 4) Error humano 5) Terceros 6) Otras causas.

Adicionalmente, para el presente informe, se ha considerado una séptima categoría como robo de elementos de componentes, debido a que en los últimos semestres se han presentado muchos casos de hurto sobre todo en el norte del país, mereciendo una categoría independiente, para diferenciarlos de las tipificación 5) Terceros y 6) Otras causas.

En las Fig. 5.9 y 5.10 se muestra la composición en número y duración de interrupciones por falla forzada propia, en siete categorías o tipificaciones de las cuales:

565 (28.41 %) interrupciones de suministro eléctrico a clientes finales estuvo dada por fenómenos naturales, 522 (6.24 %) por otras causas no clasificadas, 322 (16.19 %) por acción de terceros, 243 (12.22 %) por robo de elementos o conductores, 234 (11.76 %) por equipos, materiales y accesorios, 80 (4.02 %) por condiciones ambientales y 23 (1.16 %) por error humano. En cuanto a la duración de las interrupciones se tiene que 1296.56 (29.6 %) de horas interrumpidas ha sido por robo de elementos o conductores, 8,728 horas (19.93 %) por causa de terceros, 784 horas (17.9 %) por otras causas no clasificadas, 662 horas (15.11 %) a fenómenos naturales, 672 horas (15.34 %) a equipos materiales y accesorios, 83 horas (1.89 %) a condiciones ambientales y 10 horas (0.23 %) a error humano.

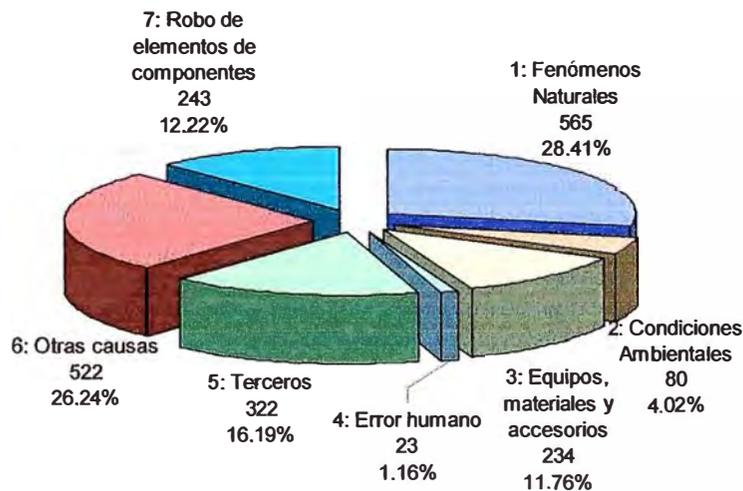


Fig. 5.9. Composición del registro por número de fallas propias por tipificación según el Procedimiento Res. 091-2006-OS/CD

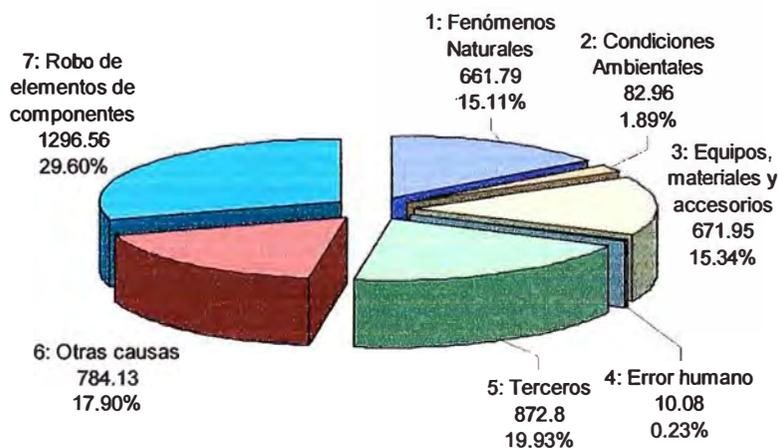


Fig. 5.10. Composición del registro por duración de fallas propias por tipificación según el Procedimiento Res. 091-2006-OS/CD

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

d) Por nivel de tensión y zona geográfica

Respecto a la ocurrencia de las interrupciones de las fallas forzadas propias, es decir, aquellas que originan interrupción de suministro, según el nivel de tensión y la zona geográfica donde se ubica la línea de transmisión, se aprecia de manera comparativa en las, Tablas N° 5.2 y 5.3 y las Fig. 5.11 y 5.12 siguientes, que la mayor ocurrencia de interrupciones se da en el nivel de tensión por debajo de los 75 kV, predominando aquellas originadas en la zona de sierra por fenómenos naturales; y en la costa y sierra por otras causas no clasificadas.

Tabla N° 5.2. Composición de registros de frecuencia de interrupciones por nivel de tensión y zona geográfica

Tipo Interrupción: Falla Propia									
Rango	Zona Geográfica	1: Fenómenos Naturales	2: Condiciones Ambientales	3: Equipos, materiales y accesorios	4: Error humano	5: Terceros	6: Otras causas	7: Robo de elementos de componentes	Total General
220 kV	Costa	5		5	1		15		26
	Sierra	11		1		2	6		20
	Selva	18		2		4	2		26
138 kV	Costa	1	10	4	3	17	30	3	68
	Sierra	51	1	5	1	7	22		87
	Selva	14	0	6	3	4	11	0	38
≥30 <75 kV	Costa	41	27	90	6	224	231	188	807
	Sierra	414	42	115	9	54	191	52	877
	Selva	10	0	6	0	10	14	0	40
Total General		565	80	234	23	322	522	243	1989

Tabla N° 5.3. Composición de registros de duración de interrupciones por nivel de tensión y zona geográfica

Tipo Interrupción: Falla Propia									
Rango	Zona Geográfica	1: Fenómenos Naturales	2: Condiciones Ambientales	3: Equipos, materiales y accesorios	4: Error humano	5: Terceros	6: Otras causas	7: Robo de elementos de componentes	Total General
220 kV	Costa	4.59	0	15.83	0.11	0	99.18	0	119.71
	Sierra	16.37	0	0.23	0	0.65	1.33	0	18.58
	Selva	4.3	0	0.43	0	1.25	0.32	0	6.3
138 kV	Costa	0.37	5.45	9.34	0.33	46.72	19.97	28.32	110.5
	Sierra	54.35	0.27	1.6	2.17	30.94	17.92	0	107.25
	Selva	3.04	0	12.75	1.52	9.93	15	0	42.24
≥30 <75 kV	Costa	164.69	65.46	346.73	2.02	679.58	392.21	918.82	2569.51
	Sierra	408.78	11.78	273.08	3.93	100.13	234.74	349.42	1381.86
	Selva	5.3	0	11.96	0	3.6	3.46	0	24.32
Total General		661.79	82.96	671.95	10.08	872.8	784.13	1296.56	4380.27

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Sin embargo respecto a la duración de las interrupciones, ha sido el robo de conductores, sobre todo en zona de la costa y en las líneas que no sobrepasan los 75 kV, la causa más grande de horas interrumpidas; seguida de aquellas ocasionadas por terceros.

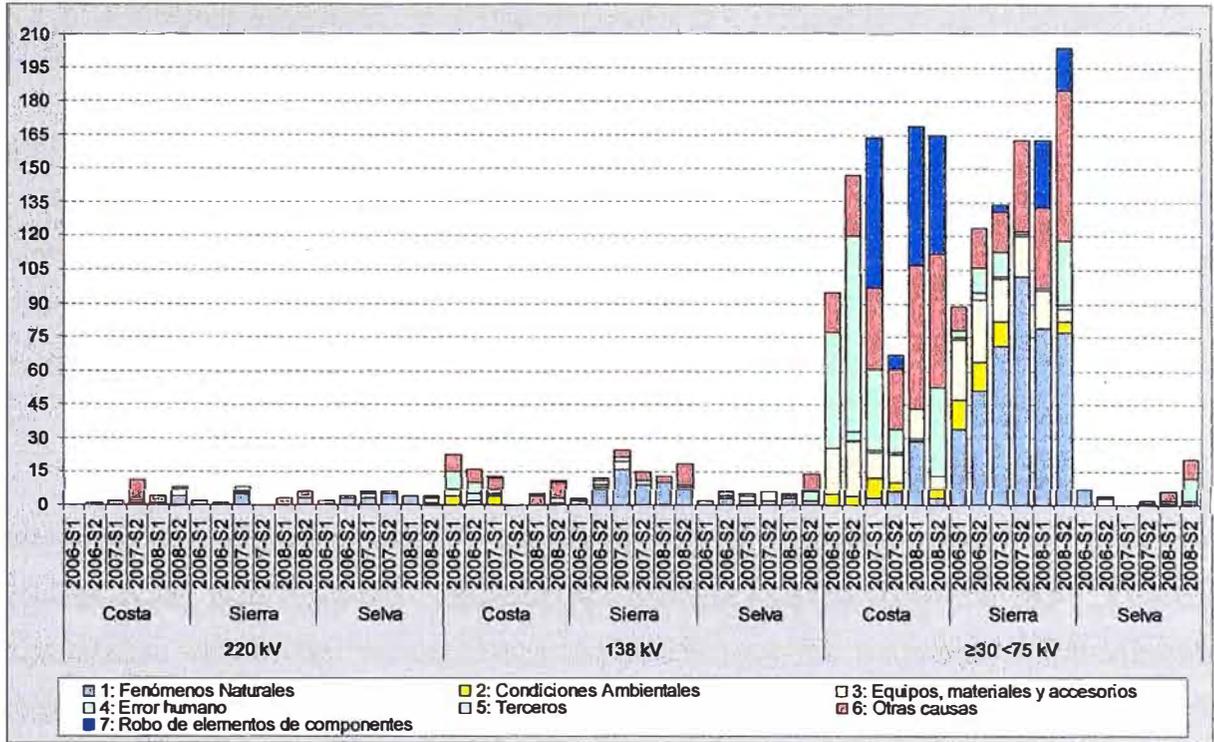


Fig. 5.11. Número de registros de fallas propias por nivel de tensión y zona geográfica.

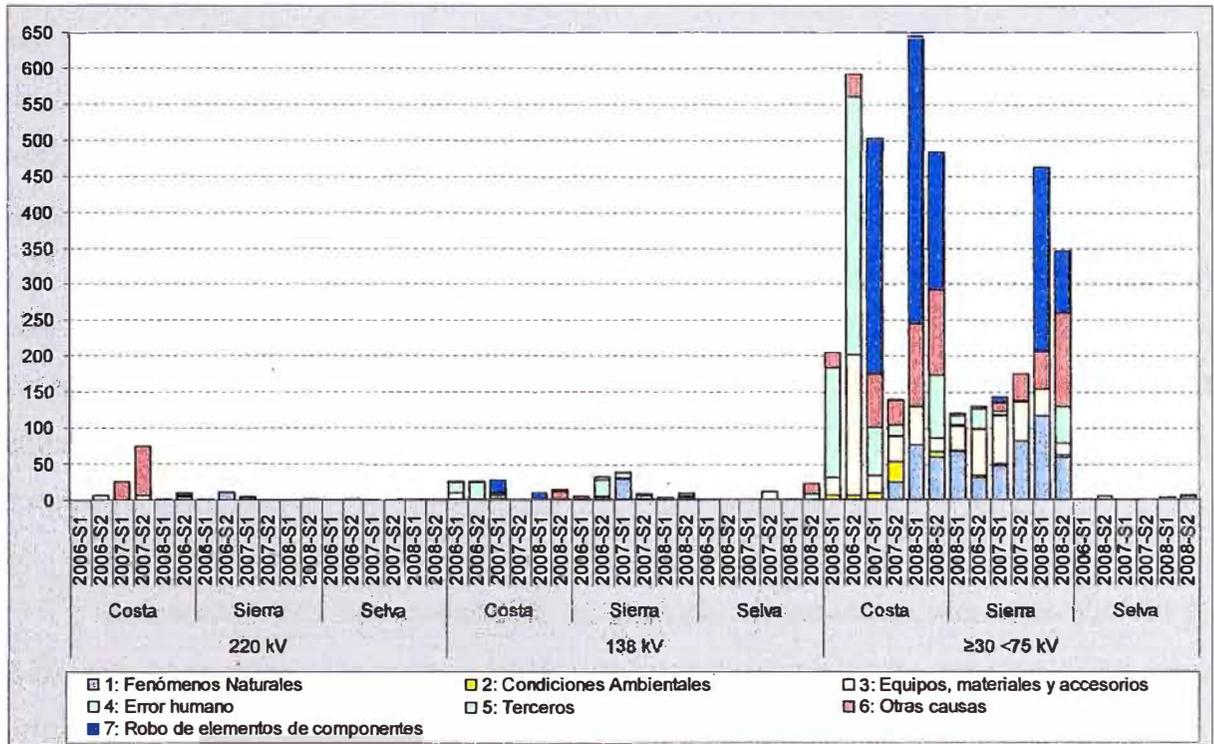


Fig. 5.12. Horas interrumpidas por fallas propias por nivel de tensión y zona geográfica.

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

5.1.2 En transformadores, auto transformadores y equipos de compensación

En la Tabla N° 5.4 se muestra un resumen del número y duración de todas las interrupciones de servicio eléctrico en transformadores, auto transformadores y equipos de compensación registradas por las empresas transmisoras, generadoras, distribuidoras y otras (clientes libres, mineras), en el sistema extranet SITRAE, como falla forzada o desconexión programada; tanto en número como en duración, a partir de marzo del 2006 hasta diciembre del 2008.

a) Por empresa

De la Tabla N° 5.4 y las Fig. 5.13 y 5.14 siguientes se observa que el total de las interrupciones registradas para transformadores, auto transformadores y equipos de compensación, entre forzadas y programadas, totalizan 7,241 registros con 28,401.09 horas acumuladas; donde las interrupciones registradas por las empresas de distribución Hidrandina, Electrocentro, Electrosur, Electrosurmedio, y Seal concentran el 47.49 % (3439) del total de registros en frecuencia y el 38.34 % (10,889 horas) en duración; las empresas generadoras Proyecto Especial Chavimochic, Cahua, Electroandes y Enersur, suman el 19.15 % (1,387) de registros en frecuencia y el 27.36 % (7,771.29) en duración; mientras que las empresas de transmisión Rep, Conenhua y Callalli alcanzan un 6.15 % (445) del total de registros en frecuencia y 13.12 % (3,725.74) en duración; siendo estas empresas las que poseen mayor registro de interrupciones.

De modo similar al caso de las líneas de transmisión, estas empresas también poseen un gran número de transformadores, auto transformadores y equipos de compensación reactiva, lo cual hace que sus registros sean mayores en relación a las otras empresas supervisadas, lo que, dicho nuevamente, no justifica la cantidad de interrupciones y duración involucrada.

b) Por tipo de concesión

Respecto al tipo de concesión de las empresas supervisadas, según las Fig. 5.15 y 5.16, son las instalaciones de transmisión de los concesionarios de distribución donde se originan la mayor parte de las interrupciones, con un total de 4,506 registros (62.23 %), seguido de las instalaciones de generación con 1,503 registros (20.76 %), las instalaciones de transmisión con 620 registros (8.56 %) y con 612 registros (8.45 %) otras empresas supervisadas (mineras, industriales, etc.). Respecto a las horas de interrupciones, las distribuidoras registraron 12,126.86 horas (59.11 %), las generadoras 4,686.39 horas (22.84 %), las transmisoras 2,165.34 horas (10.55 %) y el resto 1,537.73 horas (7.50 %).

Tabla N° 5.4. Total de interrupciones en transformadores, auto transformadores y equipos de compensación.

Empresa / Semestre		Frecuencia de interrupciones / desconexiones (#)							Duración de interrupciones / desconexiones (horas)						
		2006 S1	2006 S2	2007 S1	2007 S2	2008 S1	2008 S2	Total general	2006 S1	2006 S2	2007 S1	2007 S2	2008 S1	2008 S2	Total general
Transmisora	Conenhua	11	24	10	13	9	10	77	73.6	805.2	45.5	59.41	22.28	85.55	1091.55
	Etenorte					2	2	4					4.4	17.99	22.39
	Eteselva	3	2		1	1		7	21.87	3.4		11.52	0.4		37.19
	Isa	3	7	10	25	11	16	72	0.87	2.23	13.76	36.48	12.65	20.61	86.6
	Peot			10	18	10	10	48			44.42	61.61	43.34	44.49	193.86
	Redesur	1	1					2	1.62	6.04					7.66
	Rep	22	47	41	68	53	58	289	227.9	166.3	170.6	380.2	141	279.3	1365.3
	Transmisión Callalli	1		10	18	27	23	79	1103		5.11	21.08	119	20.39	1268.89
	Transmisión Guadalupe	6	5	7	2	8	10	38	19.25	16.48	45.22	0.54	15.05	39.44	135.98
Transmisora Norperuana						4	4						1.58	1.58	
Total Transmisora	47	86	88	145	121	133	620	1448	999.6	324.6	570.8	358.1	509.4	4211	
Generadora	Cahua	23		15	37	55	68	198	20.23		25.71	22.87	557.3	37.98	664.06
	Edegel	1	1	1	1	3	1	8	0.52	2.07	0.28	0.15	3.89	63.75	70.66
	Eepsa				4			4				4.43			4.43
	Egasa			1	4			5			0.47	25.33			25.8
	Egamsa	6	4	9	4	3	2	28	10.16	6.15	10.63	3.06	23.51	6.19	59.7
	Egenor		3		4			7		19.45		17.31			36.76
	Egesur	2	3	3	2	4	12	26	6.09	9	21.2	1.7	1.47	25.56	65.02
	Electroandes	10	12	6	21	61	45	155	52.2	43.22	62.21	81.69	216.3	242.7	698.3
	Electroperú	9	4			12		25	2.61	15.56			14.41		32.58
	Enersur	3	14		3		3	23	29.3	2389		10.15		5.18	2433.33
	Proyecto Chavimochic	2		107	338	256	308	1011	1.55		437	671.6	1338	1527	3975.6
	Shougesa	1			5			6		8		43.34			51.34
	Sinersa			1	6			7			0.38	1.42			1.8
Total Generadora	57	41	143	429	394	439	1503	130.7	2484	557.9	883	2155	1908	8119.38	
Distribuidora	Adinelsa			8	5	8	10	31			25.3	14.38	11.17	48.87	99.72
	Coelvisac	5	2	2	5	6	3	23	29.77	10.75	16.68	62.17	15.88	28.15	163.4
	Edecañete	6	2	10	2	2	2	24	35	6	26.57	24.53	22	4.56	118.66
	Edelnor		1	3	6	11	9	30		8.47	1.89	7.14	14.86	19.39	51.75
	Electrocentro	29	50	40	192	152	304	767	81.65	766.9	111.2	333.6	425.1	839.6	2557.9
	Electronoroeste	3	3	67	41	14	14	128	118.2	0.54	157.7	103.9		6.49	386.76
	Electronorte		11	11	27	25	38	112		25.61	28.1	44.5	51.27	158.9	308.39
	Electropuno			18	60	40	42	160			9.24	59.38	30.57	70.42	169.61
	Electroriente	16	9		5	6	37	73	14.52	16.55		9.47	7.72	50.85	99.11
	Electrosur	44	44	88	87	157	156	576	130.6	165.6	425.6	424.5	747.9	474	2368.21
	Electrosureste	2	3	7	80	65	72	229	4.35	10.5	5.36	112	92.29	129.7	354.28
	Electrosurmedio	43	62	38	127	61	87	418	179.7	277.7	182.9	449.4	287.2	537.6	1914.58
	Electrocayali	5	32	39	47	25	37	185	8.3	29.61	86.9	24.53	37.64	28.3	215.28
	Hidrandina	119	42	176	349	308	275	1269	237.4	34.94	444.2	671.8	768.1	682.3	2838.78
	Luz del Sur	2	6	5	24	21	14	72	11.67	12.75	17.15	67.01	117.6	44.53	270.7
	Seal	54	49	77	62	81	86	409	182.5	193.8	255.8	205.8	187.3	184.8	1209.98
	Total Distribuidora	328	316	589	1119	968	1186	4506	1034	1560	1795	2614	2817	3308	13127.1
Otra	Aceros Arequipa				1		1	2			361.4			10	371.36
	Arasi						10	10						69.96	69.96
	Cemento Andino		7		5	2	1	15		23.23		16.45	18.16	1.87	59.71
	Compañía Minera Raura					21	11	32					13.95	11.02	24.97
	Doe Run			5	15	10	6	36			38	125.2	38.38	685.6	887.17
	Funsur						3	3						16.95	16.95
	Industria Textil Piura						1	1						8.33	8.33
	Ipen			2	3			5			16	29.5			45.5
	Minas Buenaventura	7	2	11	11	8	4	43	19.21	1	47.3	15.92	43.92	29.36	156.71
	Minera Antamina				44	20	16	80				51.65	37.68	53.63	142.96
	Minera Atacocha				16	9	37	62				17.55	5.68	26.51	49.74
	Minera Aurífera Retamas				17	7		24					46.57	12.57	59.14
	Minera Austria Duvaz	3		2	7	1	1	14	12.33		2.09	25.71	7.05	3.33	50.51
	Minera Banick			3		2	7	12			0.44		0.9	3.73	5.07
	Minera Cerro Verde				2	12	2	16				14	93.69	21.12	128.81
	Minera Los Quenuales					3	6	9				10.65	38.84		49.49
	Minera Milpo			4	2	5	4	15			15.61	14.85	13.51	12.62	56.59
	Minera Pampa de Cobre						1	1							0.97
	Minera Poderosa			8	13	11	8	40			58.4	7.83	8.68	4.64	79.55
	Minera Volcán					8		8					58.58		58.58
	Minsur			1	2			3		0.27		0.85			1.12
	Praxair Perú					3	3	6					57.28	27.32	84.6
	Quimpac						3	3						3.5	3.5
	Sedacusco			24	29	12	7	72			30.62	68.85	154.4	37.55	291.46
	Shougesa					1	1	2					0.33	2.92	3.25
	Southern Perú	9	11	20	12	16	16	84	39.06	36.09	29.66	15.06	16.2	38.91	174.98
	Tren Eléctrico					2	1	3					9.06	7.83	16.89
Xstrata Tintaya					1		1					0.72		0.72	
Yura					4	6	10					8.87	36.14	45.01	
Total Otra	19	21	79	162	168	163	612	70.6	60.59	238.1	764.7	644.3	1165	2943.6	
Total general	451	464	898	1855	1651	1921	7241	2683	5104	2915	4833	5974	6892	28401.1	

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

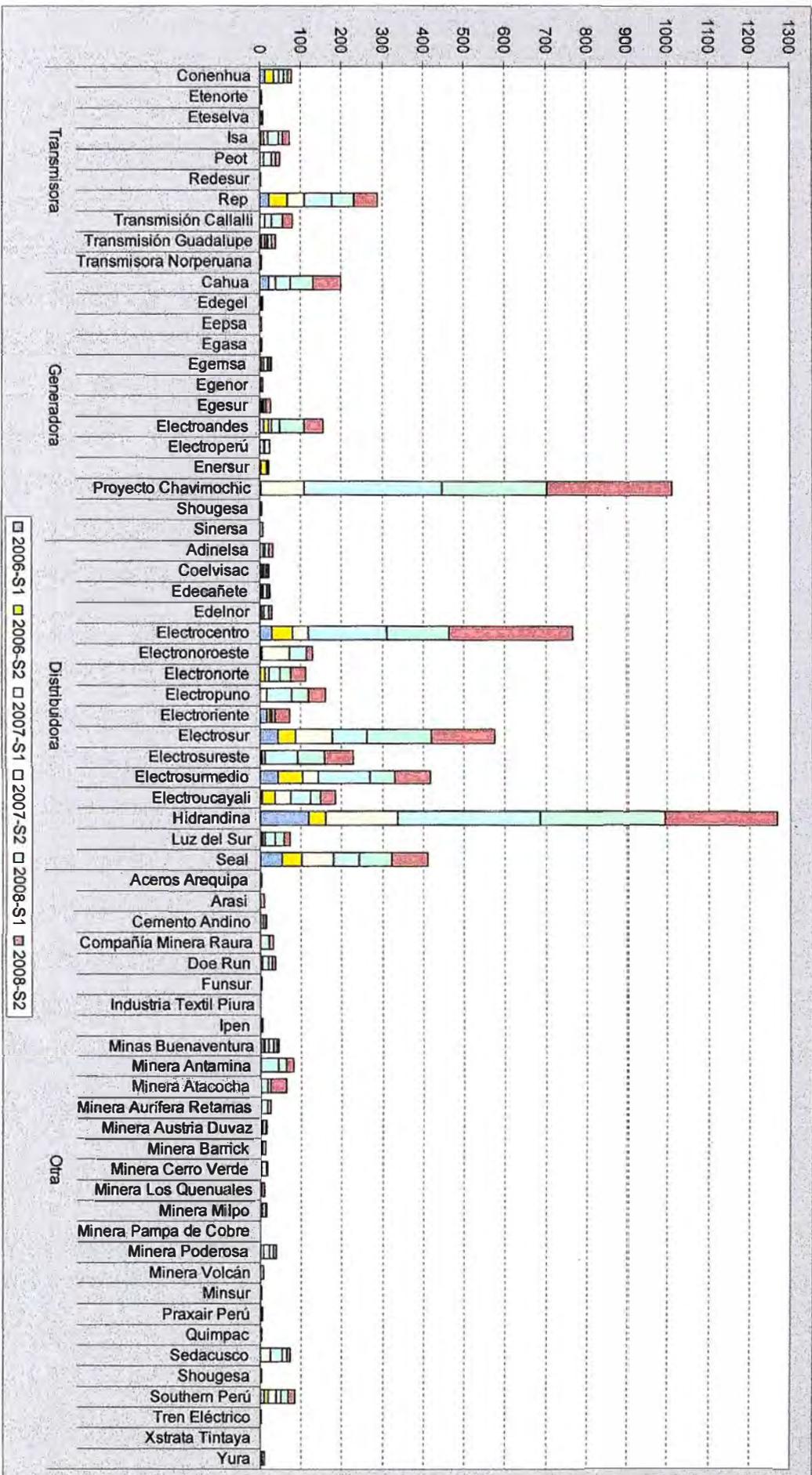


Fig. 5.13: Frecuencia de ocurrencia (número) de interrupciones en transformadores, auto transformadores y equipos de compensación reactiva.
Fuente: OSINERGMIN
Elaboración: Propia

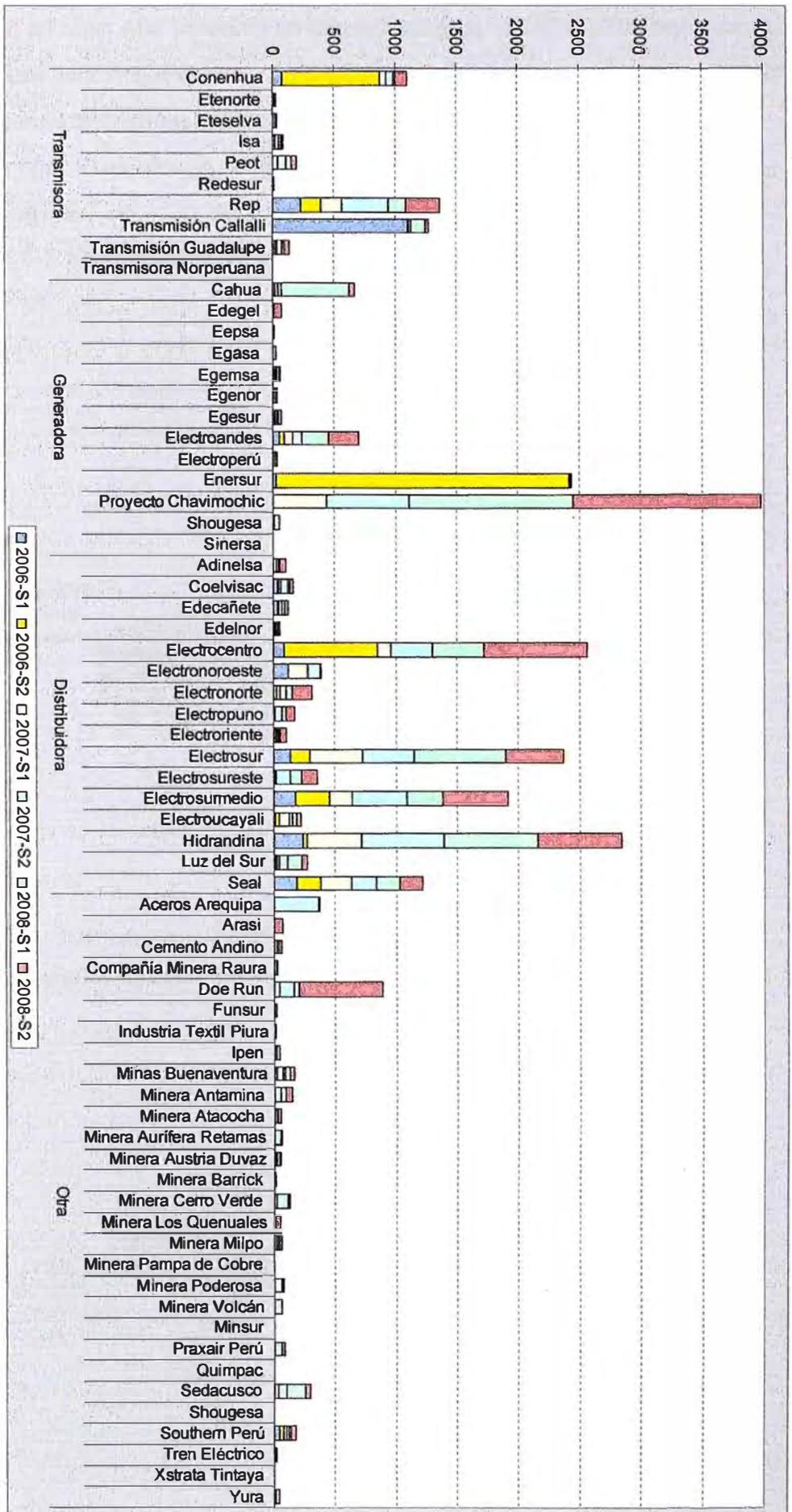


Fig. 5.14. Duración (horas) de interrupciones en transformadores, auto transformadores y equipos de compensación reactiva.
Fuente: OSINERGMIN
Elaboración: Propia

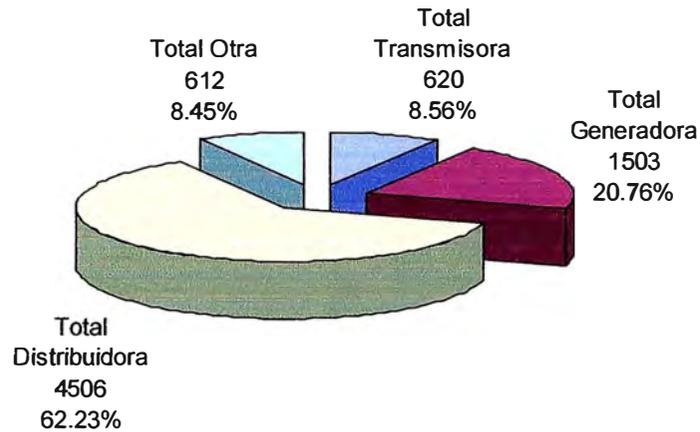


Fig. 5.15. Porcentaje (%) de registros de frecuencia en transformadores, auto transformadores y equipos de compensación por tipo de concesión

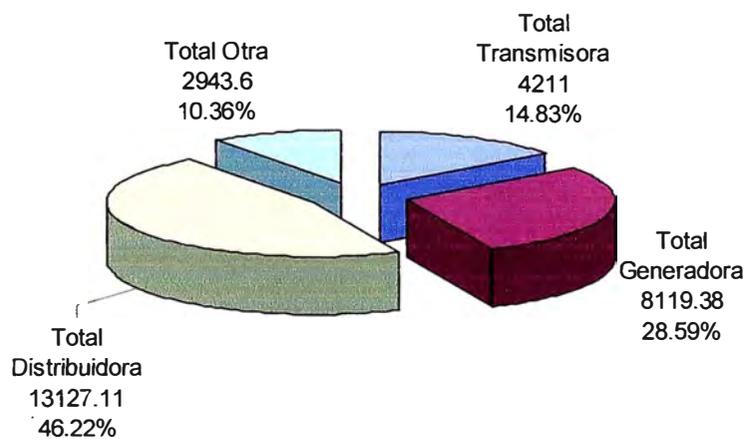


Fig. 5.16. Porcentaje (%) de horas interrumpidas en transformadores, auto transformadores y equipos de compensación por tipo de concesión

Fuente: OSINERGMIN
Elaboración: Propia

c) Por tipo de interrupción y por causa de interrupción

Por su causa, el origen de las interrupciones se clasifican en Forzadas y Programadas; y dentro de las Forzadas en dos tipos: falla propia y falla externa.

En las Fig. 5.17 y 5.18 se muestran comparativamente la magnitud del número de interrupciones y su duración, y clasificadas de acuerdo a su causa para el caso específico de las fallas propias, tanto en número como en duración, a lo largo de los seis semestres en evaluación.

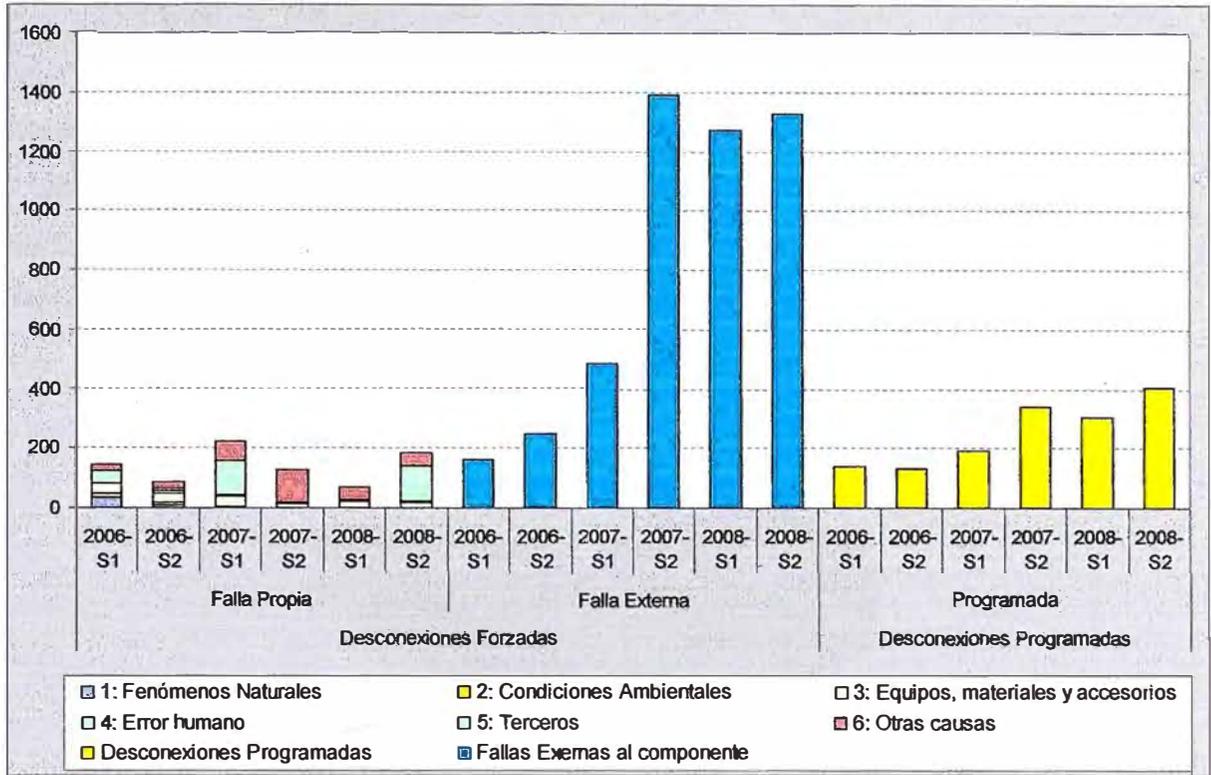


Fig. 5.17. Número de registros por tipo de interrupción y por causa

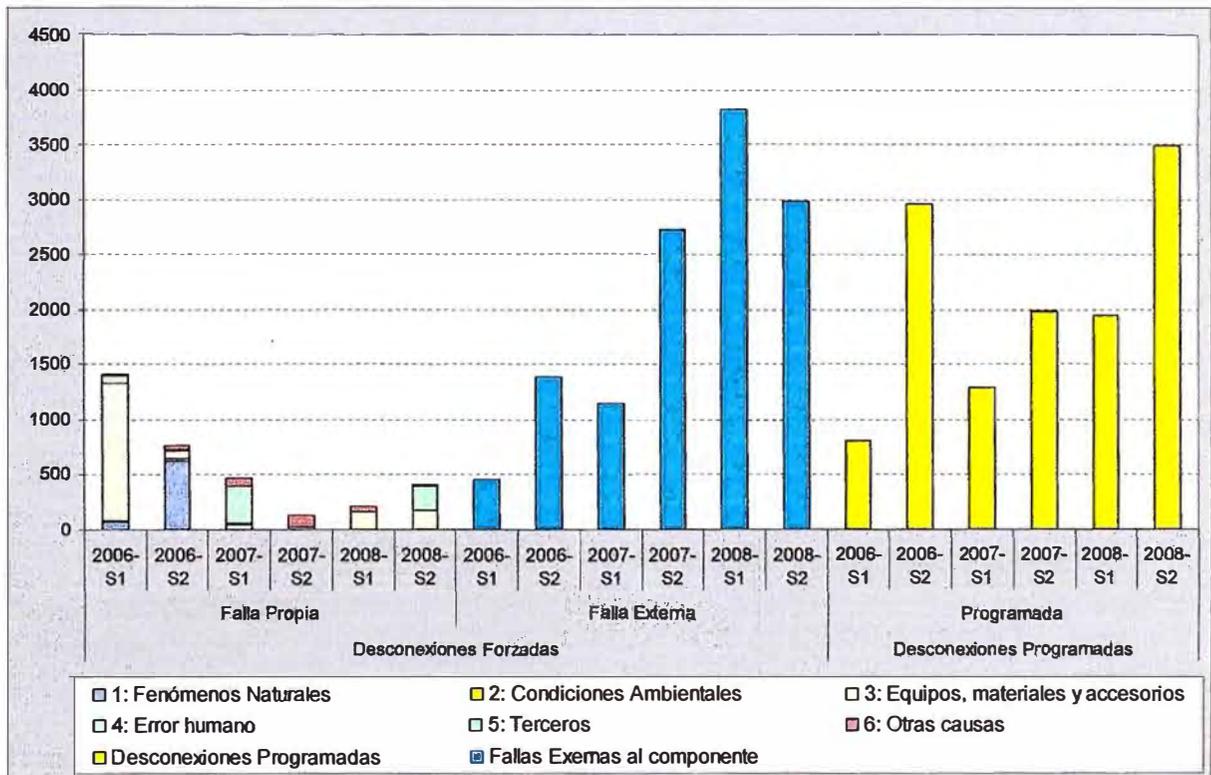


Fig. 5.18. Horas interrumpidas por tipo de interrupción y por causa.

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Del total de interrupciones registradas para los seis semestres de evaluación, se tienen 1,518 registros de interrupciones programadas (20.96 %), 836 registros de fallas forzadas propias (11.55 %) y 4,887 registros de fallas forzadas externas (67.49 %). En cuanto a su duración las interrupciones programadas registran 12,486.80 horas (43.97 %), las fallas forzadas propias 3,401.83 horas (11.98 %) y las fallas externas 12,512.46 horas (44.06 %), lo cual se aprecia en las Fig. 5.19 y 5.20 siguientes.

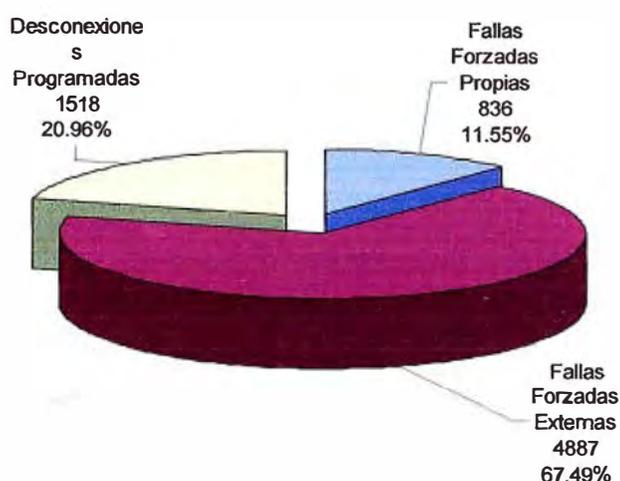


Fig. 5.19. Porcentaje (%) de registros de frecuencia por tipo de interrupción

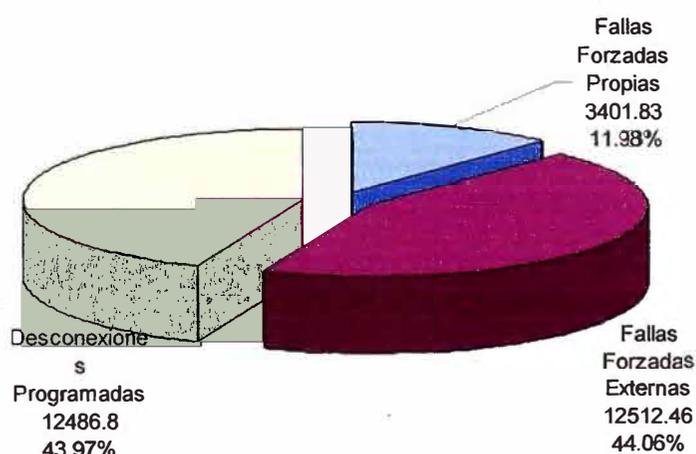


Fig. 5.20. Porcentaje (%) de registros de horas interrumpidas por tipo de interrupción

Fuente: OSINERGMIN
Elaboración: Propia

De acuerdo a su causa, las fallas forzadas propias están tipificadas de acuerdo al Procedimiento en: 1) Fenómenos Naturales 2) Condiciones Ambientales 3) Equipos, materiales y accesorios 4) Error humano 5) Terceros 6) Otras causas.

En las Fig. 5.21 y 5.22 siguientes, se muestra la composición del número y duración de interrupciones por falla forzada propia, donde se tiene que 310 (37.08 %) de las interrupciones del suministro eléctrico a clientes finales tuvo como origen otras causas

no clasificadas, 280 (33.49 %) en terceros, 158 (18.90 %) en equipos, materiales y accesorios; 46 (5.5 %) en fenómenos naturales, 23 (2.75 %) en condiciones ambientales y 19 (2.27 %) en error humano. En cuanto a la duración de las interrupciones se tiene que 1,736.87 (51.06 %) de horas interrumpidas ha sido por equipos materiales y accesorios, 696.15 horas (20.46 %) por fenómenos naturales, 650.56 horas (19.12 %) por terceros, 277.67 horas (8.16 %) corresponde a otras causas no clasificadas, 31.29 horas (0.92 %) a condiciones ambientales y 9.29 horas (0.27 %) a error humano.

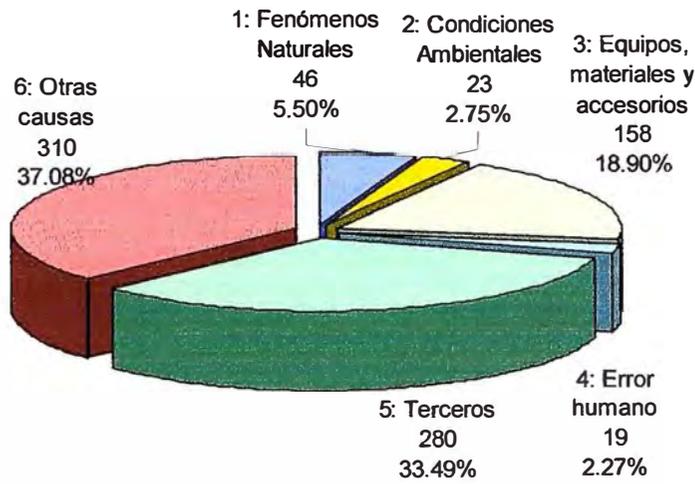


Fig. 5.21. Composición del registro por número de fallas propias por tipificación según Procedimiento Res. 091-2006-OS/CD

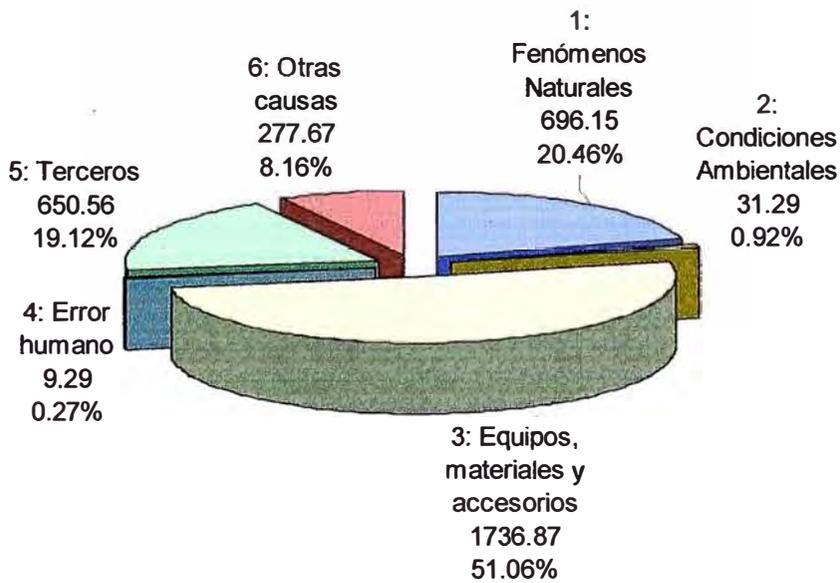


Fig. 5.22. Composición del registro por duración de fallas propias por tipificación según Procedimiento Res. 091-2006-OS/CD

d) Por nivel de tensión y zona geográfica

Respecto a la ocurrencia de las interrupciones de las fallas forzadas propias, es decir, aquellas que originan interrupción de suministro, según el nivel de tensión y la zona geográfica donde se ubica el equipamiento de subestaciones, se aprecian de manera comparativa en las Fig. 5.23 y 5.24, y las Tablas N° 5.5 y 5.6 siguientes, que la mayor ocurrencia de interrupciones se da en el nivel de tensión por debajo de lo 75 kV en la costa y sierra, predominando aquellas originadas por terceros y por causas desconocidas no clasificadas. Del mismo modo se observa también que en el nivel de 220 kV en la zona de selva las interrupciones son escasas.

Tabla N° 5.5. Composición de registros de frecuencia de interrupciones por nivel de tensión y zona geográfica

Tipo de Interrupción: Falla Propia								
Rango	Zona Geográfica	1: Fenómenos Naturales	2: Condiciones Ambientales	3: Equipos, materiales y accesorios	4: Error humano	5: Terceros	6: Otras causas	Total General
220 kV	Costa	0	0	1	0	1	5	7
	Sierra	0	0	2	0	0	2	4
	Selva	0	0	0	0	0	0	0
138 kV	Costa	0	0	7	3	5	24	39
	Sierra	1	1	17	3	9	21	52
	Selva	0	0	2	1	6	3	12
≥30 <75 kV	Costa	9	9	63	9	110	118	318
	Sierra	36	13	66	3	139	133	390
	Selva	0	0	0	0	10	4	14
Total General		46	23	158	19	280	310	836

Tabla N° 5.6. Composición de registros de duración de interrupciones por nivel de tensión y zona geográfica

Tipo de Interrupción: Falla Propia								
Rango	Zona Geográfica	1: Fenómenos Naturales	2: Condiciones Ambientales	3: Equipos, materiales y accesorios	4: Error humano	5: Terceros	6: Otras causas	Total General
220 kV	Costa	0	0	63.75	0	0.08	11.47	75.3
	Sierra	0	0	4.12	0	0	1.24	5.36
	Selva	0	0	0	0	0	0	0
138 kV	Costa	0	0	6.4	0.72	9.14	17.81	34.07
	Sierra	0.53	0.07	118.83	0.23	10.3	9.91	139.87
	Selva	0	0	9.17	1.07	2.84	2.86	15.94
≥30 <75 kV	Costa	13.96	28.73	297.3	5.74	388.6	118.16	852.49
	Sierra	681.66	2.49	1237.3	1.53	236.48	108.57	2268.03
	Selva	0	0	0	0	3.12	7.65	10.77
Total General		696.15	31.29	1736.87	9.29	650.56	277.67	3401.83

Fuente: OSINERGMIN
Elaboración: Propia

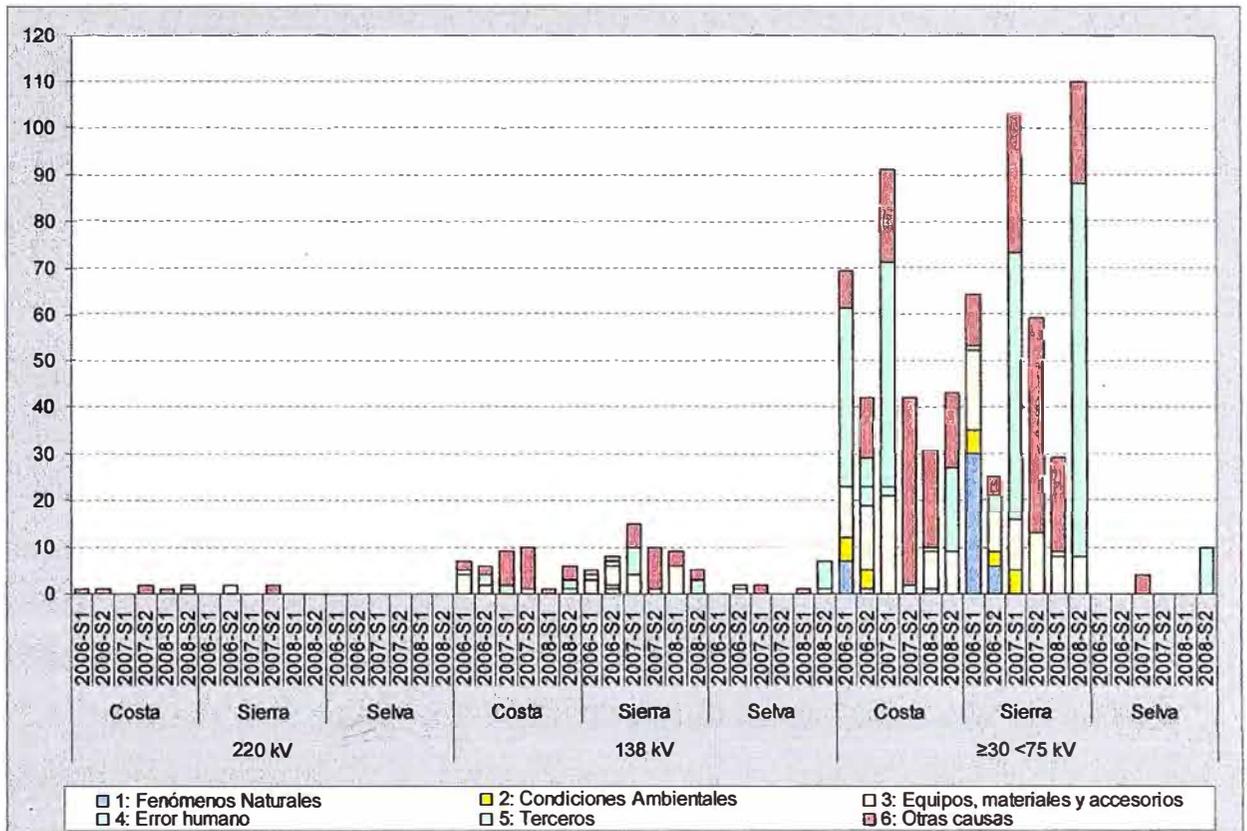


Fig. 5.23. Número de registros de fallas propias por nivel de tensión y zona geográfica.

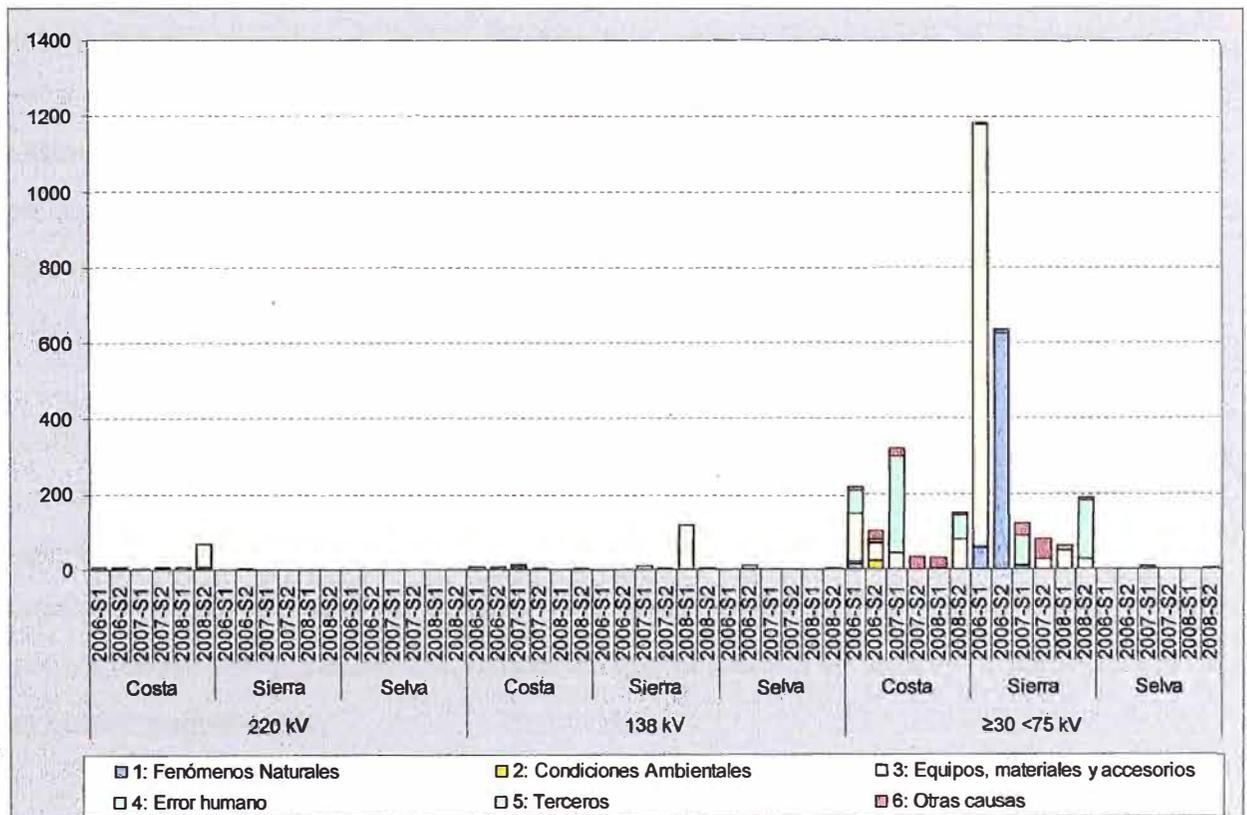


Fig. 5.24. Horas interrumpidas por fallas propias por nivel de tensión y zona geográfica.

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Sin embargo en cuanto a la duración de estas interrupciones, las originadas en equipos materiales y accesorios ocasionaron mayor tiempo de interrupción (51.06 %), siguiéndoles las ocasionadas por: fenómenos naturales (20.46 %), terceros (19.12%), otras causas (8.16 %), condiciones ambientales (0.92 %) y error humano (0.27 %).

5.1.3 Comentarios

En un inicio se supervisó a 61 empresas, y a finales del año 2008, se tenía que el número de empresas supervisadas era de 80, lo que aparentemente ha hecho aumentar el número de registros de interrupciones y/o desconexiones totales por semestre, ello sumado a que el Procedimiento de Supervisión entró en aplicación en marzo del 2006, con la resistencia inicial de las empresas supervisadas, y el tiempo que tomó el conocimiento y asimilación del Procedimiento y del sistema FTP, en un inicio, y luego el sistema extranet SITRAE.

Si bien no se aprecia una tendencia totalmente descendente en los gráficos y cuadros presentados, ello se debe a que aún no se ha alcanzado el grado de sinceramiento deseado por parte de las empresas supervisadas, en cuanto al registro correcto y oportuno de las interrupciones presentadas en sus instalaciones de transmisión. Junto a ello se ha notado que existe desconocimiento del Procedimiento de Supervisión, en algunos casos, y mala interpretación de él, en otros, debido a que el personal encargado de reportar la información es rotado continuamente, no logrando una verdadera compenetración con el procedimiento, o que existen muchas personas encargadas de realizar estos registros con distintos criterios, lo cual provoca errores en la declaración de información registrada en el sistema extranet.

En general, preocupa la gran cantidad de información registrada como causas no conocidas o no clasificadas, al igual que las registradas como ocasionadas por terceros, lo que nos lleva a pensar que hay una tendencia de las empresas y de los responsables de reportar la información correspondiente a las interrupciones, por parte de ellas, de no asumir la responsabilidad de la falla y de tratar de desviarla o disminuirla en alguna manera, talvez por el grado de identificación que tienen con su empresa y con el ánimo de no querer perjudicarla.

Se ha observado diferentes criterios por parte de las empresas supervisadas, en cuanto a la interpretación del Procedimiento de Supervisión, sobre todo a la hora de efectuar los registros de desconexiones y/o interrupciones.

5.2 Reporte de máximas demandas de transformadores y máximas cargas de líneas de transmisión

La creciente demanda en los diferentes sistemas eléctricos y a la necesidad de supervisar el buen funcionamiento y disponibilidad de la capacidad necesaria para satisfacer adecuadamente dicha demanda, ha creado la necesidad de realizar una evaluación continua del buen funcionamiento del equipamiento destinado a transportar la potencia requerida por los usuarios del servicio eléctrico.

Por ello, a efecto de mejorar el proceso de supervisión de la calidad de suministro de energía eléctrica a los usuarios del servicio de electricidad, se ha previsto dentro del procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión, el registro y reporte mensual a través del Anexo N° 3, por parte de las empresas operadoras de sistemas de transmisión, de las máximas demandas de transformadores y máximas cargas de líneas de transmisión.

OSINERGMIN evalúa la tendencia de las potencias que se transportan y transforman a través de las líneas de transmisión y transformadores, con la finalidad de detectar la sobrecarga y la saturación de las capacidades nominales de dichos componentes, y verificar que las empresas concesionarias de electricidad de manera oportuna efectúen las medidas correctivas técnicas requeridas para reforzar o repotenciar las instalaciones existentes, buscando con ello garantizar la calidad de suministro y del producto a los usuarios del servicio de electricidad.

5.2.1 Máximas Demandas de Transformadores de Potencia

En la Tabla N° 5.7, se muestra la relación de transformadores, que en el período de enero 2008 a diciembre 2008, se identificó que están operando sobre el 100 % de su carga nominal declarada.

Otros transformadores próximos a alcanzar su máxima capacidad nominal declarada, superando el 95% de su capacidad nominal, se muestran en la Tabla N° 5.8.

5.2.2 Máximas Cargas en Líneas de Transmisión

En la Tabla N° 5.9, se muestra la relación de líneas de transmisión identificadas que están operando congestionadas, superando el 100 % de su carga nominal.

Otras líneas de transmisión que se han identificado que están operando cercanas a su capacidad nominal, superando el 95% de su capacidad nominal, se muestran en la Tabla N° 5.10.

Tabla N° 5.7. Transformadores, auto transformadores y equipos de compensación reactiva que operan por encima de su capacidad nominal.

Tipo de Empresa	Empresa	Subestación	Código de Equipo	Rel. Transf. (kV)	Potencia Nominal (MVA)	% de Carga Nominal	
Transmisora	Red de Energía del Perú	GUADALUPE	T13-261	220/60/10	22.5/22.5/7.5	100.98%	
		HUANUCO	T55-21	22.9/10	4/4	100.25%	
		JULIACA	T54-61	60/10	5.5/5.5	110.91%	
		QUENCORO	T47-131	132/34.5/10.5	10/37	101.07%	
		TINTAYA	T44-11	138/10	20/20	102.99%	
		TRUJILLO NORTE	T25-11	138/8	25/25	109.45%	
Generadora	Edegel	CHIMAY	Trafo 220/13.8 kV	220/12.5	85/85	100.41%	
		HUINCO	Gr-1	220/12.5	85/85	111.68%	
			Gr-2	220/12.5	85/85	102.53%	
			Gr-3	220/12.5	85/85	105.33%	
			Gr-4	60/10	30/30	103.59%	
		MOYOPAMPA	Gr-1	60/10	30/30	110.20%	
		MOYOPAMPA	Gr-2	60/10	30/30	121.42%	
		VENTANILLA	TG-3	220/16	215/215	107.85%	
		VENTANILLA	TG-4	220/16	260/260	106.04%	
		VENTANILLA	TV	33.6/5.3	6	115.54%	
	Egasa	CHARCANI IV	T40-1	33.6/5.3	6	101.34%	
			T40-2	33.6/5.3	6	104.76%	
			T40-3	142/13.8	57	100.39%	
	Electroandes	Oroya Nueva	BTP01-0001	220/13.8	48.2	103.05%	
	San Gabán	S.E. SAN GABAN II	01GTA001TP	13.8/146	62.5	105.80%	
			02GTA001TP	58/10.5	25	104.47%	
Distribuidora	Edelnor	CANTO GRANDE	TR 1 60/10	58/10.5	25	106.19%	
			CHAVARRIA	TR 1 60/10	200/62.5/10	180/180/60	110.35%
			TR 2 60/10	60/10	25	100.32%	
			TR 3 60/10	60/10	25	105.51%	
			INFANTAS	TR 1 60/10	60/10	25	104.87%
			TR 2 60/10	60/10.5	25	108.67%	
			JICAMARCA	TR 1 60/10	58/10.5	25	111.60%
		MIRONES	TR 1 60/10	58/10.5	25	104.87%	
			TR 2 60/10	64.3/10.5	25	102.37%	
			TR 3 60/10	58/10.5	25	106.24%	
		PANDO	TR 2 60/10	58/10.5	25	103.32%	
		S. ROSA NUEVA	TR 2 220/60	60/10	25	107.23%	
	Electroriente	C.T. IQUITOS	T-01	60/22.9/10	10/10	108.11%	
			SANTA ROSA	T-02	60/10	5.5	106.21%
	Electrosureste	CHALHUANCA	TA01	34.5/10.5	2.5	108.92%	
			URUBAMBA	TA01	33/10	0.75	115.78%
	Hidrandina	S.E. CAJAMARCA	TP 6019	60/10	15/15	123.49%	
		S.E. TRUJILLO SUR	TP A026	138/10	30/30	127.01%	
	Luz del Sur	BALNEARIOS	Z-T3 220/60 kV	220/60/10	120/120/40	110.23%	
			INGENIEROS	IG-T1 60/22.9/10 kV	60/22.9/10	120/120/120	101.18%
		NEYRA	U-T2 60/10 kV	60/10	25	104.42%	
			U-T3 60/10 kV	60/10	25	105.69%	
		SALAMANCA	SL-T2 60/10 kV	60/10	25	101.40%	
		San Juan	SJ-T1 220/60 kV	220/60/10	90/90/30	100.00%	
	VILLA MARIA	VM-T1 60/10 kV	60/10	25	106.25%		
		VM-T2 60/10 kV	60/10	25	106.60%		
	Otros	Cía. Minera Casapalca	CASAPALCA	TR1	48/12.6	7.5/7.5	155.98%
		Cía. Minera Milpo	MILPO	1-TP-002	46/13.2	50	108.74%
Doe Run		SE DE ZINC	901	50/11	1	100.00%	
Minera Atacocha		ATACOCHA	BCO-B	48.3/4.2	2/2	102.00%	
Minera Los Quenuales		San Antonio	TFP-201	48/4.2	2.4	118.27%	

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Tabla N° 5.8. Transformadores, auto transformadores y equipos de compensación reactiva que están próximo a operar por sobre su capacidad nominal.

Tipo de Empresa	Empresa	Subestación	Código de Equipo	Rel. Transf. (kV)	Potencia Nominal (MVA)	% de Carga Nominal	
Transmisora	Etenorte	HUALLANCA	TR15MVA	138/66	20	97.16%	
	Red de Energía del Perú	CHICLAYO OESTE	T24-61	60/8	25/25	99.86%	
		GUADALUPE	T17-261	220/60/10	22.5/22.5/7.5	99.65%	
		JULIACA	T52-61	60/10	12/12	97.45%	
		PIURA OESTE	T15-261	220/60/10	40/40/24	94.05%	
			T32-261	220/60/10	40/40/24	93.69%	
	TRUJILLO NORTE	T29-121	138/24/10.5	14/5/13	98.83%		
Transmisora Guadalupe	Cementos Pacasmayo	TRF1-T1	10/60	20	98.10%		
Generadora	Edegel	CALLAHUANCA	Gr-1	10/60	20	99.62%	
			Gr-2	10/60	20	99.99%	
			Gr-3	8/60	44.1	99.30%	
			Gr-4	220/13.8	56/56	97.72%	
		MOYOPAMPA	Gr-3	220/13.8	140/140	96.16%	
		SANTA ROSA	Trafo West	220/16	215/215	98.56%	
	Egasa	CHARCANI V	T50-1	142/13.8	57	98.59%	
			T50-2	142/13.8	57	99.13%	
			T50-3	220/50/13.8	100/100/33	99.03%	
	Enersur	YUNCAN	MTr2	13.8/146	62.5	95.36%	
Distribuidora	Edelnor	BARSÍ	TR 1_60/10	58/10.5	25	97.48%	
			TR 2_60/10	58/10.5	25	96.56%	
		CANTO GRANDE	TR 2_60/10	60/10	25	96.59%	
		CHAVARRIA	TR 2_220/60	60/10	25	96.13%	
		JICAMARCA	*TR 1_60/10	60/10	25	97.68%	
		PERSHING	TR 1_60/10	58/10.5	25	97.71%	
			TR 2_60/10	200/62.5/10	120/120/40	96.46%	
		TOMÁS VALLE	TR 3_60/10	10/60	14	99.34%	
	Electroriente	GERA	T-31	60/10	14	98.88%	
	Electropuno	Bellavista	T0101	60/22.9/10	7/7/2	98.84%	
	Electronorte	CHICLAYO NORTE	TP6004	60/10	14/14	95.44%	
	Electrosur	PARQUE INDUSTRIAL	PIT1	65/10.5	10	96.00%	
		YARADA	YAT1	66/10.5	3	98.17%	
	Hidrandina	CHIMBOTE NORTE	TP A001	138/13.8	21	96.82%	
		TRUJILLO SUR	TP 3015	33/10	5	95.23%	
	Luz del Sur	BALNEARIOS	Z-T2 220/60 kV	220/60/10	78/78/26	97.52%	
			Z-T2 60/10 kV	60/10	25	96.91%	
			Z-T3 60/10 kV	60/10	25	98.60%	
			Z-T4 220/60 kV	220/60/10	180/180/60	95.18%	
		BARRANCO	B-T1 60/10 kV	60/10	25	95.65%	
		CHORRILLOS	CH-T1 60/10 kV	60/10	25	96.14%	
		LURIN	L-T2 60/22.9/10 kV	60/22.9/10	25/15/25	98.88%	
		PUENTE	A-T1 60/10 kV	60/10	25	97.47%	
			A-T2 60/10 kV	60/10	25	97.12%	
			A-T3 60/10 kV	60/10	40	95.44%	
		SALAMANCA	SL-T1 60/10 kV	60/10	25	96.89%	
	San Juan	SJ-T2 220/60 kV	220/60/10	90/90/30	98.54%		
	Otros	Cemento Andino	CONDORCOCHA	TRN00072	138/6.9/2.4	15/15/7.5	95.70%
		Doe Run	SE MAYUPAMPA	T1	50/2.4	0.9	98.68%
Quimpac		QUIMPAC	230203-01	58/10	9.6	98.50%	
Yura		YURA	TP-01	31.5/6.3	18	95.66%	

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Tabla N° 5.9. Líneas de Transmisión que están operando por encima de su capacidad nominal.

Tipo de Empresa	Empresa	Subestación de Salida - Subestación de Llegada	Código de Línea de Transmisión	Tensión Nominal (kV)	Potencia de Transporte (MVA)	% de Carga Nominal
TRANSMISORA	ISA	CARHUAMAYO - PARAGSHA	L2258	220	150	125.13%
	REP	CAMPO ARMIÑO - HUAYUCACHI	L-2220	220	152	107.77%
		CHIMBOTE 1 - PARAMONGA NUEVA	L-2215	220	152	100.46%
		PACHACHACA - CALLAHUANCA	L-2233	220	152	104.55%
			L-2222	220	152	105.23%
		POMACOCHA - SAN JUAN	L-2223	220	152	108.33%
			L-2205	220	152	109.95%
		SANTA ROSA - CHAVARRÍA	L-2206	220	152	106.39%
			L-2003	220	152	104.75%
		VENTANILLA - CHAVARRÍA	L-2004	220	152	101.05%
			L-2244	220	189	105.70%
	L-2245	220	189	101.52%		
L-2246	220	189	101.49%			
GENERADORA	EGESUR	LOS HEROES - TACNA	L-6640	66	25	126.53%
DISTRIBUIDORA	COELVISAC	LOS HEROES - TACNA	L-6623-3	60	10	135.13%
		L-622	60	56	106.92%	
	EDELNOR	CHAVARRIA - NARANJAL	L-698	60	56	116.41%
		CHAVARRIA - OQUENDO	L-618	60	56	112.93%
		CHAVARRIA - PUENTE PIEDRA	L-636	60	56	101.15%
		CHAVARRIA - TOMÁS VALLE	L-626	60	56	107.04%
		S. ROSA ANTIGUA - S. ROSA NUEVA	L-701	60	62	139.09%
	ELECTRORIENTE	CT IQUITOS - SANTA ROSA	L-01	60	14	100.40%
		MOYOBAMBA - RIOJA	L-20	60	7	106.91%
	ELECTROCENTRO	NINATAMBO - CHANCHAMAYO	L-6077	44	10	114.53%
	ELECTROPUNO	PUNO - BELLAVISTA	L-0639	60	13	100.00%
	SEAL	SOCABAYA - PARQUE INDUSTRIAL	L-3080	33	15	106.63%
			L-3081	33	15	106.39%

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Tabla N° 5.10. Líneas de Transmisión que están próximas a operar por encima de su capacidad nominal.

Tipo de Empresa	Empresa	Subestación de Salida - Subestación de Llegada	Código de Línea de Transmisión	Tensión Nominal (kV)	Potencia de Transporte (MVA)	% de Carga Nominal
TRANSMISORA	REP	CHIMBOTE 1 - TRUJILLO NORTE	L-2232	220	152	99.52%
		PACHACHACA - POMACOCHA	L-2226	220	152	88.67%
GENERADORA	EDEGEL	HUAMPANI - NAÑA	L-6544	60	60	99.04%
	EGESUR	ARICOTA 1 - ARICOTA 2	L-6617	66	25	95.73%
DISTRIBUIDORA	EDELNOR	CHAVARRIA - CAUDIVILLA	L-625	60	56	95.40%
		CHAVARRIA - MIRONES	L-621	60	56	95.64%
		TOMÁS VALLE - OQUENDO	L-699	60	56	95.42%
	ELECTROSURMEDIO	ICA - ICA NORTE	L-6623	60	33	96.70%
	ELECTROPUNO	PUNO - POMATA	L-0638	60	7	97.50%
	LUZ DEL SUR	CHILCA LDS - SAN BARTOLO	L-639	60	38	99.24%
		SANTA ROSA - INGENIEROS	L-609	60	52	95.01%
	SEAL	CHILINA - PARQUE INDUSTRIAL	L-3060	33	15	95.21%

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

5.3 Indicadores de Performance

Los indicadores de performance miden el desempeño de las líneas de transmisión y equipamiento de subestaciones, expresada como la frecuencia de ocurrencia de fallas y el tiempo de indisponibilidad del componente; éstos indicadores son revisados semestralmente pero tomando como período de análisis dos semestres consecutivos, en los cuales la suma de los indicadores por semestre no debe exceder las tolerancias establecidas, y que están dadas por nivel de tensión, zona geográfica, y en el caso de las líneas de transmisión por longitud de línea.

Los indicadores definidos en el Procedimiento de Supervisión miden exclusivamente la calidad de suministro, en función de la continuidad del servicio eléctrico que presentan los componentes del sistema de transmisión, es decir, de la frecuencia y duración de las interrupciones del servicio eléctrico, por lo tanto, son indicadores cuantitativos de la calidad de suministro eléctrico en los componentes del sistema de transmisión.

5.3.1 Indicadores de Performance en Líneas de Transmisión.

A continuación se presentan gráficamente los indicadores de performance de las líneas de transmisión: Tasa de falla e Indisponibilidad, que registraron interrupciones durante los semestres en evaluación, y que por lo tanto, tienen un valor de indicador diferente de cero.

En las Fig. 5.25 a 5.28, se muestran las líneas costeras de 220 kV, que tienen como principal razón de salida de las líneas de transmisión, causas no determinadas o no clasificadas; seguidas de las fallas originadas por fenómenos naturales y por la acción de terceros. Las líneas con mayores Tasas de Fallas e Indisponibilidades, fueron: L-2240 Carhuaquero – Chiclayo Oeste, seguido de la L-2215 Chimbote 1 – Paramonga Nueva, L-2238 Chiclayo Oeste – Piura Oeste y L-2248 Piura Oeste – Talara.

En las Fig. 5.29 a 5.32, se muestran las líneas de transmisión ubicadas en las zonas de sierra y selva, que tiene como principal causa de fallas, los fenómenos naturales (descargas atmosféricas), seguidas de las fallas originadas por causas no determinadas y por acción de terceros. Las líneas con mayores Tasas de Fallas e Indisponibilidades, fueron: L-2252 Tingo María – Vizcarra, L-2251 Aguaytía – Tingo María, L-2051/2052 Mantaro – Cotaruse, L-2053/2054 Cotaruse – Socabaya y L-2255 Vizcarra – Antamina.

En las líneas de la costa la tendencia es a permanecer por debajo de las tolerancias, mientras que en las líneas de sierra y selva, la tendencia es claramente decreciente.

En las Fig. 5.33 y 5.34, las líneas costeras de 138 kV tienen como la principal razón de salida, las causas no determinadas o no clasificadas; seguidas de las fallas originadas por la acción de terceros y por condiciones ambientales. Las líneas con mayores Tasas de Fallas e Indisponibilidades, fueron: L-1118 Trujillo Norte – Santiago de Cao, L-1113 Nepeña – Casma, L-1112 Chimbote Sur – Nepeña, L-1116 Chimbote 2 – Santa, L-1114 Nepeña – San Jacinto, L-1117 Trujillo Norte – Porvenir y L-1129 Trujillo Sur – Trapecio.

En las Fig. 5.35 y 5.38, las líneas de transmisión de 138 kV ubicadas en las regiones de sierra y selva, la principal causa de fallas fueron los fenómenos naturales (descargas atmosféricas), seguidas de las fallas no determinadas o no clasificadas. Las líneas con mayores Tasas de Fallas e Indisponibilidades, fueron: L-1132 Huallanca – Sihuas, L-1115 Trujillo Norte – Motil, L-21 Tarapoto – Bellavista, L-22 Tarapoto – Moyobamba y L-1203 Yaupi – Oxapampa.

En las líneas de transmisión de la costa, el comportamiento de los indicadores, en general, tiene tendencia claramente decreciente, tanto en tasa de fallas como en indisponibilidad; mientras que en las zonas de sierra y selva, el comportamiento de los indicadores es irregular, pero de igual manera la tendencia es a permanecer por debajo de la tolerancia, tanto en tasa de fallas como en indisponibilidad.

Respecto a las fallas registradas en las líneas de transmisión menores de 75 kV, pero mayores o iguales a 30 kV; en la zona de la costa la principal razón de falla fueron las fallas no determinadas o no clasificadas, seguidas de las fallas ocasionadas por terceros y de las fallas ocasionadas por robo de elementos en un número muy importante, siendo las empresas más afectadas: Hidrandina, Electrosur y Chavimochic. En las zonas de sierra y selva para las líneas mayores o iguales de 30 kV y menor de 75 kV, tuvo como causa principal de falla a los fenómenos naturales, seguido de las fallas no determinadas o no clasificadas y por las fallas de equipos, materiales y accesorios de las líneas de transmisión.

No se muestran gráficamente, debido a la gran cantidad de líneas existentes en este nivel de tensión, sin embargo en el Anexo D se muestra la relación de todas las líneas de transmisión que presentaron interrupciones, y registradas en el sistema extranet SITRAE. De dicho cuadro se puede observar que el comportamiento en este nivel de tensión no ha mejorado significativamente, sobre todo en las líneas de 33 kV, que presentan muchas deficiencias, de mantenimiento y de diseño.

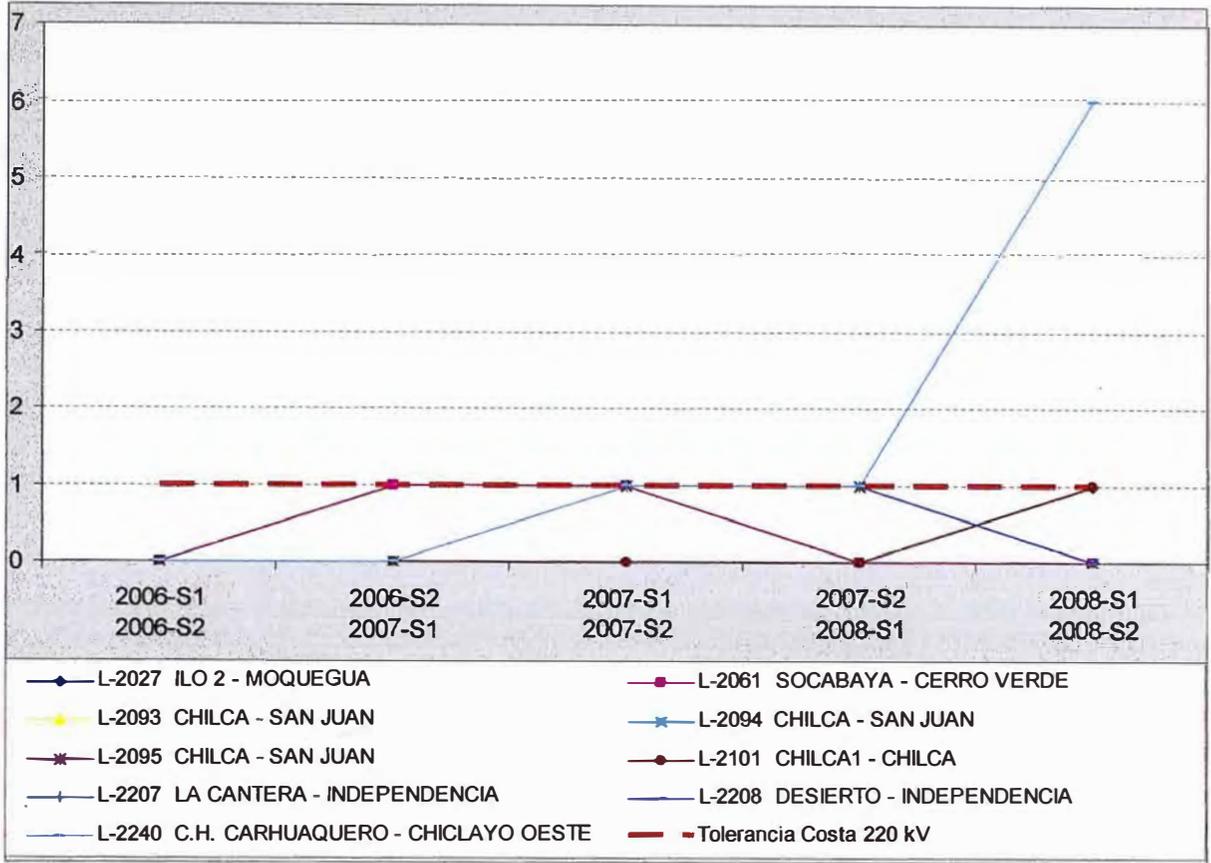


Fig. 5.25. Tasa de Falla en líneas de la costa, en 220 kV y menores a 100 Km.

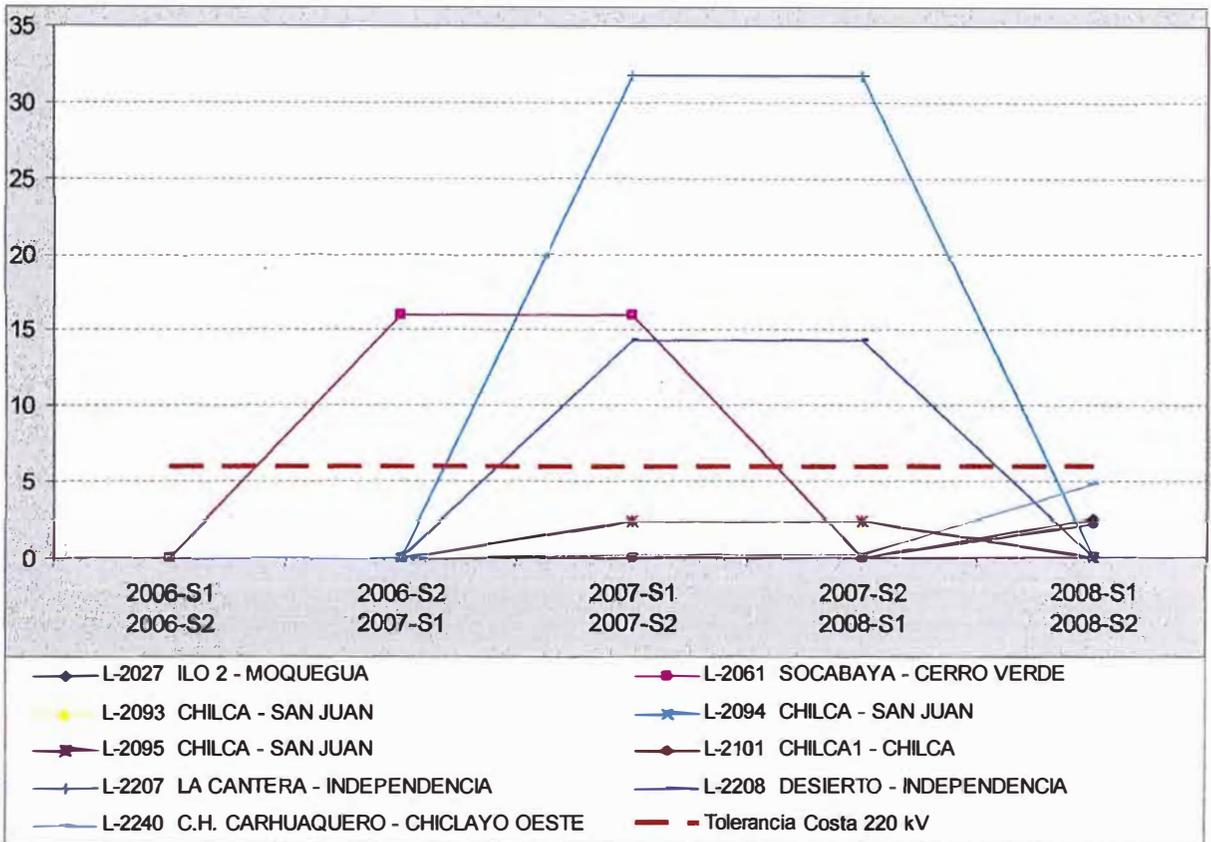


Fig. 5.26. Indisponibilidad en líneas de la costa, en 220 kV y menores a 100 Km.

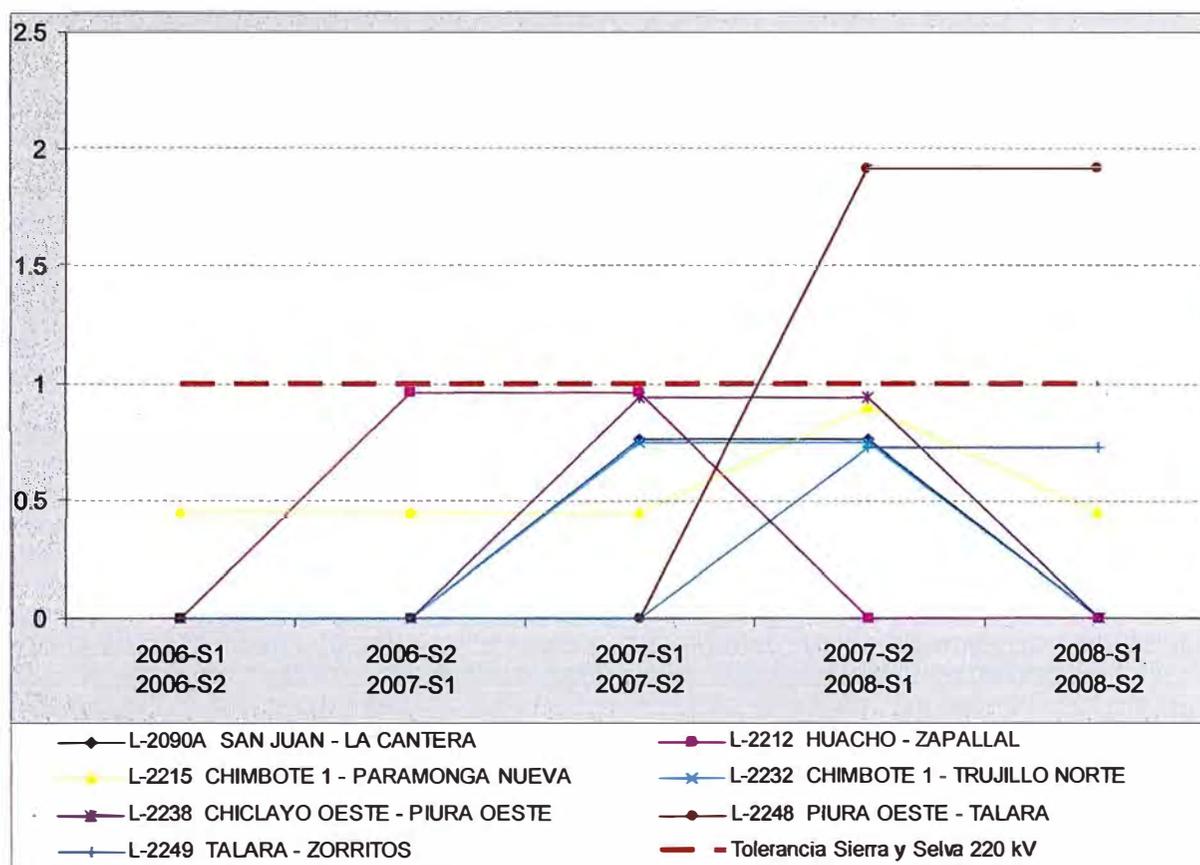


Fig. 5.27. Tasa de Falla en líneas de la costa, en 220 kV y mayores a 100 Km.

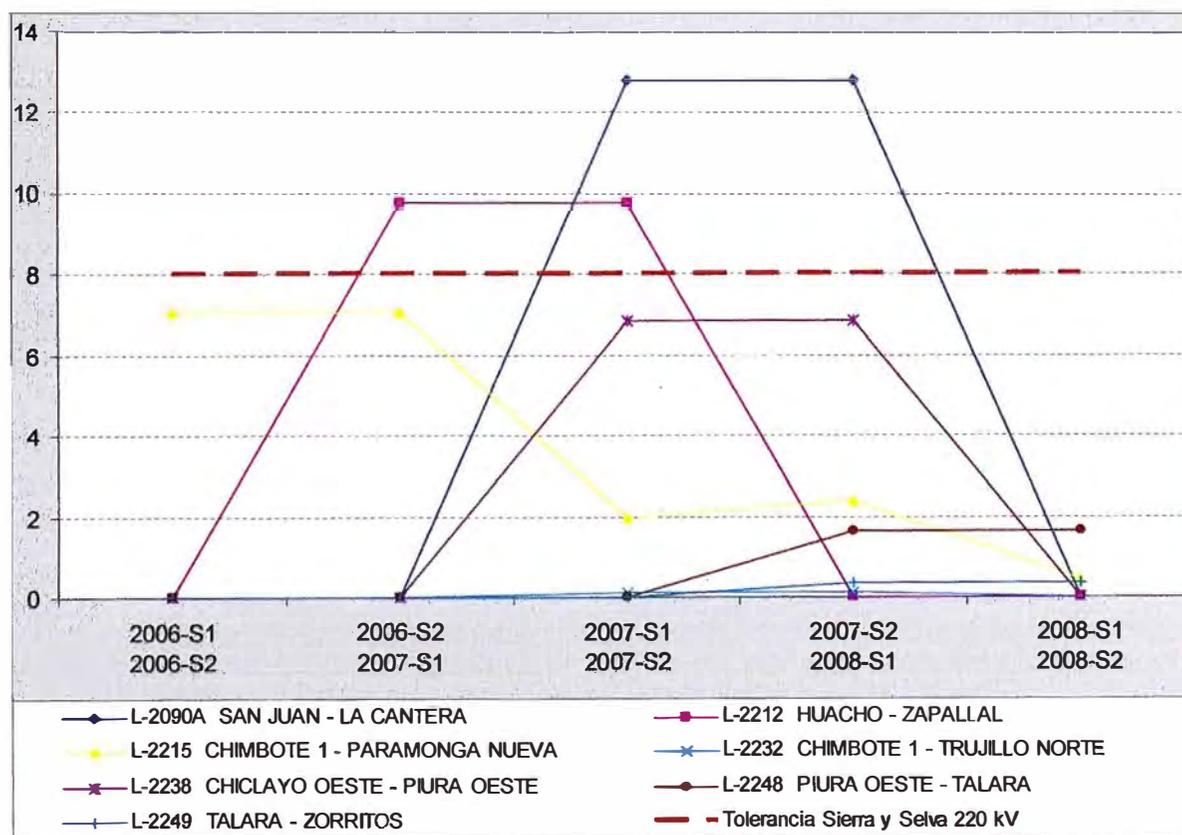


Fig. 5.28. Indisponibilidad en líneas de la costa, en 220 kV y mayores a 100 Km.

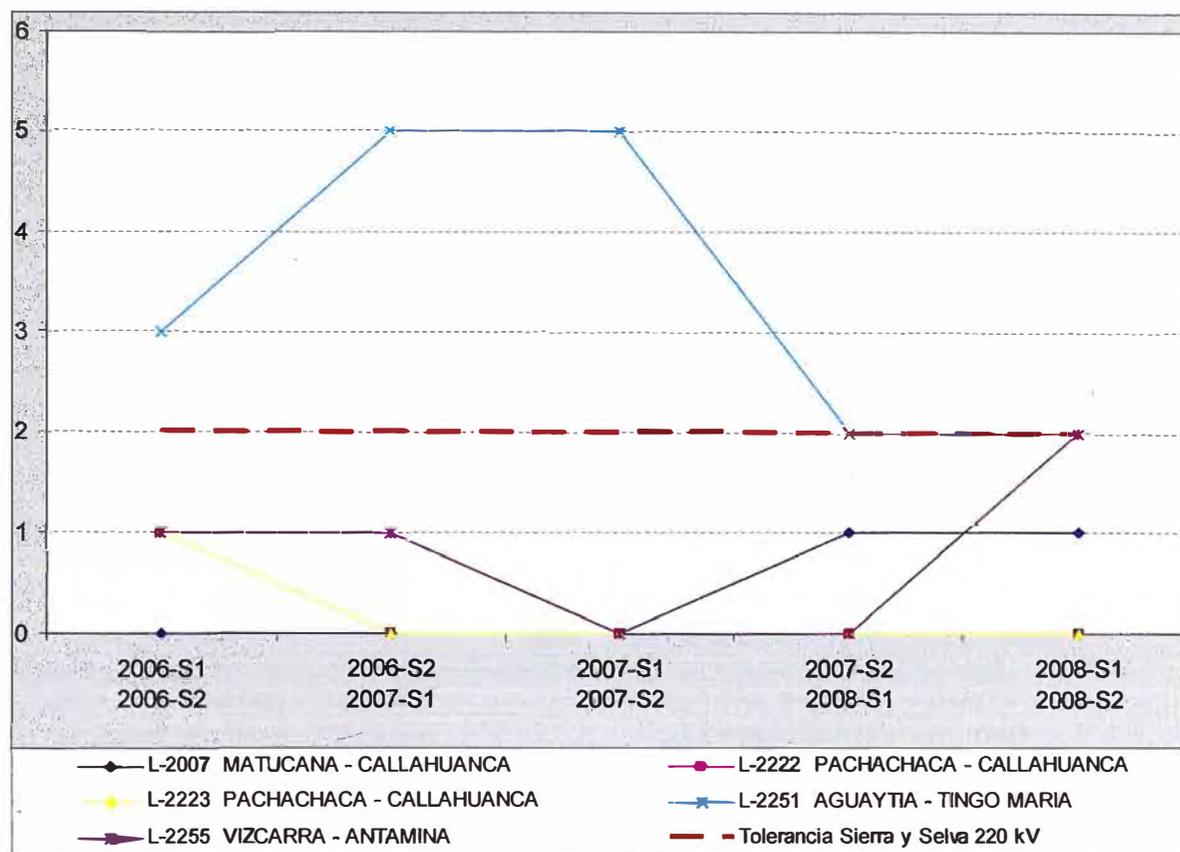


Fig. 5.29. Tasa de Falla en líneas de sierra y selva, en 220 kV y menores a 100 Km.

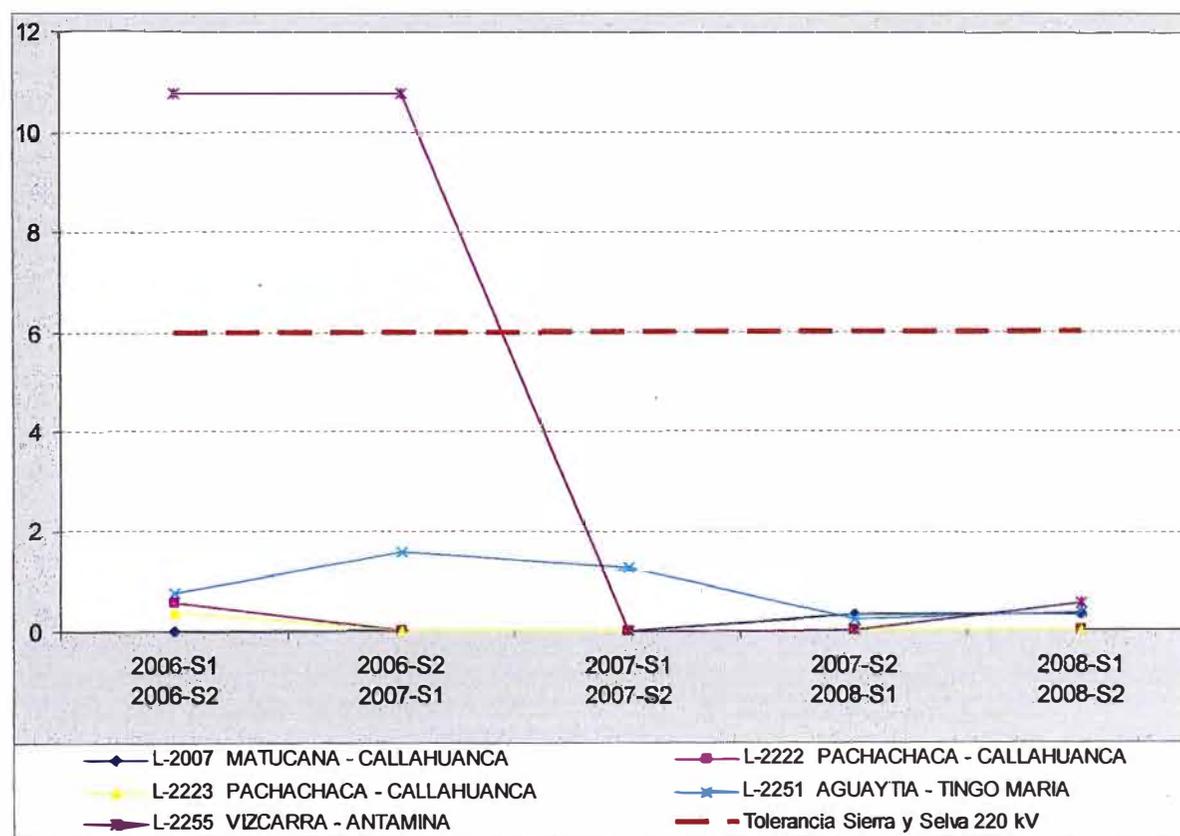


Fig. 5.30. Indisponibilidad en líneas de sierra y selva, en 220 kV y menores a 100 Km.

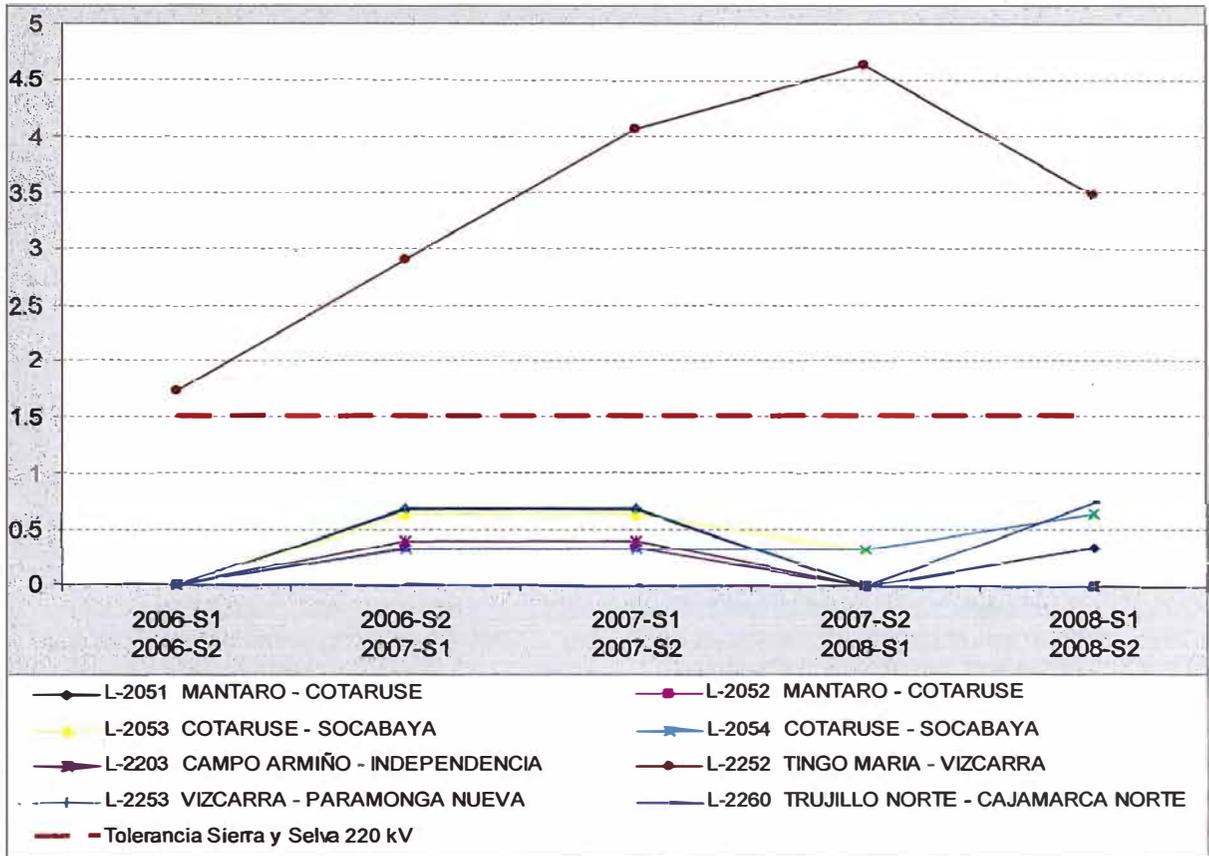


Fig. 5.31. Tasa de Falla en líneas de sierra y selva, en 220 kV y mayores a 100 Km.

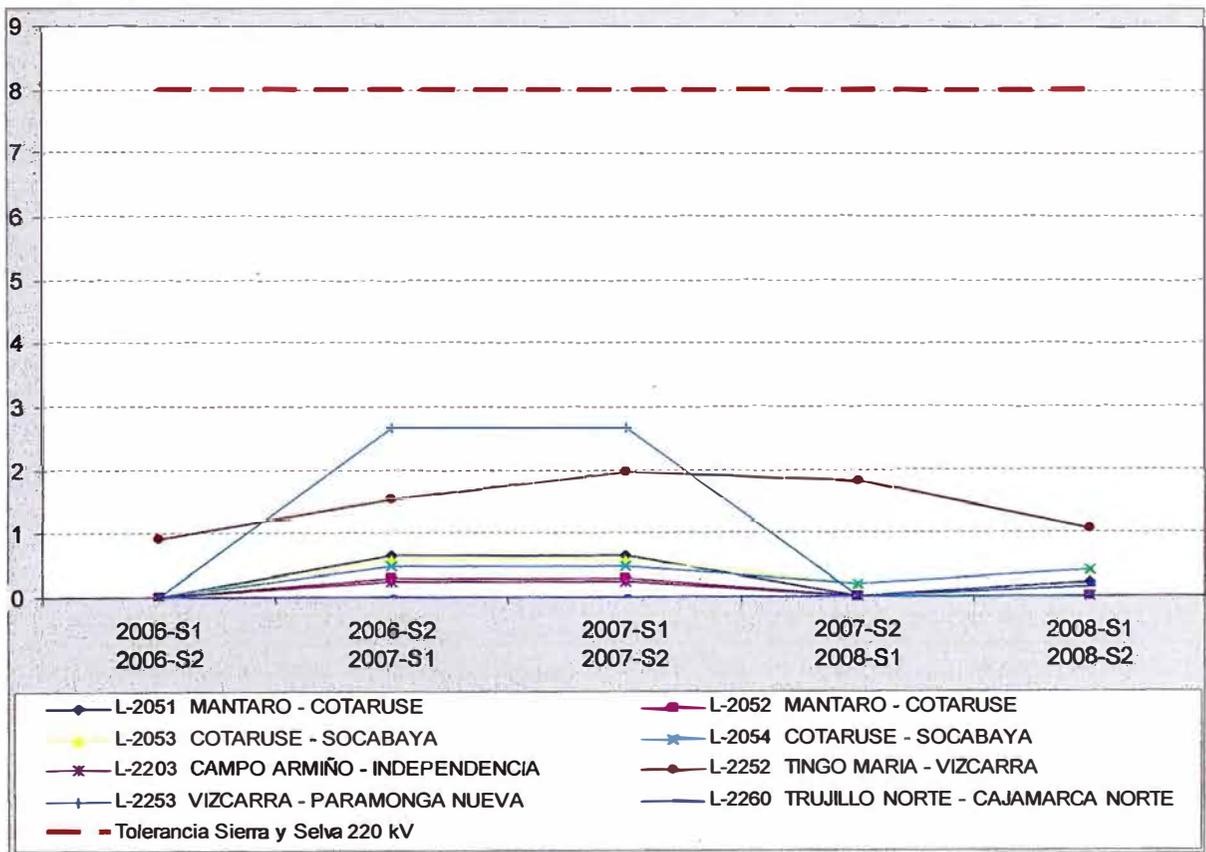


Fig. 5.32. Indisponibilidad en líneas de sierra y selva, en 220 kV y mayores a 100 Km.

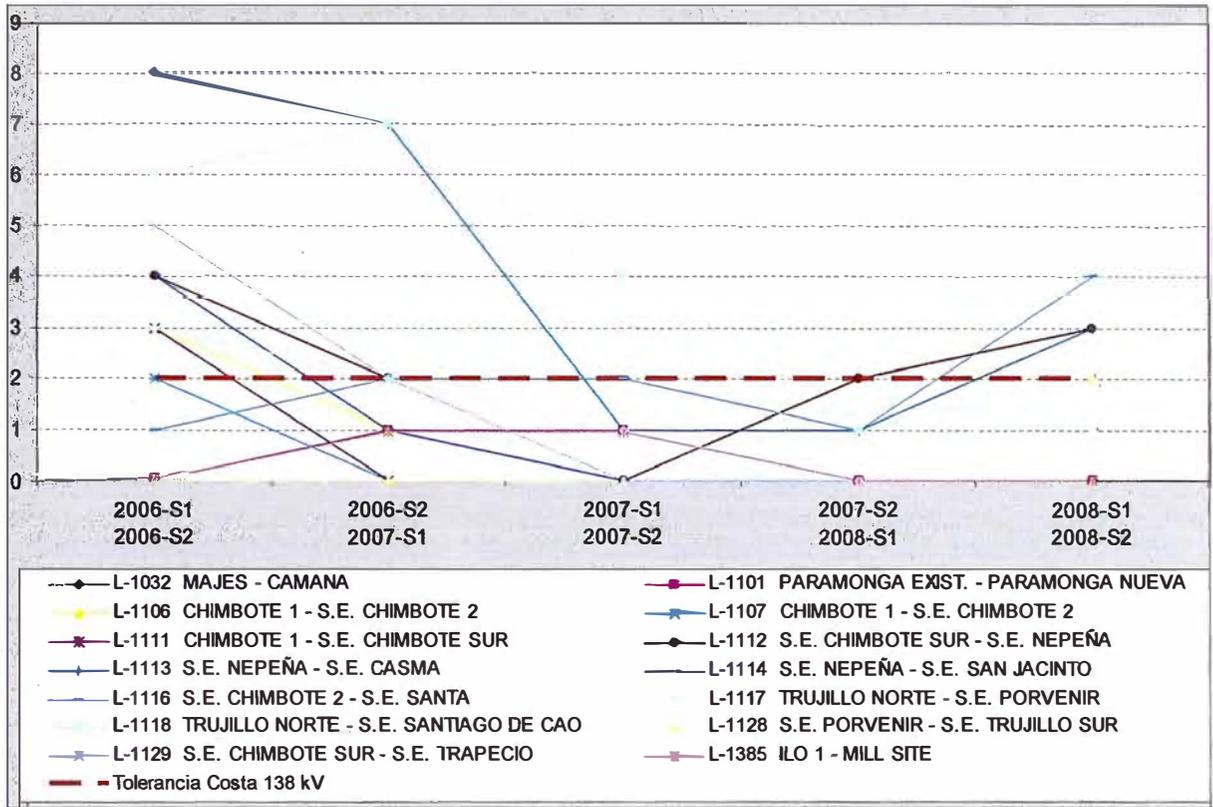


Fig. 5.33. Tasa de Falla en líneas de la costa, en 138 kV

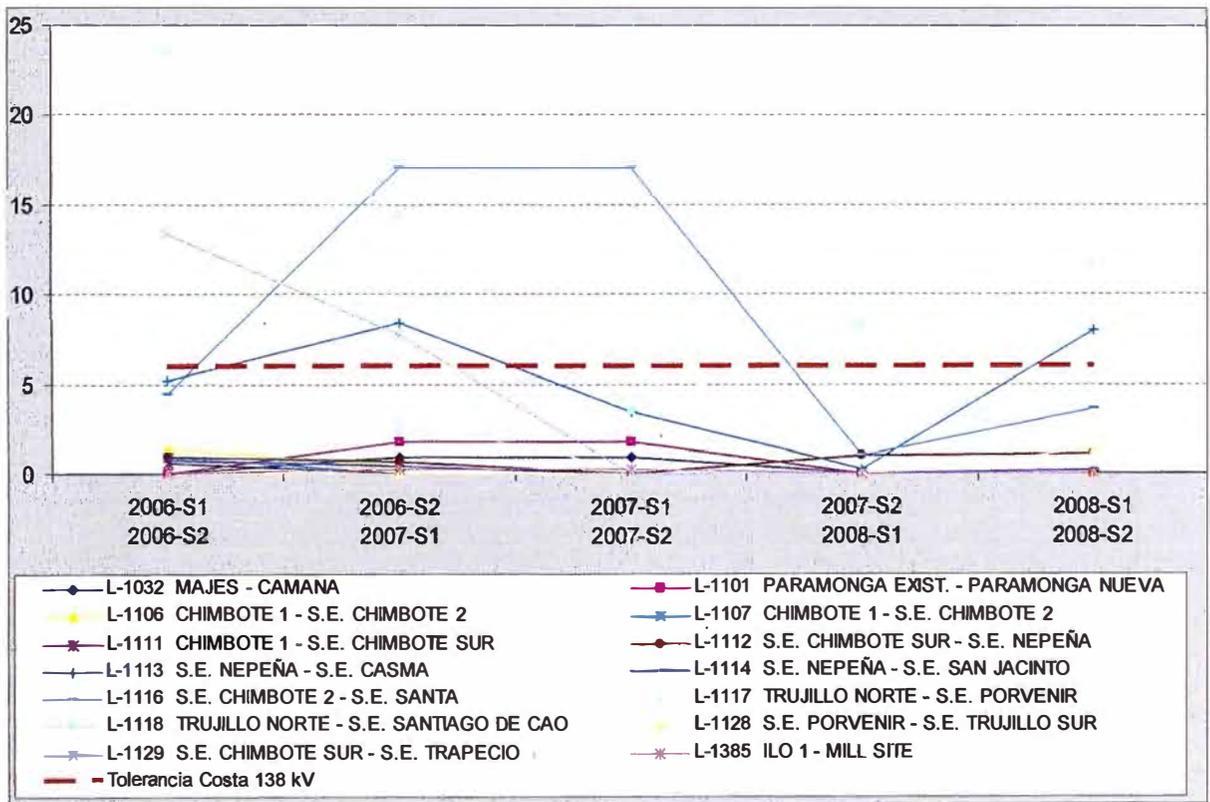


Fig. 5.34. Indisponibilidad en líneas de la costa, en 138 kV

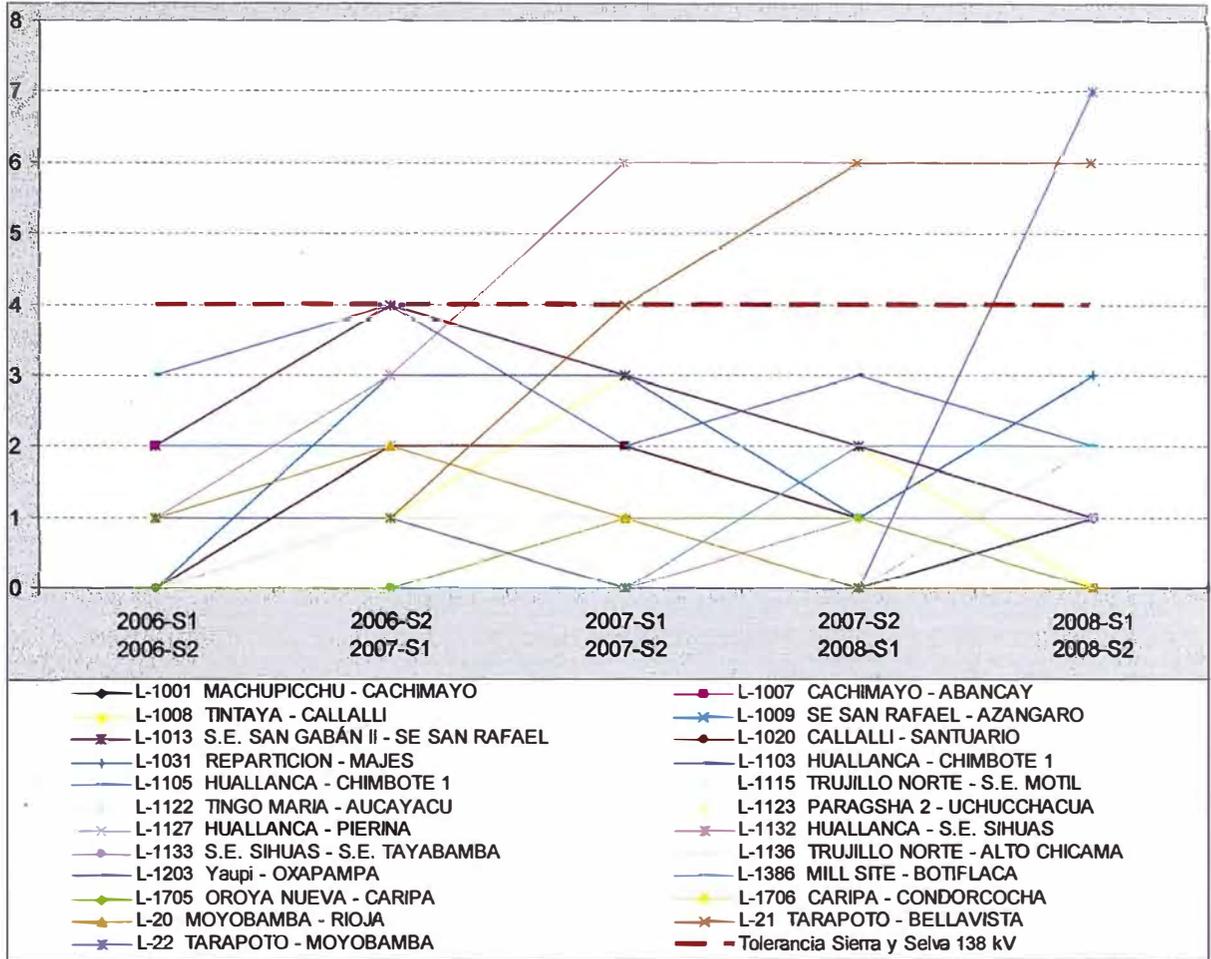


Fig. 5.35. Tasa de Falla en líneas de la sierra y selva, en 138 kV y menores a 100 Km.

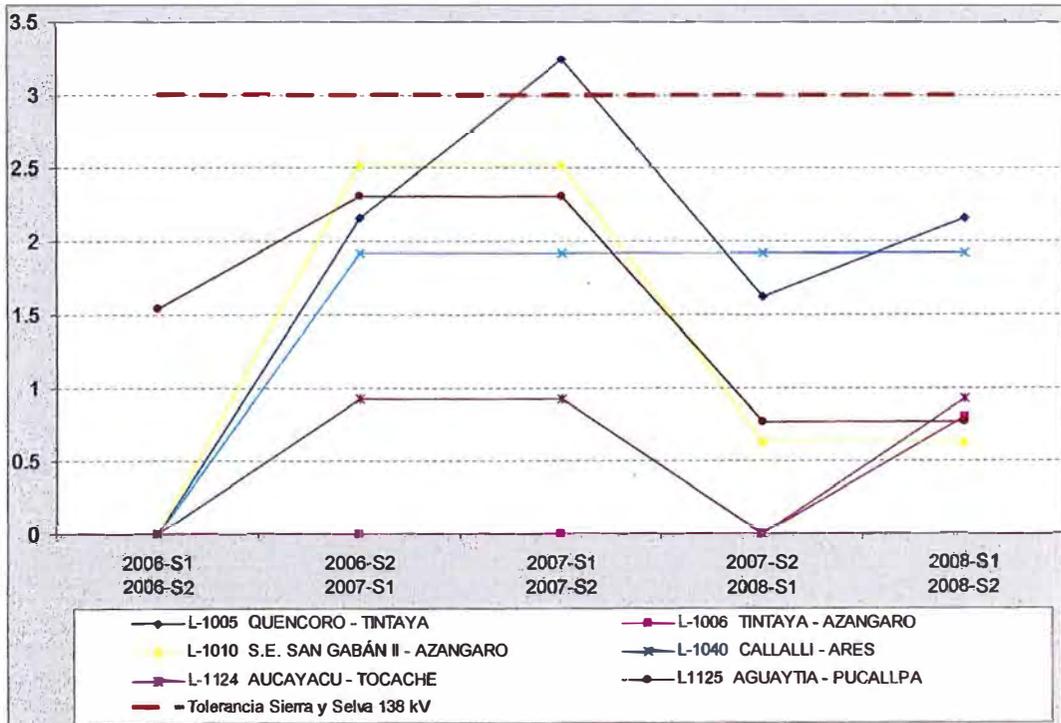


Fig. 5.36. Tasa de Falla en líneas de la sierra y selva, en 138 kV y mayores a 100 Km.

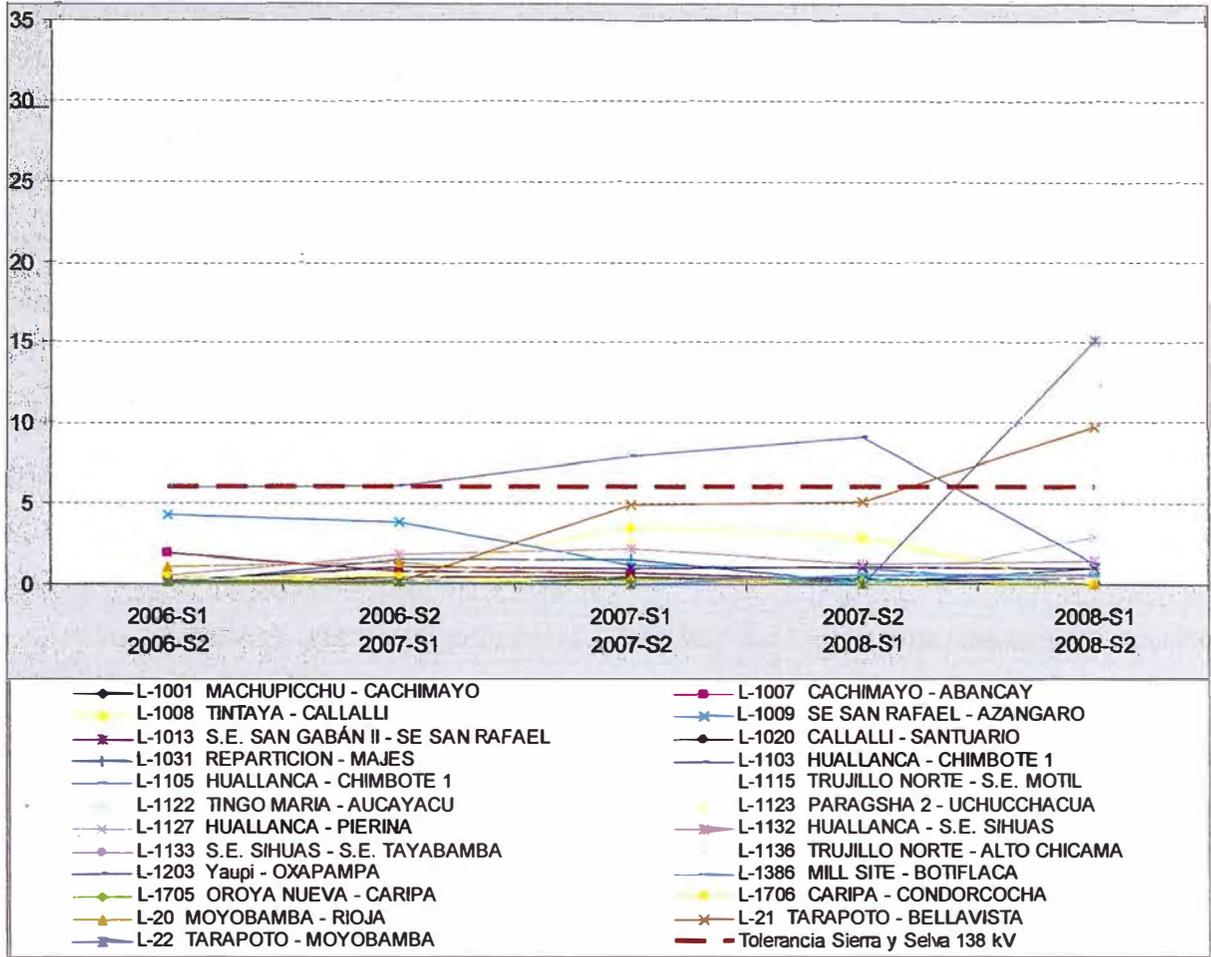


Fig. 5.37. Indisponibilidad en líneas de sierra y selva, en 138 kV y menores a 100 Km.

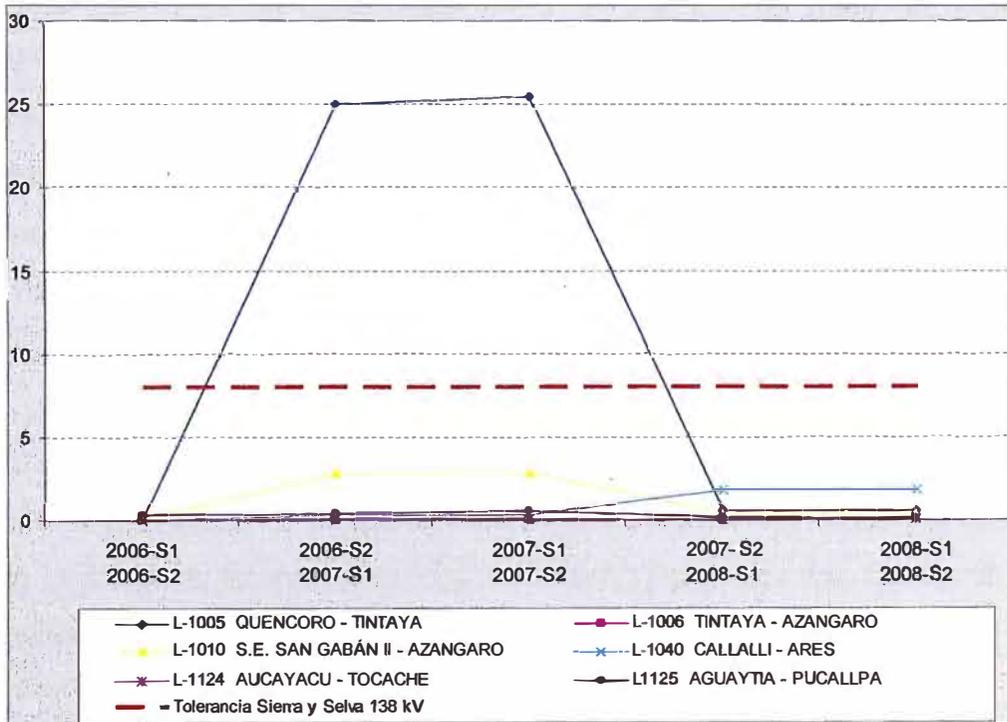


Fig. 5.38. Indisponibilidad en líneas de sierra y selva, en 138 kV y mayores a 100 Km.

5.3.2 Indicadores de Performance en Transformadores, Auto transformadores y Equipos de Compensación Reactiva.

A continuación se presentan gráficamente los indicadores de performance de los transformadores, auto transformadores y equipos de compensación reactiva: Tasa de falla e Indisponibilidad, que registraron interrupciones durante los semestres en evaluación, y que por lo tanto, tienen un valor de indicador diferente de cero.

En las Fig. 5.39 y 5.40, en la zona de costa, , sierra y selva, y nivel de tensión de 220 kV, muestran un performance aceptable, permaneciendo ambos indicadores, en general, por debajo de las tolerancias fijadas; siendo la razón más frecuente de fallas, aquellas no determinadas o no clasificadas, seguidas de las fallas por equipos, materiales y accesorios y de fallas ocasionadas por terceros.

En el nivel de 138 kV y zona de la costa, Fig. 5.41 y 5.42, se comienza a exceder las tolerancias de la tasa de fallas, aunque al final del período se colocan por debajo de las tolerancias o superandolas muy ligeramente en muy pocos casos; en lo que respecta al indicador de indisponibilidad, salvo un caso que luego termina debajo de la tolerancia del indicador, el desempeño es bueno. En las zonas de sierra y selva, Fig. 5.43 a 5.46, respecto a la tasa de fallas, el comportamiento es similar con la zona de la costa, con algunos equipos por arriba de la tolerancia al iniciar el período de análisis, pero terminando dicho período con valores debajo de la tolerancia en su mayoría; en cuanto al indicador de indisponibilidad, el desempeño es muy bueno. Al igual que en el nivel de 220 kV predominan las fallas no determinadas o no clasificadas, seguidas de las fallas por equipos, materiales y accesorios y las ocasionadas por acción de terceros.

Los indicadores de performance de los transformadores, auto transformadores y equipos de compensación reactiva, en el nivel de tensión mayor o igual de 30 kV y menor de 75 kV, en costa, sierra y selva, están lejos de ser los deseados, superando casi el 50 % de ellos, las tolerancias establecidas, tanto en tasa de fallas como en indisponibilidad, resulta complicado graficar sus indicadores por la cantidad de equipos en este nivel de tensión, por lo que la relación de dichos indicadores en el período evaluado se muestran en el Anexo E, donde las fallas ocasionadas por terceros fueron las mas frecuentes, seguida por aquellas no determinadas o no clasificas y por aquellas ocasionadas por equipos, materiales y accesorios.

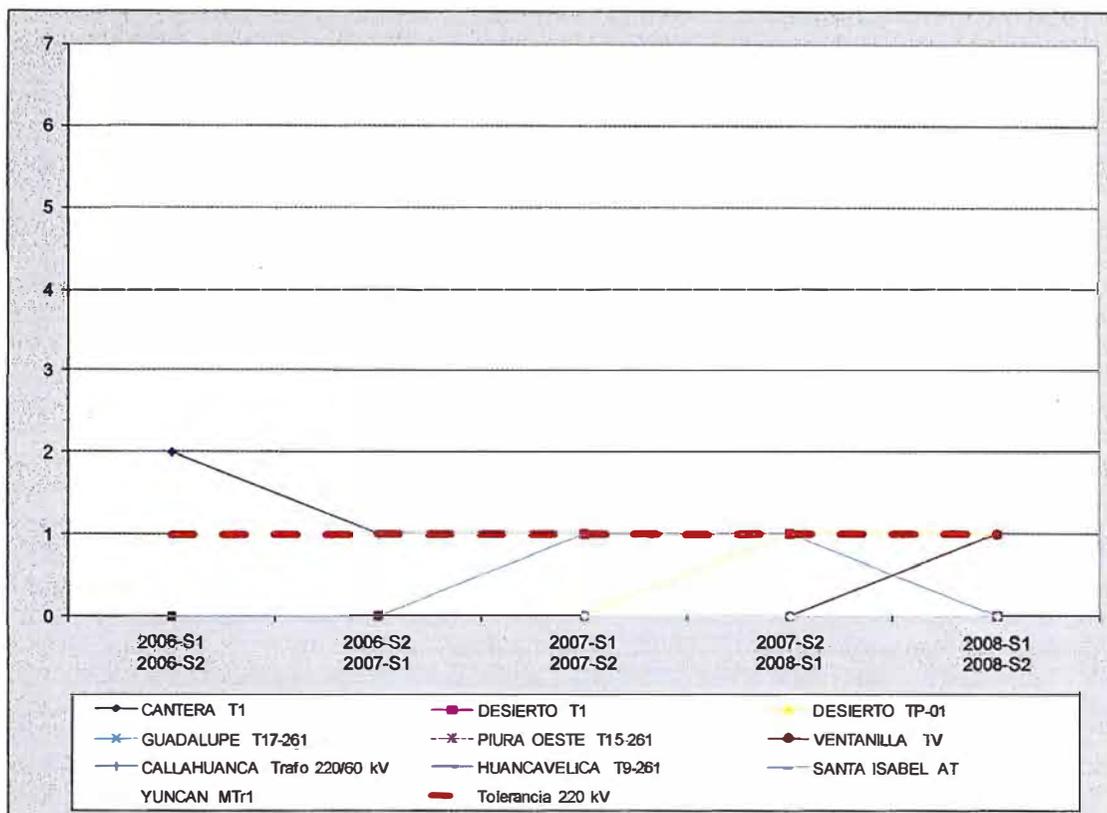


Fig. 5.39. Tasa de Falla en equipamiento de subestaciones, en 220 kV

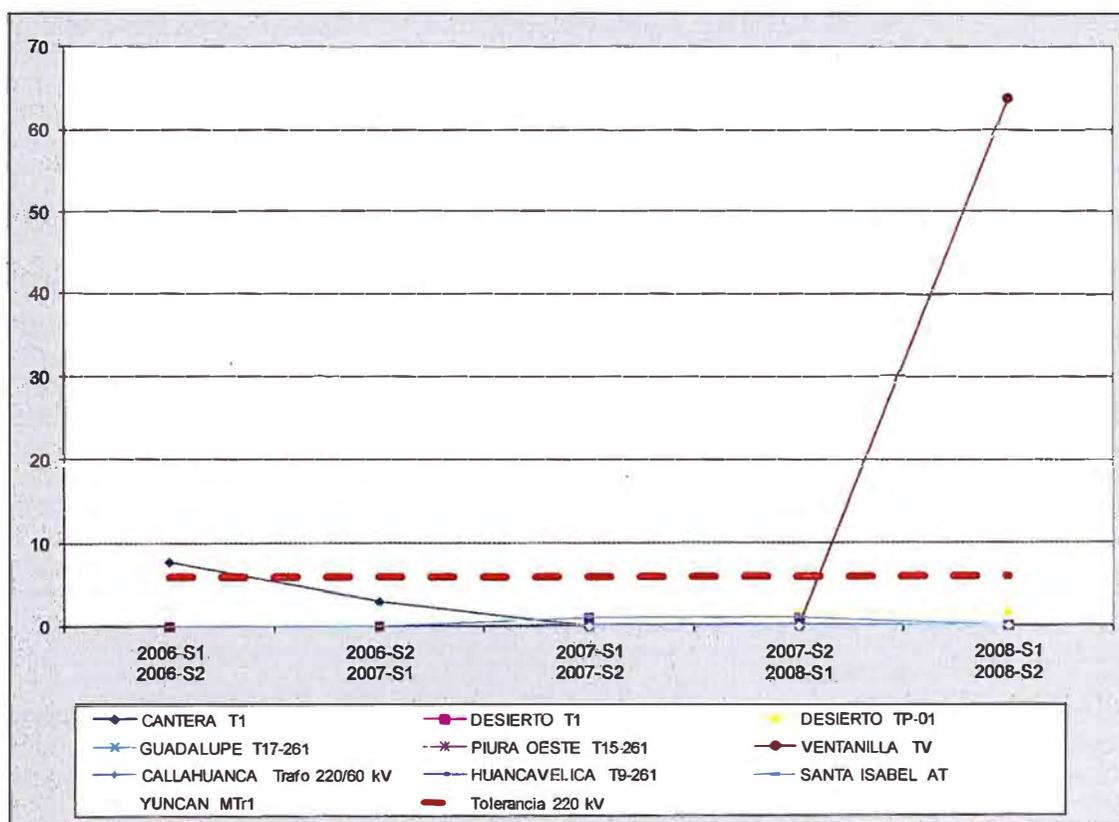


Fig. 5.40. Indisponibilidad en equipamiento de subestaciones, en 220 kV

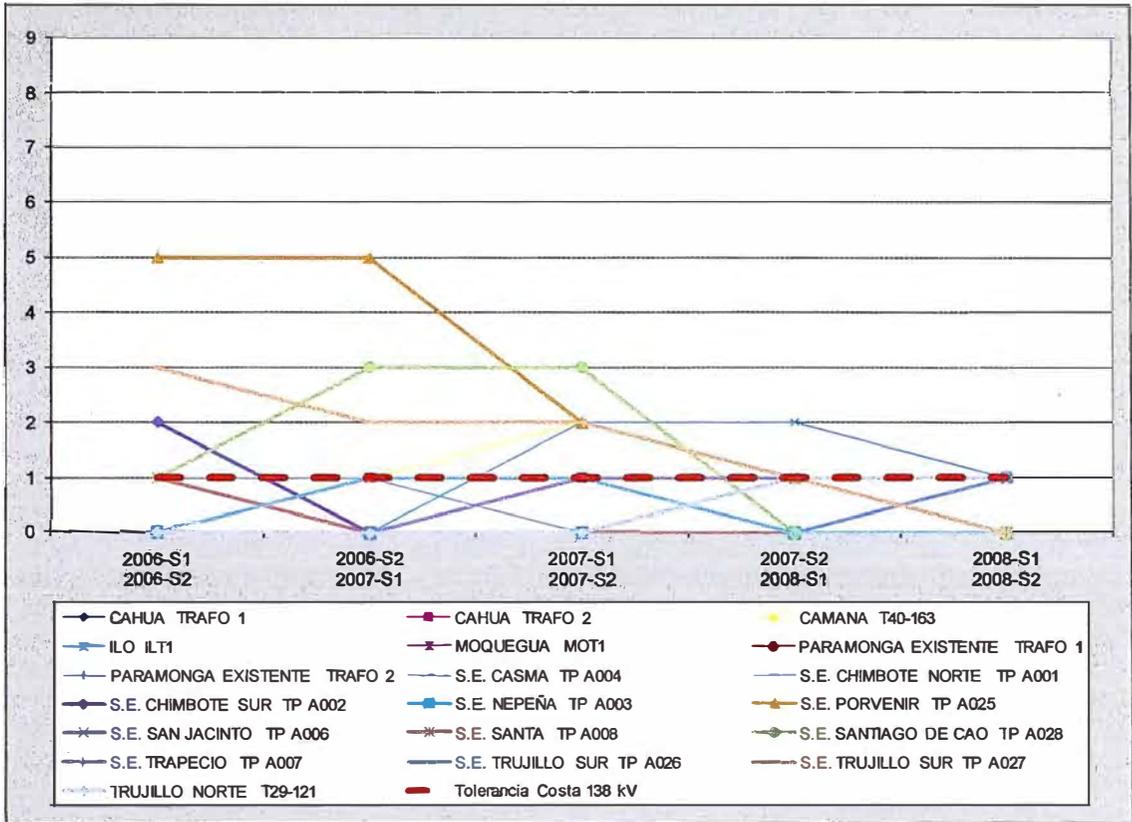


Fig. 5.41. Tasa de Falla en equipamiento de subestaciones en la costa, en 138 kV

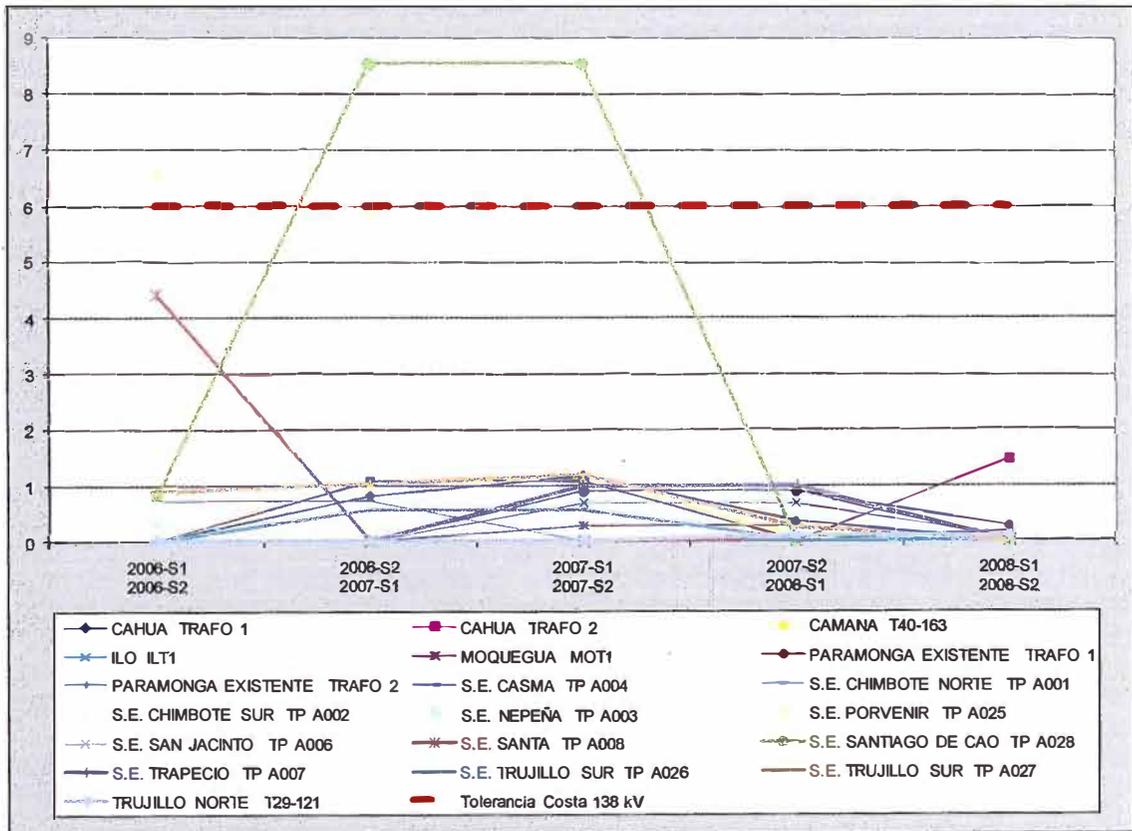


Fig. 5.42. Indisponibilidad en equipamiento de subestaciones en la costa, en 138 kV

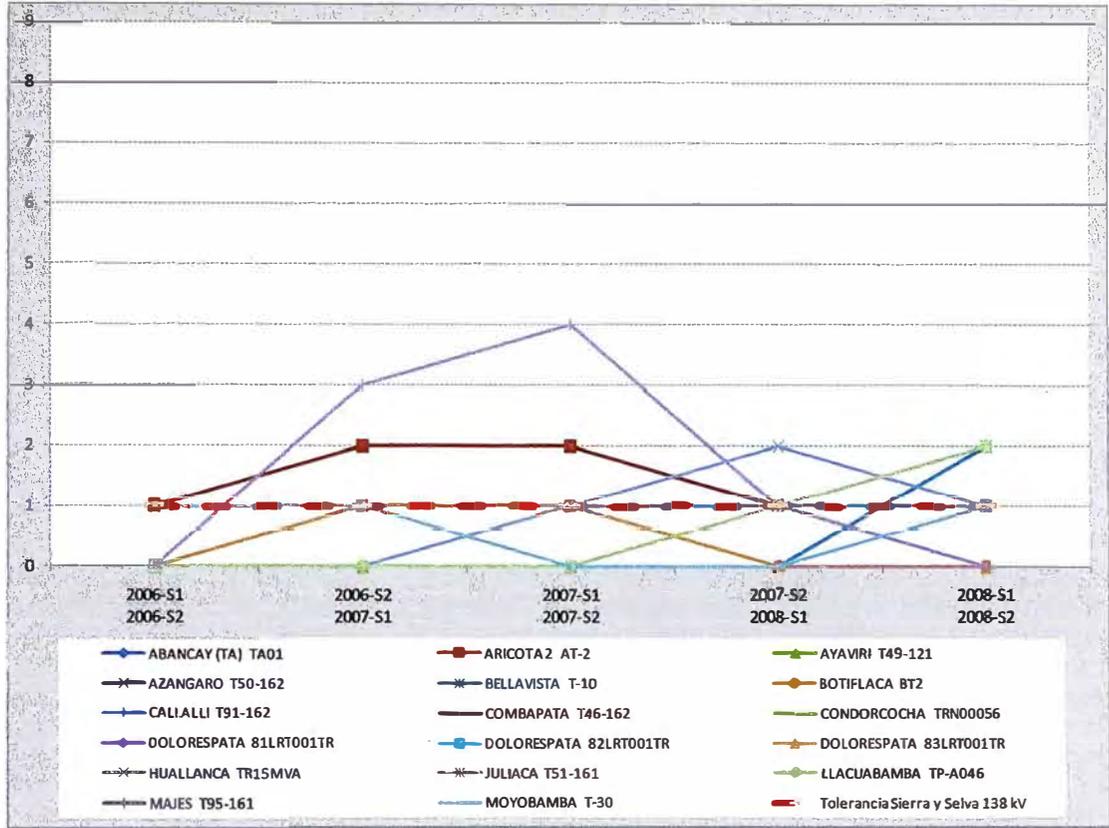


Fig. 5.43. Tasa de Falla en equipamiento de subestaciones en sierra y selva, en 138 kV

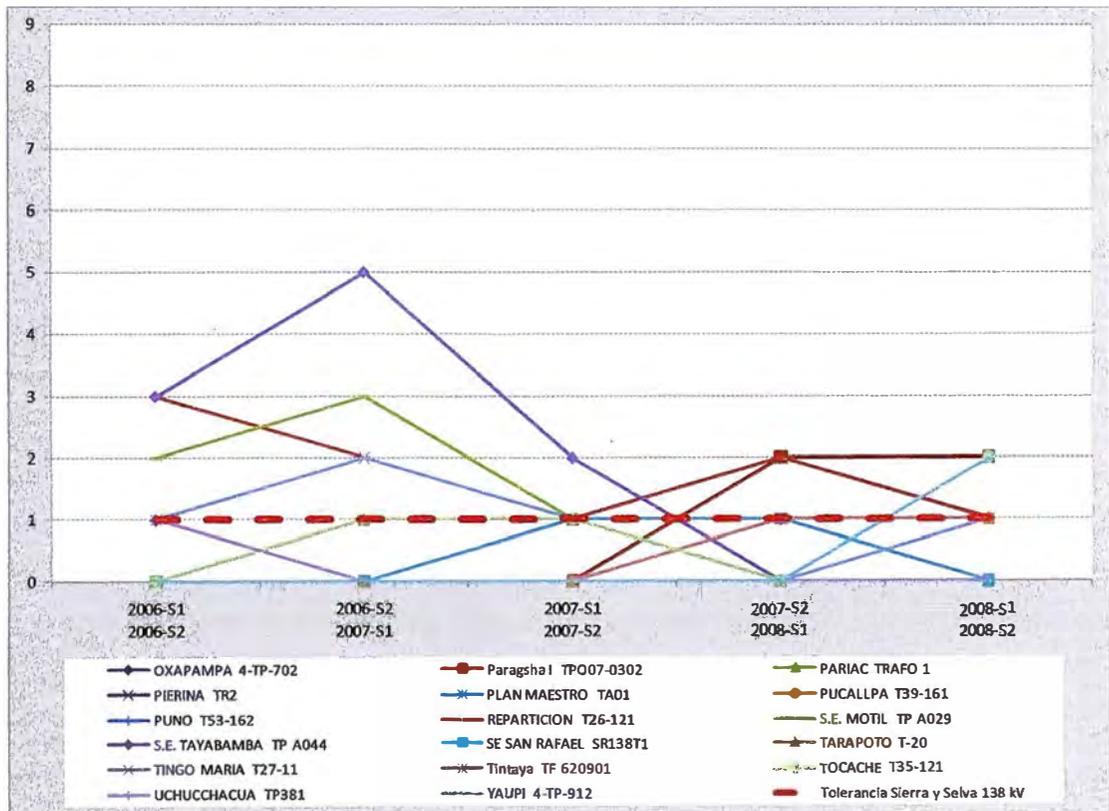


Fig. 5.44. Tasa de Falla en equipamiento de subestaciones en sierra y selva, en 138 kV

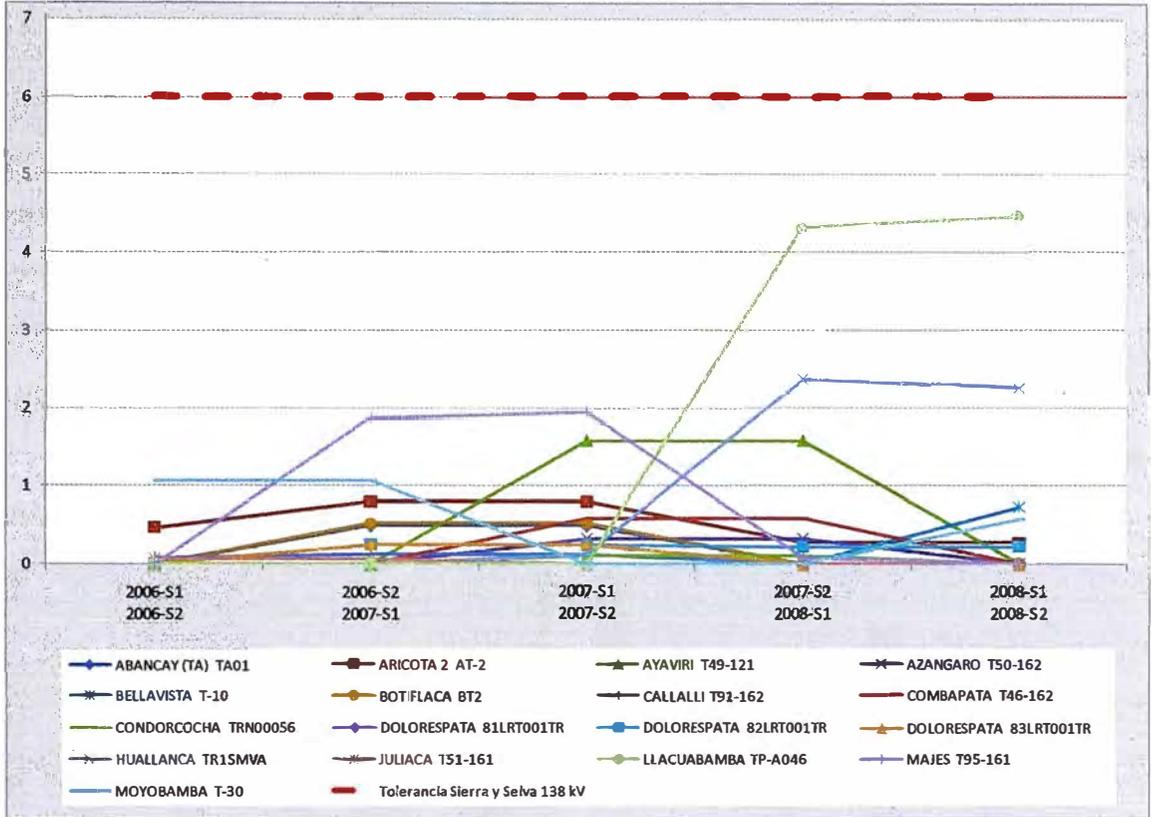


Fig. 5.45. Indisponibilidad en equipamiento de subestaciones en sierra y selva, en 138 kV

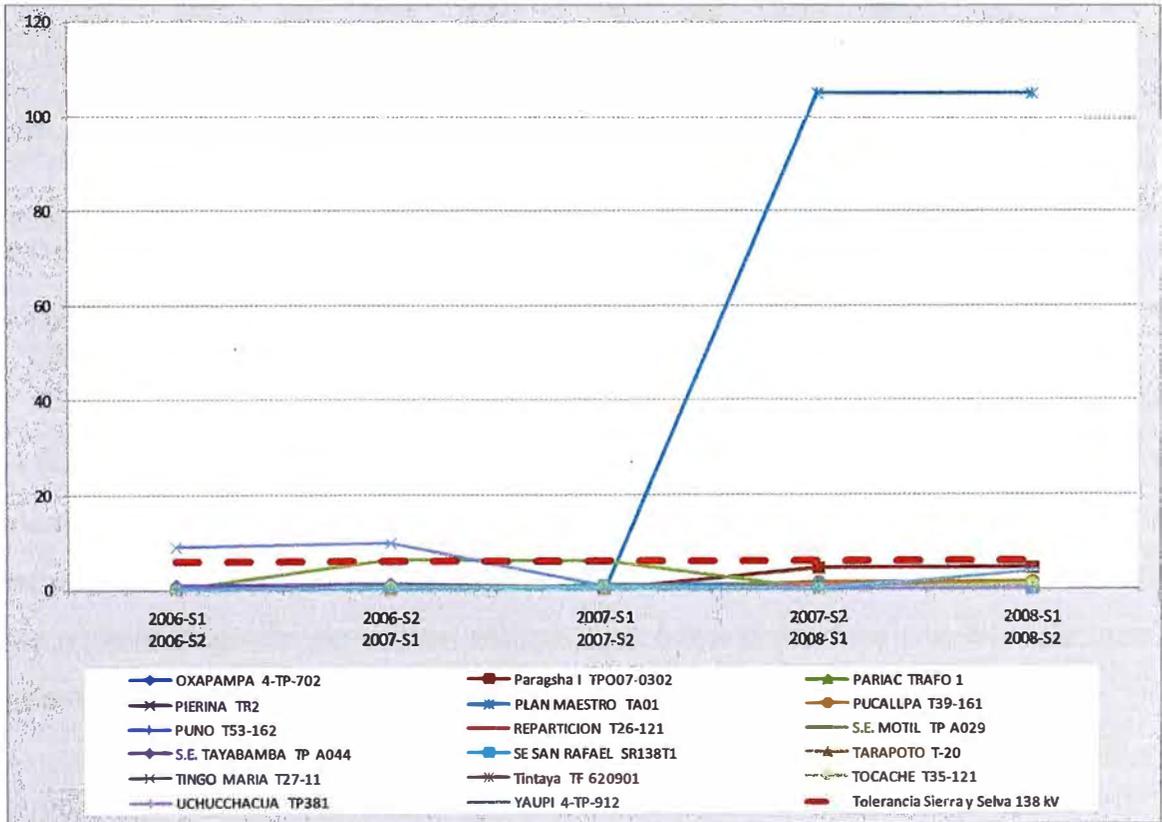


Fig. 5.46. Indisponibilidad en equipamiento de subestaciones en sierra y selva, en 138 kV

5.4 Análisis de la Fiscalización de los Sistemas de Transmisión Eléctrica

Para demostrar la eficacia del Procedimiento de Supervisión, en el presente informe se ha definido un indicador cuantitativo que muestra el número de líneas de transmisión y equipos de transmisión, que excedieron las tolerancias definidas en la Resolución de Consejo Directivo 656-2008-OS/CD. Hay que recordar en este punto que, las tolerancias establecidas en la Resolución aludida, se evalúan para dos semestres consecutivos.

5.4.1 En líneas de transmisión

En las Fig. 5.47 y 5.48 se muestran las tendencias del comportamiento de las líneas de transmisión en el nivel de 220 kV.

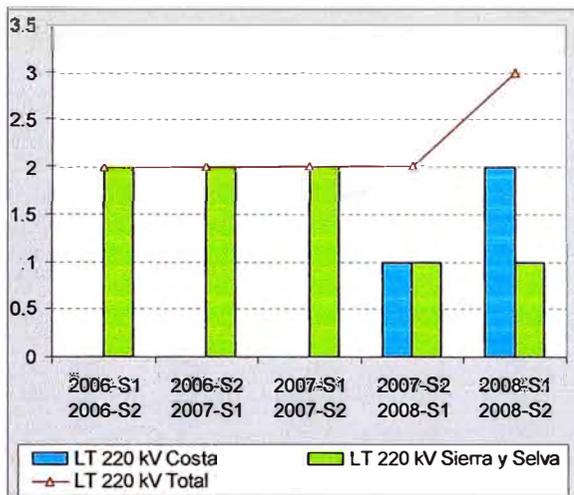


Fig. 5.47. N° de Líneas de Transmisión de 220 kV que excedieron la tolerancia de Tasa de Fallas.

Fuente: OSINERGMIN
Elaboración: Propia

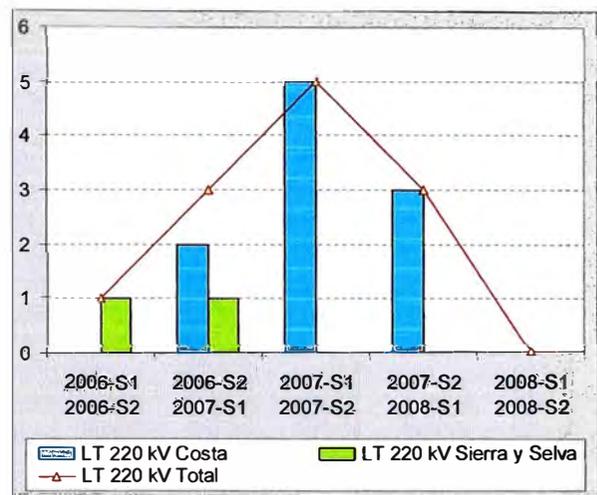


Fig. 5.48. N° de Líneas de Transmisión de 220 kV que excedieron la tolerancia de Indisponibilidad.

Respecto a la tasa de fallas, en las zonas de costa, si bien al inicio no hubo líneas con valores de indicadores que excedían las tolerancias, estas fueron presentándose en la segunda mitad del período analizado, con un máximo de dos líneas. En las zonas de sierra y selva, hubo una mejora en el desempeño de las líneas, teniendo un máximo de dos líneas en la primera mitad del período en análisis, para luego mantenerse con una sola línea, al finalizar el período de análisis.

Respecto al indicador de indisponibilidad, la tendencia es buena, aunque este indicador tuvo un máximo de cinco líneas con valores por sobre las tolerancias a mitad del período analizado, y al final del mismo, no tuvo líneas con valores por sobre las tolerancias. Han sido las líneas costeras las que han determinado la tendencia general de este indicador en este nivel de tensión. Las líneas de las zonas de sierra y selva, apenas

presentaron una única línea de transmisión con valores por encima de las tolerancias al iniciar nuestro período de análisis, para luego no tener ninguna al finalizar el período de análisis.

En general, puede decirse que se ha mantenido constante el número de líneas de transmisión con valores por sobre las tolerancias; donde principalmente han sido las líneas L-2252 Tingo María – Vizcarra, y L-2251 Aguaytía – Tingo María, en zonas de selva, las que han excedido las tolerancias a lo largo del período graficado, aunque por tiempos muy cortos.

En las Fig. 5.49 y 5.50, se han graficado la cantidad de líneas de transmisión de 138 kV, que en el período en evaluación analizado, presentaron indicadores que excedieron las tolerancias, en las zonas de costa, sierra y selva.

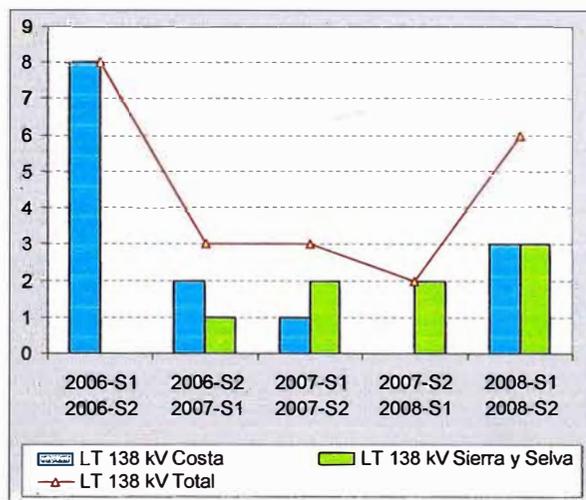


Fig. 5.49. N° de Líneas de Transmisión de 138 kV que excedieron la tolerancia de Tasa de Fallas.

Fuente: OSINERGMIN
Elaboración: Propia

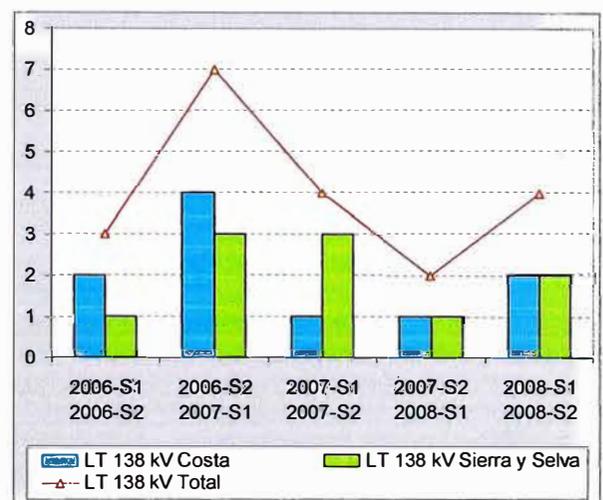


Fig. 5.50. N° de Líneas de Transmisión de 138 kV que excedieron la tolerancia de Indisponibilidad.

Respecto a la tasa de fallas, en la zona de costa, al iniciar el período de análisis, se presentó la mayor cantidad de líneas con valores por sobre las tolerancias, con un máximo de ocho, para luego mejorar su desempeño y permanecer por debajo de tres. En las zonas de sierra y selva, aunque en un inicio no había líneas con valores de indicadores sobre las tolerancias, luego éstas fueron creciendo en número, pero manteniéndose por debajo de tres al finalizar el período de análisis. Las líneas que excedieron más veces las tolerancias, fueron las líneas de la empresa Hidrandina: L-1112 Chimbote Sur – Ñepeña, L-1113 Nepeña – Casma, L-1116 Chimbote 2 – Santa; L-1118 Trujillo Norte Santiago de Cao y L-1162 Huallanca – Sihuas, declarando como causa más frecuente de interrupción, aquellas

no clasificadas o no tipificadas por el Procedimiento de Supervisión, seguida de aquellas atribuidas a terceros.

Respecto al indicador de indisponibilidad, se tuvo en la primera mitad del período de análisis un máximo de siete líneas, el cual mejoró significativamente en la segunda mitad. En la zona de la costa la tendencia ha sido a la baja, con un máximo de cuatro líneas con valores por sobre las tolerancias, y con un mínimo de uno. En las zonas de sierra y selva, el comportamiento de las líneas fue similar al de la costa, manteniéndose con un máximo de tres líneas por sobre las tolerancias, aunque con un ligero crecimiento al finalizar el período de análisis que no es significativo.

En general, se observa que la tendencia fue buena, a excepción de los dos últimos semestres, lo que podría explicarse en parte al sinceramiento de esta empresa en relación al registro de interrupciones que inicialmente no fue cumplido.

En las Figuras 5.51 y 5.52, se han graficado la cantidad de líneas de transmisión, entre 30 y 75 kV, que en el período de evaluación analizado, presentaron indicadores que excedieron las tolerancias, en las zonas de costa, sierra y selva.

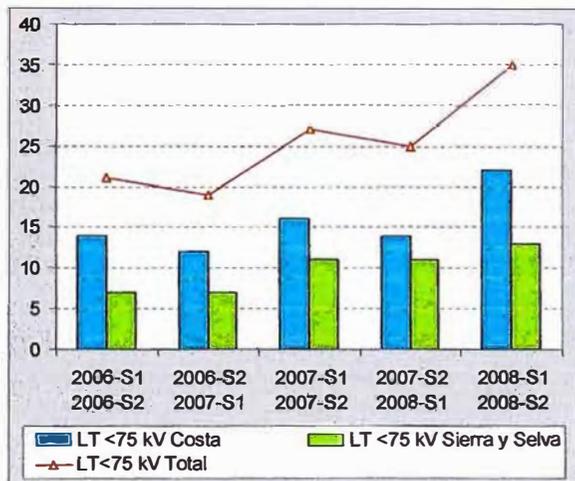


Fig. 5.51. N° de Líneas de Transmisión <75 kV que excedieron la tolerancia de Tasa de Fallas.

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

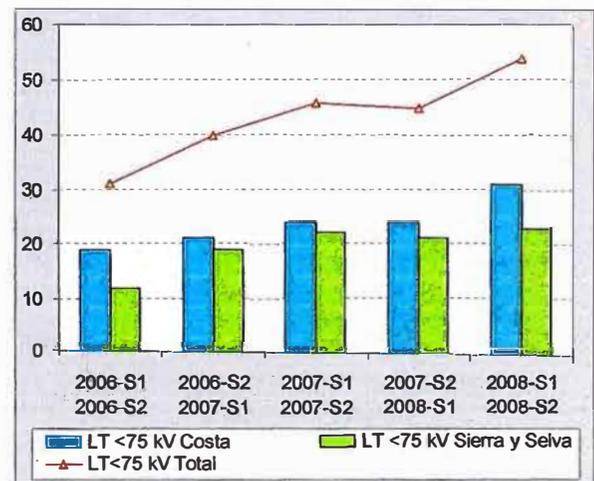


Fig. 5.52. N° de Líneas de Transmisión <75 kV que excedieron la tolerancia de Indisponibilidad.

La tendencia general, ha sido a mantener en ascenso el número de líneas con valores por sobre las tolerancias, en ambos indicadores. Desde el inicio del período de análisis, la tendencia ha sido creciente en las zonas de costa, sierra y selva. Respecto a la tasa de fallas, alcanzó un máximo de 35 líneas con valores por sobre las tolerancias, con predominancia de las líneas de la costa por sobre las de sierra y selva; y en cuanto al indicador de indisponibilidad, alcanzó un máximo de 54 líneas con valores por sobre las

tolerancias, con predominancia también de las líneas costeras por sobre las de sierra y selva.

Este nivel de tensión, requiere especial atención; debido sobre todo a las líneas de 33 kV en sectores rurales, las cuales presentan un desempeño pobre debido a problemas de diseño, ello agravado con los problemas de robo que se han presentado en los últimos semestres; lo que ha llevado a que semestre a semestre la tendencia sea a aumentar el número de líneas que exceden las tolerancias de los indicadores de performance.

5.4.2 En transformadores, auto transformadores y equipos de compensación

En las Fig. 5.53 y 5.54 se muestran las tendencias del comportamiento de transformadores, autotransformadores y equipos de compensación en el nivel de 220 kV que excedieron las tolerancias, en las zonas de costa, sierra y selva.

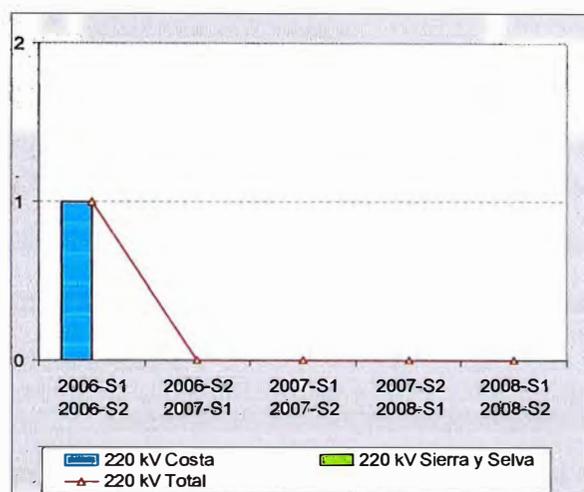


Fig. 5.53. N° de transformadores, auto transformadores y equipos de compensación en 220 kV que excedieron la tolerancia de Tasa de Fallas.

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

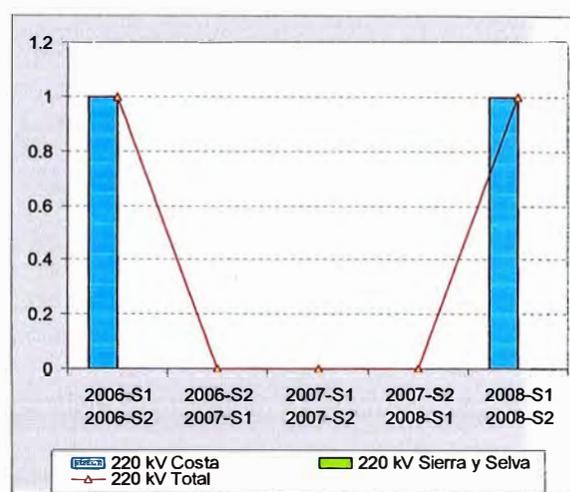


Fig. 5.54. N° de transformadores, auto transformadores y equipos de compensación en 220 kV que excedieron la tolerancia de Indisponibilidad.

En el nivel de 220 kV, no hay más de un equipamiento de transmisión que haya excedido las tolerancias a lo largo del período considerado. En cuanto a la tasa de fallas ha tendido a ser cero durante la mayor parte del período de análisis considerado. Respecto al indicador de indisponibilidad ha tendido a la unidad, el número de equipamientos de transmisión con valores por sobre las tolerancias.

En las Figuras 5.55 y 5.56, se han graficado la cantidad de transformadores, autotransformadores y equipos de compensación en el nivel de 138 kV, que en el período en evaluación analizado, presentaron indicadores que excedieron las tolerancias, en las zonas de costa, sierra y selva.

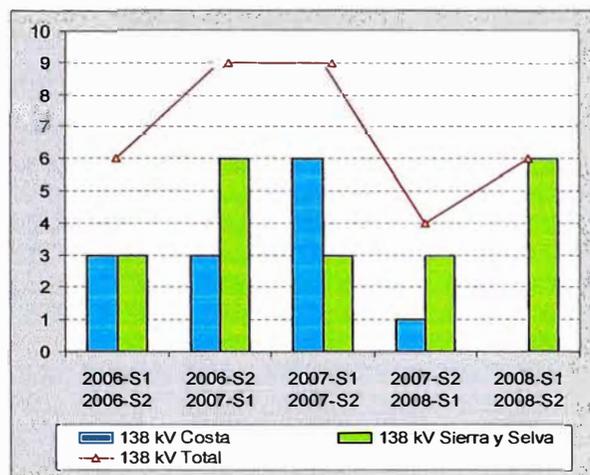


Fig. 5.55. N° de transformadores, auto transformadores y equipos de compensación en 138 kV que excedieron la tolerancia de Tasa de Fallas

Fuente: OSINERGMIN
Elaboración: Propia

Respecto a la tasa de fallas, en la zona de la costa alcanzó en la primera mitad de período analizado, un máximo de seis equipos con valores por sobre las tolerancias, para luego no tener ninguna al finalizar el período de análisis; y en las zonas de sierra y selva, de igual manera se ha mantenido con un máximo de seis equipos con valores por sobre las tolerancias.

Respecto al indicador de indisponibilidad, en la zona de la costa se presentaron en número de uno y solo en la primera mitad del período analizado; y en las zonas de sierra y selva, luego de alcanzar en la primera mitad del período analizado, un máximo de dos equipos de transmisión con valores por sobre las tolerancias, éste valor se mantuvo en uno hasta el final del mismo.

La tendencia general, para el equipamiento de transmisión en ambos indicadores, en este nivel de tensión, es claramente descendente.

En las Figuras 5.57 y 5.58, se han graficado la cantidad de líneas de transmisión de entre 30 y 75 kV, que en el período en evaluación analizado, presentaron indicadores que excedieron las tolerancias, en las zonas de costa, sierra y selva.

Respecto a la tasa de fallas, ha habido una tendencia a disminuir el número de equipamiento de transmisión con valores por sobre las tolerancias, después de una tendencia creciente en la primera mitad del período analizado. En la zona de la costa este número llegó a 31, sobre todo en la primera mitad del período analizado, para luego disminuir significativamente en la segunda mitad del período analizado; y en las zonas de

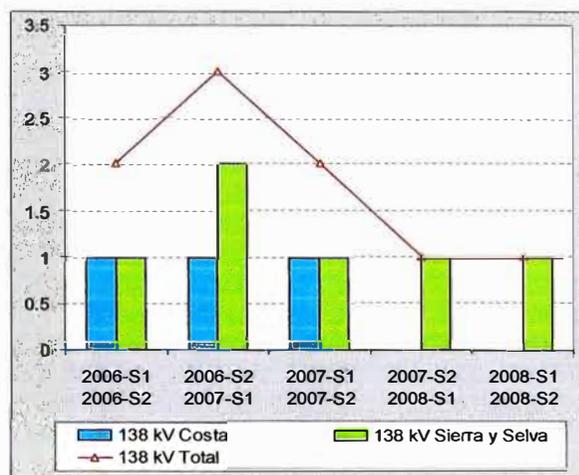


Fig. 5.56. N° de transformadores, auto transformadores y equipos de compensación en 138 kV que excedieron la tolerancia de Indisponibilidad.

sierra y selva, la tendencia ha sido más bien ligeramente creciente a lo largo del período considerado, alcanzando un máximo de 34 equipos, al final del período evaluado.

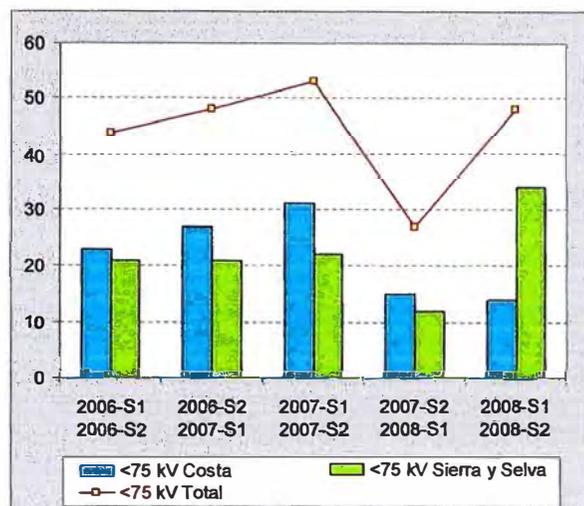


Fig. 5.57. N° de transformadores, auto transformadores y equipos de compensación < 75 kV que excedieron la tolerancia de Tasa de Fallas

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

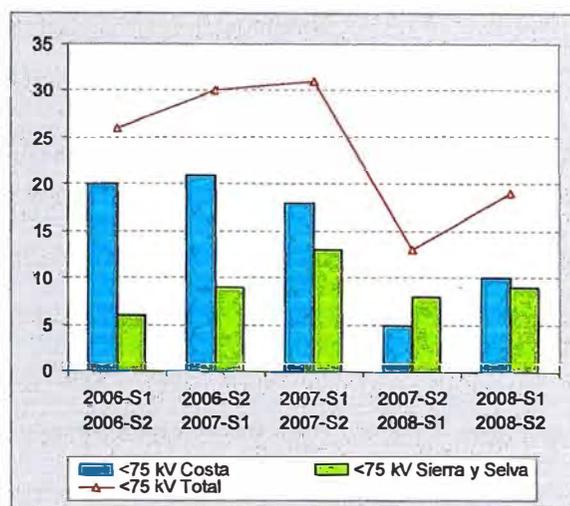


Fig. 5.58. N° de transformadores, auto transformadores y equipos de compensación < 75 kV que excedieron la tolerancia de Indisponibilidad.

Respecto al indicador de indisponibilidad, es claramente decreciente la cantidad de equipos de transmisión con valores por sobre las tolerancias. En la zona de la costa, esta tendencia es muy clara a lo largo del período de análisis considerado, donde alcanzó un máximo de 21 equipos con valores por sobre las tolerancias; y en las zonas de sierra y selva, alcanza un máximo de trece equipos, a mitad del período de analizado, para luego irse reduciendo gradualmente.

En general en este nivel de tensión, a diferencia del caso de las líneas de transmisión, la cantidad de equipamiento de transmisión causante de interrupciones tiene una tendencia claramente descendente, sobretodo en el indicador de indisponibilidad.

5.5 Propuesta de Perfeccionamiento del Procedimiento de Supervisión

Recordemos que la Resolución de Consejo Directivo 091-2006-OS/CD fue publicada en marzo del año 2006, y su Modificatoria se publicó en diciembre del año 2008, fecha en que termina nuestro análisis hecho en el presente informe. Con la Modificatoria se incorporó la obligación de reportar todas las interrupciones y/o desconexiones producidas, en cualquier punto de entrega del sistema de transmisión, inclusive aquellas menores de tres (3) minutos. También se modificaron los indicadores, tendiendo a simplificar su cálculo, se establecieron las tolerancias de los indicadores de performance, se modificaron algunos plazos y establecieron otros para nuevas obligaciones, entre otros.

La propuesta de modificación busca mejorar algunos aspectos adicionales del Procedimiento de Supervisión, y hacer algunas correcciones a la anterior Modificatoria, que se ha detectado que son susceptibles de mejora y perfeccionamiento.

La propuesta de perfeccionamiento consiste en lo siguiente:

- Retirar la obligación de reportar los indicadores de performance, ya que estos pueden ser calculados por OSINERGMIN en base a la información reportada de interrupciones de líneas de transmisión y equipos de subestaciones, y que dichos indicadores puedan ser consultados por las empresas supervisadas a través del portal extranet que tienen asignado cada uno de ellos.
- Mejorar el cuadro de tipificación de interrupciones, ya que se han registrado muchas interrupciones como no determinadas o no clasificadas, y buscar alternativas para precisar mejor la descripción de la interrupción.
- Precisar los términos “Falla Propia” y “Falla Externa” como causa de las interrupciones y que no aparecen, sino hasta el final del Procedimiento de Supervisión, y que han sido motivo de diversas interpretaciones por parte de las empresas supervisadas al momento de registrar la información en el portal extranet.
- Formalizar la obligación de las empresas supervisadas de reportar la máxima carga de líneas de transmisión, ya que no se considero en un inicio del procedimiento, sino que se exigió luego a través de un requerimiento de OSINERGMIN a cada una de ellas.
- Establecer la obligación de OSINERGMIN, de mantener disponibles y actualizados en el portal extranet, los formatos que correspondan a la información que se remite a través de ellos, los lineamientos para el reporte de información que se requieran para facilitar la remisión de información solicitada, los lineamientos para la elaboración de planes de contingencia y programas de mejoramiento de instalaciones y/o reemplazo de equipos.
- Establecer la obligación de las empresas supervisadas de mantener actualizada la información correspondiente a: teléfonos, correos electrónicos, dirección legal, etc.; de su Gerente General, Coordinador(es) del procedimiento y Centro de Control, para facilitar la comunicación entre OSINERGMIN y la empresa supervisada.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. El cambio de metodología de la supervisión por resultados en lugar del esquema anterior de supervisión ha contribuido en gran medida a la eficacia de la función supervisora y fiscalizadora, según se observa en los resultados obtenidos con el indicador cuantitativo definido para medir la cantidad de componentes que exceden las tolerancias.
2. La aplicación del Procedimiento de Supervisión ha permitido identificar los componentes de la red de transmisión más críticos y las causas más frecuentes de interrupciones lo que permita a su vez, coordinar con el MEM las acciones necesarias que junto a los programas de mejoramiento y/o reemplazo de equipos y planes de contingencias operativos, permitan garantizar la continuidad del suministro a los usuarios.
3. El aparente incremento de interrupciones que se aprecia en los gráficos correspondientes se explica por tres razones: primero, el tiempo inicial de asimilación del Procedimiento de Supervisión y que éste entrara en vigencia en marzo del año 2006; segundo, cierta resistencia inicial de algunas empresas; y tercero, que en los dos últimos semestre que conforman nuestro horizonte de análisis, el número de empresas a supervisar creciera en un 33 %, incrementándose el parque de transmisión, junto a las interrupciones registradas.
4. Las instalaciones de transmisión de 220 kV muestran un performance adecuado en comparación con las instalaciones de otros niveles de tensión. Predominando las fallas ocasionadas por descargas atmosféricas en las zonas de sierra y selva, y aquellas ocasionadas por causas no determinadas en la zona de la costa
5. Las instalaciones de transmisión de 138 kV muestran un performance regular, sobrepasando muchas de ellas las tolerancias establecidas. Predominan, nuevamente, las fallas ocasionadas por descargas atmosféricas en las zonas de sierra y selva, y

aquellas ocasionadas por causas no determinadas en la zona de la costa; existe también una tendencia a mejorar sus indicadores.

6. En el nivel de tensión menor de 75 kV y mayor o igual de 30 kV, se observa un performance inadecuado, sobre todo en aquellas instalaciones de 33 kV (sectores típicos 3, 4 y 5), que presentan deficiencias de diseño, y poco mantenimiento, y donde el performance es pésimo; siendo la única manera de mejorar el performance, el hacer inversiones. A todo lo anterior se suma los problemas de hurto, presentados en los últimos semestres evaluados.
7. El Procedimiento de Supervisión es susceptible de ser mejorado y perfeccionado, en los aspectos que se han identificado, los cuales se reflejaran en la calidad de suministro eléctrico brindado a los usuarios finales del servicio eléctrico.

RECOMENDACIONES

1. Identificar las causas de interrupciones que no se encuentran tipificadas, a fin de tener una base de datos más precisa y confiable, lo que permitirá tener una estadística de interrupciones más confiable, y planter las soluciones mas adecuadas en cada caso.
2. Discutir e implementar las modificaciones propuestas, sometiéndolas a consideración de las partes involucradas.
3. Fijar cuanto antes la Escala de Multas y Sanciones, correspondiente el Procedimiento de Supervisión.
4. Se recomienda sostener reuniones y efectuar capacitaciones con las empresas para uniformizar criterios en cuanto a la correcta interpretación del procedimiento y el manejo del sistema extranet del Procedimiento de Supervisión.

ANEXOS

Anexo A

Relación de empresas comprendidas en el Procedimiento de Supervisión

Ítem	Código de Empresa	Actividad	Empresa
1	CTN	Transmisión	Compañía Transmisora Norperuana
2	CONE	Transmisión	Conenhua
3	ETN	Transmisión	Etenorte
4	TRS	Transmisión	Eteselva
5	ISA	Transmisión	Isa
6	DEP	Transmisión	Peot
7	RDS	Transmisión	Redesur
8	REP	Transmisión	Rep
9	TRM	Transmisión	Transmantaro
10	ETCA	Transmisión	Transmisión Callalli
11	ETG	Transmisión	Transmisión Guadalupe
12	CTA	Transmisión	Transmisora Andina
13	CAH	Generación	Cahua
14	EDG	Generación	Edegel
15	EEP	Generación	Eepsa
16	EGA	Generación	Egasa
17	EGM	Generación	Egmsa
18	EGN	Generación	Egenor
19	EGS	Generación	Egesur
20	EAN	Generación	Electroandes
21	ELP	Generación	Electroperú
22	ENS	Generación	Enersur
23	KLP	Generación	Kallpa Generación
24	SMC	Generación	Minera Corona
25	CHAV	Generación	Proyecto Chavimochic
26	SGB	Generación	San Gabán
27	SHO	Generación	Shougesa
28	SINE	Generación	Sinera
29	ADIL	Distribución	Adinelsa
30	CEV	Distribución	Coelvisac
31	ECA	Distribución	Edecañete
32	EDN	Distribución	Edelnor
33	ELC	Distribución	Electrocentro
34	ENO	Distribución	Electronoroeste
35	ELN	Distribución	Electronorte
36	EPU	Distribución	Electropuno
37	EOR	Distribución	Electroriente
38	ELS	Distribución	Electrosur
39	ESE	Distribución	Electrosureste
40	ESM	Distribución	Electrosurmedio
41	EUC	Distribución	Electroucayali
42	HID	Distribución	Hidrandina
43	EDS	Distribución	Luz del Sur
44	SEA	Distribución	Seal
45	AAR	Otra	Aceros Arequipa
46	MAS	Otra	Arasi
47	ATE	Otra	Autoridad Autónoma Tren Eléctrico
48	ANDI	Otra	Cemento Andino
49	CLI	Otra	Cementos Lima
50	MCA	Otra	Compañía Minera Casapalca
51	RAU	Otra	Compañía Minera Raura
52	HOR	Otra	Consorcio Minero Horizonte
53	MDR	Otra	Doe Run
54	ENP	Otra	Empresa Nacional de Puertos
55	MFU	Otra	Funsur
56	TPI	Otra	Industria Textil Piura
57	IPEN	Otra	Ipen
58	LAP	Otra	Lima Airport Partners
59	CMB	Otra	Minas Buenaventura
60	CMA	Otra	Minera Antamina
61	ATA	Otra	Minera Atacocha
62	MAR	Otra	Minera Aurífera Retamas
63	AUS	Otra	Minera Austria Duvaz
64	MBM	Otra	Minera Barrick
65	SMCV	Otra	Minera Cerro Verde
66	MSR	Otra	Minera del Sur
67	UYA	Otra	Minera Los Quenuales
68	MIL	Otra	Minera Milpo
69	MPC	Otra	Minera Pampa de Cobre
70	POD	Otra	Minera Poderosa
71	MSL	Otra	Minera Santa Luisa
72	VOL	Otra	Minera Volcán
73	YAN	Otra	Minera Yanacocha
74	PRA	Otra	Praxair Perú
75	QUI	Otra	Quimpac
76	PMC	Otra	Sedacusco
77	SIM	Otra	Servicios Industriales de la Marina
78	SOU	Otra	Southern Perú
79	MXT	Otra	Xstrata Tintaya
80	YUR	Otra	Yura

Anexo B

Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD

Cuadro de Tarifas

Código de tarifa	Descripción
1	AT2 (2E2P)
2	MT2 (2E2P)
3	MT3P (2E1P) - Presente en punta
4	MT3FP (2E1P) - Presente en fuera de punta
5	MT4P (1E1P) - Presente en punta
6	MT4FP (1E1P) - Presente en fuera de punta
7	BT2 (2E2P)
8	BT3P (2E1P) - Presente en punta
9	BT3FP (2E1P) - Presente en fuera de punta
10	BT4P (1E1P) - Presente en punta
11	BT4FP (1E1P) - Presente en fuera de punta
14	BT5B (1E) - Residencial de 1 a 30 kW.h
15	BT5B (1E) - Residencial de 31 a 100 kW.h
16	BT5B (1E) - Residencial de 101 a 150 kW.h
17	BT5B (1E) - Residencial de 151 a 300 kW.h
18	BT5B (1E) - Residencial de 301 a 500 kW.h
19	BT5B (1E) - Residencial de 501 a 750 kW.h
20	BT5B (1E) - Residencial de 751 a 1000 kW.h
21	BT5B (1E) - Residencial mayor a 1000 kW.h
22	BT5B (1E) - No Residencial
23	BT5 (1P)
24	MAT1 (2E2P) - Cliente Libre en MAT
25	AT1 (2E2P) - Cliente Libre en AT
26	MT1 (2E2P) - Cliente Libre en MT
27	BT1 (2E2P) - Cliente Libre en BT
28	BT5A.A (2E) - Cliente con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas de punta y fuera de punta
29	BT5A.B (2E) - Cliente con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y hasta 50 kW en horas fuera de punta
30	BT5C (1E) - Servicio de alumbrado público (Artículo 192º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas)
31	BT5C (1E) - Iluminación especial y alumbrado adicional con opción tarifaria BT5C
32	BT7 (1E) - Servicio prepago

04443

Aprueban "Procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión"

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

Lima, 6 de marzo de 2006

VISTO:

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

CONSIDERANDO:

Que, según lo establecido por el inciso c) del artículo 3º de la Ley N° 27332 - Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, la función normativa de los Organismos Reguladores, entre ellos OSINERG, comprende la facultad exclusiva de dictar, entre otros, en el ámbito y en materia de su respectiva competencia, los reglamentos de los procedimientos a su cargo, normas de carácter general referidas a actividades supervisadas o de sus usuarios;

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

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

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

Que, en ese sentido, OSINERG prepublicó el 3 de diciembre de 2005 en el Diario Oficial El Peruano el "Procedimiento para supervisión y fiscalización de los Sistemas de Transmisión" en concordancia a lo dispuesto en el artículo 25º del Reglamento General de OSINERG, aprobado por el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, con la finalidad de recibir los aportes del público en general, los mismos que han sido objeto de comentarios en la exposición de motivos de la presente Resolución;

De conformidad con lo dispuesto en los artículos 22º y 25º del Reglamento General de OSINERG, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Con la opinión favorable de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, Gerencia Legal y de la Gerencia General;

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Aprobar "Procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión", contenido en el anexo adjunto y cuyo texto forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2º.- El presente Procedimiento entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo

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

1. OBJETO

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

2. ALCANCE

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

3. BASE LEGAL

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

4. DEFINICIONES

Desconexión Forzada: Indisponibilidad de un sistema y/o componente eléctrico, no previsto, debido

Disponibilidad	: a fallas o razones de operación. : Aptitud de un elemento para estar en situación de realizar una función requerida en condiciones dadas en un instante dado o durante un intervalo de tiempo dado, suponiendo que se proporcionan los medios exteriores necesarios.
Empresa	: Persona jurídica que opera un sistema de transmisión eléctrica.
Falla	: Cese de la aptitud de un elemento para realizar una función requerida.
GFE	: Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERG.
Indisponibilidad	: Estado de una unidad de generación o componente de la red cuando no se encuentra disponible para realizar su función debido a algún evento directamente asociado a él.
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.
Línea de transmisión	: Disposición de apoyos, conductores, ferreteria, aisladores y accesorios para transmitir electricidad a una tensión igual o mayor de 30 kV, entre dos puntos de un sistema.
OSINERG	: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.
Plan de Contingencias Operativo	: Documento que elabora cada empresa, siguiendo los lineamientos establecidos por OSINERG, para reducir al mínimo las interrupciones del servicio eléctrico, ante eventualidades de orden técnico y/o desastres.
Programa de Mejoramiento de Instalaciones y/o reemplazo de equipos	: Documento que elaboran las empresas para referir los planes de inversión, que deberán efectuar, a fin de reemplazar equipos por unidades nuevas, en la oportunidad en que se cumpla el periodo de vida útil, o haya necesidad de repotenciar o reponer equipamiento cuando la capacidad nominal haya sido copada o se tornen obsoletos, con el fin de garantizar la continuidad del servicio eléctrico.
Registro	: Inscripción de información pertinente, en el portal extranet de la empresa, o envío de información pertinente luego de ocurrido la interrupción.
Reporte	: Envío de información consolidada a OSINERG, respecto a un tema específico, en el periodo establecido (diario, semanal, mensual, semestral o anual).
Sistema de Transmisión	: Conjunto de instalaciones para la transformación y transporte de la energía eléctrica con tensiones iguales o superiores a 30 kV. Se incluirá todos aquellos transformadores,

Subestación	: autotransformadores y reactores cuyo devanado de mayor tensión sea igual o mayor 30 kV. : Parte de una red eléctrica, concentrada en un lugar dado, incluyendo principalmente los terminales de los dispositivos de control y maniobra y las celdas de las líneas de transmisión o distribución y que también podría incluir transformadores. Generalmente incluye las instalaciones necesarias para los sistemas de seguridad y control (por ejemplo, dispositivos de protección).
-------------	--

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

5. METODOLOGÍA

Para alcanzar el objetivo propuesto se empleará la siguiente metodología:

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

6. REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN

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

- a) Registro de desconexiones.
- b) Indicadores de Performance.
- c) Reporte de máximas demandas.
- d) Programa de mejoramiento de instalaciones y/o reemplazo de equipos.
- e) Plan de contingencias operativo.
- f) Programas y reportes de mantenimiento.

La información será remitida via extranet, a través de un portal que asignará el OSINERG. Los archivos, cuando sea el caso, contendrán la información de acuerdo a los campos considerados en los anexos del numeral 12 del presente procedimiento. La extensión de los archivos será en Excel.

6.1 REGISTRO DE DESCONEXIONES

Las empresas deben registrar y transmitir al OSINERG, via extranet; según el Anexo N° 1, las desconexiones forzadas mayores a 3 minutos y la totalidad de las programadas de las líneas de transmisión eléctrica y/o equipamiento de subestaciones de transmisión que impliquen interrupciones de suministro eléctrico a los usuarios.

6.2 INDICADORES DE PERFORMANCE

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

Cuadro N° 1: "Indicadores de Performance de Sistemas de Transmisión Eléctrica"

Descripción	Sigla	Indicador	Variables	Unidad
Tasa de Fallas de Componentes de Subestación (*)	TFC	$TFC = \frac{\sum_{i=1}^N N^{\circ} \text{ Fallas}}{\sum_{i=1}^N (HS_i)} \times HDS$	$N^{\circ} \text{ Fallas}$ = Número de fallas por semestre. HS_i = Número de horas de servicio del equipo en el semestre (Horas del semestre - Horas fuera de servicio) HDS = Horas del semestre	Fallas por semestre
Tasa de Fallas de Línea	TFL	$TFL = \frac{\sum_{i=1}^N N^{\circ} \text{ Fallas}}{\sum_{i=1}^N (EXT_{LT_i})} \times 100$	$N^{\circ} \text{ Fallas}$ = Número de fallas por semestre EXT_{LT} = Extensión de la línea de transmisión en Km	Fallas por semestre por cada 100 Km.
Disponibilidad de componente de subestación	DISE	$DISE = \frac{\sum_{i=1}^N (HD_i)}{(N_{eq} \times HP)} \times 100$	HD = Número de horas disponible del equipo en el semestre (HP - Horas de indisponibilidad). HP = Número de horas del semestre N_{eq} = Número de equipos	% por semestre
Disponibilidad de Líneas	DISL	$DISL = \frac{\sum_{i=1}^N (EXT_{LT_i} \times HD_i)}{\sum_{i=1}^N (EXT_{LT_i} \times HP)} \times 100$	EXT_{LT} = Extensión de la línea de transmisión en km. HD_i = Número de horas disponible de equipo en el semestre (HP - Horas de indisponibilidad). HP = Número de horas del semestre.	% por semestre

(*) Transformadores de potencia, auto transformadores y equipos de compensación.

Para el cálculo de los indicadores de performance deben reportarse todas las desconexiones que impliquen interrupción de suministros mayores a 3 minutos de duración. Se considerarán las desconexiones forzadas propias (Fallas, error de maniobra, mala coordinación de operación, entre otros).

Los indicadores de performance deben encontrarse dentro de los rangos permisibles, que para los efectos establezca en su oportunidad el OSINERG.

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

6.3 REPORTE DE MÁXIMA DEMANDA

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

6.4 PLAN DE CONTINGENCIAS OPERATIVO

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

- Desconexiones forzadas o programadas que afecten el servicio de electricidad; o deterioro de cualquier componente de las instalaciones, cuya rehabilitación no pueda lograrse antes de 12 horas.

- Ante daños causados al sistema de transmisión por causas de fuerza mayor, fenómenos naturales o hechos fortuitos, que no permitan el restablecimiento de las instalaciones afectadas después de las 12 horas de su ocurrencia.

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

6.5 INFORMACIÓN REFERENCIAL

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

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

Los equipos considerados como relevantes son los siguientes:

- Transformadores de potencia.
- Auto Transformadores.
- Compensadores de potencia reactiva.
- Interruptores de potencia.
- Relés de protección.
- Líneas de transmisión aérea y subterránea.

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

6.5.2. PROGRAMAS Y REPORTES DE MANTENIMIENTO.

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

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

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

7. SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

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

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

8. PLAZOS PARA REMITIR LA INFORMACIÓN

En el Cuadro N° 2 siguiente se detallan los plazos que obligatoriamente deben cumplir las empresas para la presentación de la información vía extranet.

Cuadro N° 2: Plazos para remitir información

ITEM	DESCRIPCION	FRECUENCIA	PLAZO
01	* Indicadores de Performance	Semestral	Del 20 al 31 de enero/ Del 20 al 31 de julio
02	* Registro de desconexiones programadas	En la oportunidad que se programen	48 horas antes de realizar la interrupción
03	* Registro de desconexiones forzadas	En oportunidad que ocurra	Dentro de las siguientes 12 horas de ocurrido la interrupción (*)
04	* Reporte de máxima demanda de transformadores y/o autotransformadores	Mensual	20 días calendario posteriores a la finalización de cada mes
05	* 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
06	* Plan de Contingencias Operativo	Anual	Hasta el 31 de diciembre del año anterior a la aplicación del respectivo programa o plan
07	* Programa y Reporte de mantenimiento	En oportunidad que se ejecuten	Dentro de los 10 días posteriores a la ejecución
08	* Actualización de data técnica de instalaciones y equipamiento.	En oportunidad que se realicen modificaciones	Dentro de los siguientes 30 días de efectuadas las modificaciones

(*) En los casos en que las desconexiones, requieran un mayor análisis, el registro preliminar podrá ser reformulado dentro de las 24 horas de emitido el último Informe Final del COES (Análisis de Fallas del COES).

9. MULTAS

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

10. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

10.1. Las empresas deberán incorporar dentro de los Programas de Mejoramiento de las Instalaciones y/o Reemplazo de Equipos; y los Planes de Contingencias Operativos, según correspondan a la naturaleza de las observaciones, la subsanación de las deficiencias observadas con anterioridad y que a la fecha de aprobado el presente procedimiento, se mantengan pendientes de solución.

10.2. Las empresas alcanzarán vía extranet, en un plazo no mayor de 60 días, contados de la publicación del presente procedimiento en el Diario Oficial El Peruano, la información técnica actualizada referida a instalaciones, equipamiento y diagramas unifilares, de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento.

10.3. Los aspectos relacionados con la supervisión de sistemas de transmisión eléctrica, no considerados dentro de los alcances del presente procedimiento, serán resueltos por la GFE del OSINERG en cada caso particular, según sea necesario.

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 la tasa de fallas e indisponibilidad de los sistemas de transmisión a su cargo, dentro de los rangos permisibles, regirá inmediatamente después de un año de que el OSINERG los haya establecido.

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.

11. DISPOSICIONES TRANSITORIAS

11.1. La GFE comunicará oportunamente las especificaciones y dirección del sistema extranet a ser usado.

11.2. Al inicio de la aplicación del presente procedimiento, las empresas alcanzarán al OSINERG, vía extranet, el programa de mejoramiento de instalaciones y/o reemplazo de equipos dentro de los 60 días hábiles, contados desde el día siguiente de la publicación del presente procedimiento. Asimismo, el Plan de Contingencias Operativo previsto para el año 2006 será presentado dentro de los 120 días hábiles, contados desde el día siguiente en que OSINERG entregue a las empresas, los respectivos lineamientos para su elaboración.

11.3. Asimismo, al inicio de la aplicación del presente procedimiento, las empresas dispondrán de un plazo máximo de 30 días calendario, para regularizar los registros de desconexiones programadas y forzadas, que debieron alcanzar al OSINERG, desde el primer día de haber entrado en vigencia el presente procedimiento.

12. ANEXOS

- ANEXO 1 : Registro de desconexiones.
- ANEXO 2 : Reporte de indicadores de performance.
- ANEXO 3 : Reporte de máxima demanda de transformadores y/o autotransformadores.
- ANEXO 4 : Reporte de Mantenimiento.
- ANEXO 5 : Código de identificación de las empresas.

ANEXO 1

1.1.- REGISTRO DE DESCONEXIONES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCION
		ENTEROS	DECIMALES	
CODEMP	ALFANUMERICO	4		Código de empresa
COOLIN	ALFANUMERICO	6		Código de línea
TENS	NUMERICO	3		Nivel de tensión (en kV)
ZON GEO	ALFANUMERICO	6		Zona geográfica (según cuadro N° 1 A).
FECEINT	FECHA	dd/mm/aaaa	hh:mm:ss	Inicio de la interrupción (sincronizado a hora GPS)
FECEFIN	FECHA	dd/mm/aaaa	hh:mm:ss	Fin de la interrupción (sincronizado a hora GPS)
DURINT	HORA	dd/mm/aaaa	hh:mm:ss	Duración de interrupción
TIPINT	NUMERICO	1	0	1: Programada, 2: Forzada
CAUINT	ALFANUMERICO	2		Causa de interrupción (según cuadro N° 1 B)
TIP FALL	NUMERICO	1	0	Tipo de falla (según cuadro N° 1 C)
DPINT	NUMERICO	3	1	Potencia interrumpida (en MW)

1.2.- REGISTRO DE DESCONEXIONES EN EQUIPOS TRANSFORMADORES Y EQUIPOS DE COMPENSACIÓN

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCION
		ENTEROS	DECIMALES	
CODEMP	ALFANUMERICO	4		Código de empresa
COCEO	ALFANUMERICO	15		Código de equipamiento
RELTR	NUMERICO	15		Relación de transformación (si corresponde)
TENS	NUMERICO	3		Nivel de tensión (en kV)
FECEINT	FECHA	dd/mm/aaaa	hh:mm:ss	Inicio de la interrupción
FECEFIN	FECHA	dd/mm/aaaa	hh:mm:ss	Fin de la interrupción
DURINT	HORA	hh:mm:ss		Duración de interrupción
TIPINT	NUMERICO	1	0	1: Programada, 2: forzada
CAUINT	ALFANUMERICO	2		Causa de interrupción (Según cuadro N° 1 B)
TIP FALL	NUMERICO	1	0	Tipo de falla (según cuadro N° 1 C)
DPINT	NUMERICO	3	1	Potencia interrumpida (en MW)

Cuadro N° 1 A
Zona Geográfica

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

Cuadro N° 1 B
Causa de interrupciones

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

Cuadro N° 1 C
Tipificación de las desconexiones

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

ANEXO N° 2

REPORTE DE INDICADORES DE PERFORMANCE

Nombre Campo	TIPO	Longitud		Descripción
		Enteros	Decimales	
CODEMP	ALFANUMERICO	4		Código de empresa
PENMA	ALFANUMERICO	4		Año correspondiente
PENMA	ALFANUMERICO	2		S1: Semestre (enero-junio); S2: Semestre (julio-diciembre)
TFC_T	NUMERICO	3	2	Tasa de falla de los componentes de las subestaciones por nivel de tensión (ref: al lado de mayor tensión)
TFL_T	NUMERICO	3	2	Tasa de falla de línea de transmisión por nivel de tensión.
DISE_T	NUMERICO	3	2	Índice de disponibilidad del componente de la subestación por nivel de tensión (ref: al lado de mayor tensión).
DISL_T	NUMERICO	3	2	Índice de disponibilidad de línea de transmisión por nivel de tensión.
OBS	MEMO			Observaciones y/o comentarios

ANEXO N° 3

REPORTE DE MÁXIMA DEMANDA DE TRANSFORMADORES O AUTOTRANSFORMADORES

Nombre Campo	TIPO	Longitud		Descripción
		Enteros	Decimales	
CODEMP	ALFANUMERICO	4		Código de empresa
CODEQ	ALFANUMERICO	15		Código de equipamiento
POTNOM	NUMERICO	4	2	Potencia nominal máxima en MW
FACTUSO	NUMERICO	2	2	Fu = (MD-PN) X 100
MAXDEM	NUMERICO	4	2	Valor de la máxima demanda (MW)
ANMES	FECHA	dd/mm		Año y mes a que corresponde la máxima demanda
FECD	FECHA	dd/mm/aaaa		Fecha de ocurrencia de la máxima demanda del año
HORAID	HORA	hh:mm		Hora de ocurrencia de la máxima demanda del año
OBS	MEMO			Observaciones y/o comentarios

Donde:

Fu : Factor de Utilización

MD : Máxima Demanda (MW)

PN : Potencia Nominal (la actual en operación)

ANEXO N° 4

4.1 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCIÓN
		ENTEROS	DECIMALES	
CODEMP	ALFANUMERICO	4		Código de empresa
CODLIN	ALFANUMERICO	6		Código de línea (en caso que corresponda)
CODEQ	ALFANUMERICO	15		Código de equipamiento (en caso que corresponda)
NOMIN/AE	MEMO			Nombre del equipamiento
CODACT	ALFANUMERICO	15		Código de actividad de mantenimiento (en caso correspondiente)
NOMIN/AA	MEMO			Actividad a realizar
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
AFECT	MEMO			Localidades que se afectarán. N° usuarios
PREST	MEMO			Potencia a restringir. Porcentaje del total
OBS	MEMO			Comentarios, observaciones

4.2 REPORTE DE MANTENIMIENTO

NOMBRE CAMPO	TIPO	LONGITUD		DESCRIPCIÓN
		ENTEROS	DECIMALES	
CODEMP	ALFANUMERICO	4		Código de empresa
CODLIN	ALFANUMERICO	6		Código de línea (en caso que corresponda)
CODEQ	ALFANUMERICO	15		Código de equipamiento (en caso que corresponda)
NOMIN/AA	MEMO			Nombre de la actividad
FECIMAP	FECHA	dd/mm/aaaa	hh:mm	Fecha y hora de inicio de ejecución
FECIMAE	FECHA	dd/mm/aaaa	hh:mm	Fecha y hora finalización de ejecución
FECPEO	FECHA	dd/mm/aaaa	hh:mm	Fecha y hora de puesta en servicio del equipo
OBS	MEMO			Observaciones y/o comentarios

ANEXO N° 5

CÓDIGO DE IDENTIFICACIÓN DE EMPRESAS

ITEM	CODEMP	SIGLAS	NOMBRE
1	CAH	CAHUA	Empresa de Generación Eléctrica Cahua S.A.
2	CHAV	CHAVMOCHIC	Proyecto Especial Chavinmochic
3	CONE	CONENHUA	Consortio Energético Huancavelica
4	EDG	EDEGEL	Empresa de Generación Eléctrica de Lima S.A.A.
5	EEP	EEPSA	Empresa Eléctrica de Piura S.A.
6	EGA	EGASA	Empresa de Generación de Arequipa S.A.
7	EGM	EGEMSA	Empresa de Generación Eléctrica Machupichu S.A.
8	EGN	EGENOR	Orke Energy International Egenor S. en C. por A.
9	EGS	EGESUR	Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.
10	EAN	ELECTRO ANDES	Empresa de Electricidad de los Andes S.A.
11	ELP	ELECTRO PERU	Electricidad del Perú S.A.
12	ENS	ENERSUR	Energía de Sur S.A.
13	TRS	ETESSELVA	El Eselva S.R.L.
14	ETV	ETEVENSA	Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A.
15	SGB	SAN GABÁN	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.
16	HCH	HUANCHICO	Huanchico Hydro S.A.
17	SHD	SHOUGESA	Shougang Generación Eléctrica S.A.A.
18	SINE	SINERSA	Sindicato Energético S.A.
19	SVC	CORONA	Minera Corona
20	TER	TERMOSELVA	Termoselva S. R. L.
21	CTA	TRANSMSORA ANDINA	Compañía Transmisora Andina
22	DEP	DEPOLTI	Dirección del Proyecto Cincos - Tinajas
23	ETG	TRANSMSORA GUADALUPE	Transmisora Guadalupe
24	ISA	ISA PERU	ISA Perú S.A.
25	REP	REP	Red de Energía de Perú S.A.
26	TRM	TRANSMANTARO	Consortio Transmántaro S.A.
27	ADL	ADINELSA	Administradora de Infraestructura Eléctrica S.A.
28	RDS	REDESUR	Red Eléctrica del Sur S.A.
29	CEV	COELVISAC	Consortio Eléctrico de Villavieja S.A.C.
30	ECA	EDECAINTE	Empresa de Distribución Eléctrica de Cañete S.A.
31	EDN	EDELNOR	Empresa de Distribución Eléctrica Lima Norte S.A.
32	ELC	ELECTROCENTRO	Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Centro
33	ELN	ELECTRONORTE	Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Norte S.A.
34	HD	HIDRANDINA	Empresa Regional de Distribución Eléctrica del Norte Medio S.A.

ÍTEM	CODEMP	SIGLAS	NOMBRE
35	ENO	ELECTRONOROESTE	Empresa Regional de Distribución Eléctrica de Nor Oeste S.A.
36	ECR	ELECTRO ORIENTE	Empresa Regional de Distribución Eléctrica de Oriente S.A.
37	EFU	ELECTRO PUÑO	Empresa Regional de Distribución Eléctrica de Puño S.A.
38	ELS	ELECTROSUR	Empresa Regional de Distribución Eléctrica de Sur S.A.
39	ESE	ELECTRO SUR ESTE	Empresa Regional de Distribución Eléctrica de Sur Este S.A.
40	ESM	ELECTRO SUR MEDIO	Electro Sur Medio S.A.
41	ETO	ELECTRO TOCACHE	Electro Tocache S.A.
42	EUC	ELECTRO UCAYALI	Electro Ucayali S.A.
43	EDS	LUZ DEL SUR	Empresa de Distribución Eléctrica Lima Sur S.A.A.
44	SEA	SEAL	Sociedad Eléctrica De Sur Oeste S.A.
45	AAR	ACEROS AREQUIPA	Aceros Arequipa
46	ANDI	CEMENTO ANDINO	Cemento Andino S.A.
47	APC	COMPAÑIA MINERA ARCATA	Compañía Minera Arcata S.A.
48	ARE	COMPAÑIA MINERA ARES	Compañía Minera Are S. A. C.
49	ATA	MINERA ATACOCHA	Compañía Minera Atacocha S.A.A.
50	AUS	MINERA AUSTRIA DUVAZ	Minera Austria Duvoz
51	ANT	MINERA ANTIMINA	Compañía Minera Antamina S.A.
52	IPEN	PEN	Instituto Peruano de Energía Nuclear
53	MEM	MINERA BARRICK	Minera Barrick Misquichilca
54	MDR	DCERUN	Dos Run
55	MIL	COMPAÑIA MINERA MILPO	Compañía Minera Milpo
56	MSR	MINSUR	Minera del Sur S. A.
57	PUC	EPS SEDA CUZCO	Empresa Municipal de Saneamiento del Cuzco S. A.
58	POD	MINERA PODEROSA	Compañía Minera Poderosa S.A.
59	SOJ	SOUTHERN PERU COOPER CORPORATION	Southern Peru Cooper Corporation
60	SMCV	CERRO VERDE	Sociedad Minera Cerro Verde S.A.
61	UCH	MINERA UCHUCUCHACUA	Minera Uchucuchacua
62	UYA	MINERA YAU YACU	Minera Yauyacú
63	VEN	MINERA VENTUROSA	Minera Venturosa
64	VOL	VOLCAN COMPAÑIA MINERA	Volcan Compañía Minera S. A.
65	YAN	MINERA YANACOCHA	Minera Yanacocha S. R. L.
66	YUR	YUPA	Cemento Yura S.A.

* Codificación según la NTCSE

Procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

OSINERG ha venido realizando programas de supervisión en instalaciones eléctricas de transmisión eléctrica, detectando ciertas deficiencias en cuanto a la operación, mantenimiento y seguridad. Si bien es cierto que se ha logrado reducir dichas deficiencias, se ha visto la conveniencia de, en uso de la Facultad Normativa que le permite aprobar sus propios procedimientos de supervisión, dentro de lo dispuesto por el inciso c) del artículo 3º de la Ley N° 27332 - Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y del artículo 3º de la Ley N° 27609 - Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERG, contar con un procedimiento que permita una mejor labor de supervisión y fiscalización.

En ese sentido, la norma propuesta tiene como objetivo establecer un procedimiento para la supervisión y fiscalización del desempeño de los sistemas de transmisión eléctricos, con el propósito de garantizar el suministro a los usuarios del servicio eléctrico. En ese sentido, el procedimiento recae sobre la operación, mantenimiento y seguridad en los sistemas de transmisión que operan las empresas eléctricas.

Dicho procedimiento establece la obligación de la empresa de remitir información relacionada a los aspectos técnicos de las instalaciones y equipamiento, programa de mantenimiento, reportes de mantenimiento, plan de contingencia operativo, registro y reporte de interrupciones, entre otros. En definitiva, con esta información, que será sistematizada por OSINERG, se logrará efectuar una mejor supervisión y fiscalización de los sistemas de transmisión eléctricos, a través de indicadores que garanticen su correcto desempeño.

Por tal razón, OSINERG elaboró el "Procedimiento para supervisión y fiscalización de los Sistemas de Transmisión", el cual fue prepublicado el 3 de diciembre de 2005 en el Diario Oficial "El Peruano", a fin de recibir los comentarios y propuestas del público en general, las cuales han sido evaluadas para elaborar el presente Procedimiento.

En efecto, luego de evaluado las propuestas presentadas y de analizado nuevamente el proyecto, OSINERG ha realizado las correspondientes

modificaciones y mejoras al mismo. Cabe precisar que como parte de las modificaciones realizadas es haber adecuado el nombre del procedimiento a la naturaleza de su contenido, por lo que el presente procedimiento es denominado: "Procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión"

De las observaciones:

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

I RESPECTO AL NUMERAL 4.- Definiciones

Observaciones de la empresa ELECTROANDES:

- "En la definición de Subestación del numeral 4, se menciona que: "Se incluirá todos aquellos transformadores, autotransformadores y reactores cuyo devanado de mayor tensión sea igual o igual a 30 kV." Entendemos que debe decir: "...Se incluirá todos aquellos transformadores, autotransformadores y reactores cuyo devanado de mayor tensión sea igual o mayor a 30 kV."

Comentario:

Se ha procedido a corregir la citada definición en concordancia con lo señalado en la Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE: Anexo 1 Definición N° 36

II RESPECTO AL NUMERAL 6.- Requerimiento de Información

Observaciones de la empresa RED DE ENERGÍA DEL PERU:

- "El resultado de mostrar toda la información de mantenimiento e indicadores de las empresas debe generar que OSINERG emita un informe que califique la diligencia de las empresas. Las empresas tienen el derecho de saber qué es lo que produce la información que otorgan."

Observaciones de la empresa ETESELVA:

- "En desacuerdo en iniciar la publicación en la WEB de cada empresa la información que propone en el Proyecto OSINERG-Transmisión."
- "Se sugiere que OSINERG habilite y asigne a cada empresa una dirección FTP en el servidor de OSINERG de la misma forma que se aplica actualmente en lo relativo a la información de la NTCSE."
- "Gran parte de la información propuesta por OSINERG-Transmisión es recibida indirectamente Ejemplo

Al COES: Programa de mantenimiento: Desconexiones; Máxima demanda.

Al MEM se entrega los reportes de producción, proyectos de mejoras o ampliaciones.

En forma directa se remite el Plan de Contingencias Operativo anual".

- "Considerar los temas propuestos y convocar a una reunión de los representantes de las empresas de Transmisión a efectos de intercambiar y emitir un documento de consenso."

Observaciones de la empresa ENERSUR:

- "Osinerg debe especificar el modo de envío de la información: ¿Extranet = Correo Electrónico, Extranet = FTP, etc?"

"El formato y extensión de los registros de envío no están especificados. ¿Será en excel, texto, etc? "

- "Se debe uniformizar el Código de Identificación de la Empresa, debe ser una sola para OSINERG. Ejemplo: Para Calidad del Producto para ENERSUR S.A. se viene empleando ENS, mientras que para este proyecto es ENER."

Anexo C

Resolución de Consejo Directivo N° 656-2008-OS/CD

Con la opinión técnica de la Dirección Nacional de Censos y Encuestas y la visación de la Sub Jefatura de Estadística y de la Oficina Técnica de Asesoría Jurídica;

De conformidad con lo dispuesto en los artículos 81° y 83° del Decreto Supremo N° 043-2001-PCM, Reglamento de Organización y Funciones del Instituto Nacional de Estadística e Informática; y

En uso de las atribuciones conferidas por el artículo 6° del Decreto Legislativo N° 604 "Ley de Organización y Funciones del Instituto Nacional de Estadística e Informática".

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Autorizar la realización de la "Encuesta de Remuneraciones por Ocupaciones Específicas (EROE) correspondiente al IV Trimestre 2008 en Lima Metropolitana", dirigida a las empresas seleccionadas de 10 a más trabajadores del sector privado, de las actividades económicas más importantes en términos de empleo generado y número de empresas que concentran, la misma que será ejecutada por la Dirección Nacional de Promoción del Empleo y Formación Profesional del MTPE en los sectores siguientes: Industria Bienes de Consumo (alimentos y bebidas; textiles, confecciones y calzado).

Artículo 2°.- Aprobar el formulario de la mencionada Encuesta, el mismo que forma parte integrante de la presente Resolución, el cual servirá para relevar información correspondiente al mes de noviembre del 2008 y será remitido a las empresas por la Dirección Nacional de Promoción del Empleo y Formación Profesional del MTPE.

Artículo 3°.- Los formularios debidamente diligenciados deberán ser entregados hasta el 09 de diciembre del 2008, a la Dirección Nacional de Promoción del Empleo del MTPE, utilizando uno de los siguientes medios: vía fax: N° 3157209 y 5389699; vía correo electrónico: eroe@mintra.gob.pe - ercociudades@mintra.gob.pe - msolis@mintra.gob.pe y en Av. Arenales N° 1302-Of. 416 Jesús María-Lima. Asimismo, las consultas podrán efectuarse al teléfono N° 3156000 anexos 7010 - 7013 y 7001.

Artículo 4°.- Las empresas a que se refiere el artículo 1° que incumplan con la presentación de la "Encuesta de Remuneraciones por Ocupaciones Específicas correspondiente al IV Trimestre 2008 en Lima Metropolitana", en la fecha establecida, serán multadas de conformidad con lo dispuesto en los artículos 87°, 89° y 91° del Decreto Supremo N° 043-2001-PCM.

Regístrese y comuníquese.

VICTOR ANIBAL SANCHEZ AGUILAR
Jefe

285968-1

**INSTITUTO NACIONAL
DE SALUD**

Designan Directores Generales de las Oficinas Generales de Asesoría Técnica y de Administración del Instituto Nacional de Salud

**RESOLUCIÓN JEFATURAL
N° 574-2008-J-OPE/INS**

Lima, 3 de diciembre de 2008

CONSIDERANDO:

Que, mediante Resolución Jefatural N° 004-2008-J-OPD/INS se encargó el puesto de Director General, Nivel F-4 de la Oficina General de Asesoría Técnica del Instituto Nacional de Salud al Sr. Jorge Orellana Solís;

Que, según Resolución Jefatural N° 201-2008-J-OPD/INS se designó a la Ing. Adelaida Prado Naccha en el cargo de Directora General de la Oficina General de Administración, Nivel F-4 del Instituto Nacional de Salud;

Que, resulta conveniente dar por concluido el encargo y designación efectuados a que se hace referencia en los considerando precedentes y a fin de garantizar la continuidad del servicio y normal desarrollo de las actividades, es necesario designar a los profesionales propuestos para dichos cargos;

Con la disponibilidad presupuestal respectiva y el visto bueno de la Oficina General de Asesoría Jurídica y del Sub Jefe del Instituto Nacional de Salud; y

De conformidad con lo establecido en el artículo 77° del Reglamento de la Ley de Bases de la Carrera Administrativa, aprobado por Decreto Supremo N° 005-90-PCM y en los artículos 3° y 7° de la Ley N° 27594, Ley que regula la Participación del Poder Ejecutivo en el Nombramiento y Designación de Funcionarios Públicos; y;

En uso de las atribuciones establecidas en el artículo 12° del Reglamento de Organización y Funciones del Instituto Nacional de Salud, aprobado por el Decreto Supremo N° 001-2003-SA;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Dar por concluida el encargo efectuado al Sr. Jorge Orellana Solís, en el puesto de Director General de la Oficina General de Asesoría Técnica, Nivel F-4 del Instituto Nacional de Salud, dándosele las gracias por los servicios prestados.

Artículo 2°.- Dar por concluida la designación de la Ing. Adelaida Prado Naccha en el puesto de Directora General de la Oficina General de Administración, Nivel F-4 del Instituto Nacional de Salud, dándosele las gracias por los servicios prestados.

Artículo 3°.- Designar a partir de la fecha al abogado Ruben Wilfredo Orellana Torpoco, en el cargo de Director General de la Oficina General de Asesoría Técnica, Nivel F-4 del Instituto Nacional de Salud.

Artículo 4°.- Designar a partir de la fecha a la Licenciada Liz Luisa Estrada Vidal, en el cargo de Directora General de la Oficina General de Administración, Nivel F-4 del Instituto Nacional de Salud.

Artículo 5°.- Encargar a la Oficina General de Información y Sistemas disponer la actualización inmediata del Directorio Institucional que aparece en la página web en atención a lo dispuesto en la presente Resolución.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

ANÍBAL VELÁSQUEZ VALDIVIA
Jefe

286421-1

**ORGANISMO SUPERVISOR
DE LA INVERSIÓN EN
ENERGÍA Y MINERÍA**

Modifican el "Procedimiento para la supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión" aprobado por Res. N° 091-2006-OS/CD"

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

Lima, 14 de noviembre de 2008

VISTO:

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

CONSIDERANDO:

Que, según lo establecido por el inciso c) del artículo 3° de la Ley N° 27332 – Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, la función normativa de los Organismos Reguladores, entre ellos OSINERGMIN, comprende la facultad exclusiva de dictar, entre otros, en el ámbito y en materia de su respectiva competencia, los reglamentos de los procedimientos a su cargo, normas de carácter general referidas a actividades supervisadas o de sus usuarios;

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

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

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

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

Que, en ese sentido, OSINERGMIN prepublicó el 5 de julio de 2008 en el Diario Oficial El Peruano la modificación del "Procedimiento para la supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión"; en concordancia a lo dispuesto en el artículo 25° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, con la finalidad de recibir los aportes del público en general, los mismos que han sido objeto de comentarios en la exposición de motivos de la presente Resolución;

De conformidad con lo dispuesto en los artículos 22° y 25° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

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

SE RESUELVE:

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

4 DEFINICIONES

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

6.1 REGISTRO DE DESCONEXIONES

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

6.2 INDICADORES DE PERFORMANCE

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

CUADRO N° 1: INDICADORES DE PERFORMANCE

Descripción	Indicador	Unidad
Tasa de Falta de cada Componente de Subestación (Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación de Reactivos o celdas)	$TFC = \frac{N^{\circ} Fallas}{EXT \cdot LT}$	Fallas por periodo
	N° Fallas = Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, por periodo	

Tasa de Falta de cada Línea de Transmisión	$IFL = \frac{N^{\circ} Fallas}{EXT \cdot LT} \times 100$ N° Fallas = Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, por periodo. EXT LT = Extensión de la línea de transmisión en Km.	Fallas por periodo por cada 100 Km.
Indisponibilidad de cada componente de subestación (Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación de Reactivos o celdas)	$INDISE = \sum HIND$ HIND = Número de horas indisponibles del componente en el periodo	Duración de la indisponibilidad (Hcra);
Indisponibilidad de cada Línea de Transmisión	$INDISL = \sum HIND$ HIND = Número de horas indisponibles del componente en el periodo	Duración de la indisponibilidad (Hcra);

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

Quedarán exceptuadas las siguientes desconexiones:

1. Las calificadas por OSINERGMIN como fuerza mayor;

2. Las interrupciones ocasionadas por instalaciones de propiedad de otros operadores o agentes externos.

3. Las interrupciones ocasionadas por las instalaciones que suministran exclusivamente a los sectores típicos 4 y 5 urbano rural y rural, hasta el año 2010.

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

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

CUADRO N° 2: TOLERANCIA DE INDICADORES DE PERFORMANCE

Indicador	Unidad	Componente	Tolerancia		
			Costa	Selva y Selva	
(1) Tasa de Falta para cada componente de subestación	Número de Falta por cada semestre consecutivos	-Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación, o sus celdas (%), en el nivel de tensión igual o mayor a 30 kV y menor a 250 kV -Barras en el nivel de tensión igual o mayor a 30 kV y menor a 250 kV	4	4	
(2) Tasa de Falta para cada línea de transmisión o celda	Número de Falta por cada 100 Km, en dos Semestres consecutivos	-Líneas de transmisión igual o mayor a 100 Km, en dos Semestres consecutivos	Nive de tensión: 220 kV	1	1.5
		-Celdas de líneas de transmisión (%)	Nive de tensión: 138 kV Nive de tensión: Igual o mayor a 30 kV y menor a 75 kV	2	3
	Número de Falta en dos Semestres consecutivos	-Líneas de transmisión	Nive de tensión: 220 kV	1	2
		-Líneas de transmisión	Nive de tensión: 138 kV Nive de tensión: Igual o mayor a 30 kV y menor a 75 kV	2	4
(3) Indisponibilidad para cada componente de subestación	Hcra	-Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación, o sus celdas (%), en el nivel de tensión 220 y 138 kV		6	
		-Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación, o sus celdas (%), en el nivel de tensión igual o mayor a 30 kV y menor a 75 kV		4	
		-Barras en el nivel de tensión igual o mayor a 30 kV y menor a 250 kV		4	

Indicador	Unidad	Componente	Tolerancia	
			Costa	Sera y Seva
(4) Indisponibilidad para cada componente de línea de transmisión o celda.	Horas	Líneas de transmisión iguales o mayores a 100 Km. ó sus celdas (*)	Nivel de tensión 220 y 139 kV.	8
			Nivel de tensión igual o mayor a 30 kV ó menor a 75 kV.	6
		Líneas de transmisión menores a 100 Km. ó sus celdas (*)	Nivel de tensión 220 y 139 kV.	6
			Nivel de tensión igual o mayor a 30 kV ó menor a 75 kV.	4

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

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

8 PLAZOS PARA REMITIR LA INFORMACIÓN

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

CUADRO N° 3: PLAZOS PARA REMITIR INFORMACIÓN

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

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

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

10 DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

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

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

10.8 Las empresas deberán informar a OSINERGMIN la puesta en servicio o el retiro de servicio de líneas de transmisión, transformadores, auto transformadores y equipos de compensación, con 48 horas de anticipación,

en los formatos que para dichos fines se incluirán en el extranet.

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

ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

MODIFICACIÓN DEL "PROCEDIMIENTO PARA SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DEL PERFORMANCE DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN"

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

Desde su vigencia, OSINERGMIN ha venido aplicando el referido procedimiento detectando aspectos que requieren ser precisados y mejorados para lograr el objetivo buscado en la supervisión de la transmisión eléctrica. En ese sentido, OSINERGMIN, en uso de la Facultad Normativa que le permite aprobar sus propios procedimientos de supervisión, dentro de lo dispuesto por el inciso c) del artículo 3° de la Ley N° 27332 – Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y del artículo 3° de la Ley N° 27699 – Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERGMIN, ha propuesto modificaciones al referido procedimiento a fin de lograr una mejor labor de supervisión y fiscalización.

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

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

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

1. RESPECTO AL NUMERAL 4.- DEFINICIONES

"Interrupción: Falta del suministro del servicio eléctrico como consecuencia de una desconexión forzada (falla) o maniobra (por mantenimiento o emergencia) de una instalación eléctrica"

1.1 Observaciones de la Empresa ENERSUR

- "Observamos que no se debería considerar una disminución de potencia como una interrupción". De otro lado sugerimos que a la definición vigente de interrupción se podría agregar "o por actuación de un esquema de rechazo de carga".

Comentario de OSINERGMIN

Estamos excluyendo el término "Disminución de Potencia", en cambio hemos considerado la definición de Interrupción como... "Falta de suministro del servicio eléctrico en cualquier punto de entrega...". Por otro lado, las interrupciones que originan los RAC tienen su tratamiento específico según la NTCSE.

AnexoD

Indicadores de Performance de Líneas de Transmisión

Indicadores de Performance de Líneas de Transmisión de 220 kV.

Nivel de Tensión	Zona Geográfica	Longitud	Código de Línea de Empresa	Indicador de Tasa de Fallas (por dos semestres consecutivos)								Indicador de Indisponibilidad (por dos semestres consecutivos)												
				Tolerancia	2006-S1		2006-S2		2007-S1		2007-S2		2008-S1		2008-S2		Tolerancia	2008-S1		2008-S2		2008-S1	2008-S2	
					2006-S1	2006-S2	2007-S1	2007-S2	2008-S1	2008-S2	2008-S1	2008-S2	2008-S1	2008-S2	2008-S1	2008-S2								
220 kV	Costa	menor de 100 Km	L-2027 ILO 2 - MOQUEGUA	1	0	0	0	0	0	1	1	6	0	0	0	0	0	2.52	2.52					
			L-2061 SOCABAYA - CERRO VERDE	1	0	0	1	1	0	0	0	6	0	0	16	16	0	0	0	0				
			L-2093 CHILCA - SAN JUAN	1	0	0	0	1	1	0	0	6	0	0	0	2.3	2.3	0	0					
			L-2094 CHILCA - SAN JUAN	1	0	0	0	1	1	0	0	6	0	0	0	2.38	2.38	0	0					
			L-2095 CHILCA - SAN JUAN	1	0	0	0	1	1	0	0	6	0	0	0	2.43	2.43	0	0					
			L-2101 CHILCA 1 - CHILCA	1	0	0	0	0	0	1	1	6	0	0	0	0	0	0	2.15	2.15				
			L-2207 LA CANTERA - INDEPENDENCIA	1	0	0	0	1	1	0	0	6	0	0	0	31.77	31.77	0	0					
			L-2208 DESIERTO - INDEPENDENCIA	1	0	0	0	1	1	0	0	6	0	0	0	14.32	14.32	0	0					
			L-2240 C.H. CARHUAQUERO - CHICLAYO OESTE	1	0	0	0	1	1	6	6	6	0	0	0	0.17	0.17	4.79	4.79					
			L-2090A SAN JUAN - LA CANTERA	1	0	0	0	0.76	0.76	0	0	8	0	0	0	12.78	12.78	0	0					
	L-2212 HUACHO - ZAPALLAL	1	0	0	0.96	0.96	0	0	0	8	0	0	9.77	9.77	0	0	0	0						
	L-2215 CHIMBOTE 1 - PARAMONGA NUEVA	1	0	0.45	0.45	0.45	0.9	0.45	0	8	0	7.03	7.03	1.95	2.39	0.44	0							
	L-2232 CHIMBOTE 1 - TRUJILLO NORTE	1	0	0	0	0.75	0.75	0	0	8	0	0	0	0.11	0.11	0	0							
	L-2238 CHICLAYO OESTE - PIURA OESTE	1	0	0	0	0.94	0.94	0	0	8	0	0	0	6.83	6.83	0	0							
	L-2248 PIURA OESTE - TALARA	1	0	0	0	0	1.92	1.92	0	8	0	0	0	0	1.63	1.83	0	0						
	L-2249 TALARA - ZORRITOS	1	0	0	0	0	0.73	0.73	0	8	0	0	0	0	0.34	0.34	0	0						
	Sierra y Selva	menor de 100 Km	L-2007 MATUCANA - CALLAHUANCA	2	0	0	0	0	1	1	0	6	0	0	0	0	0.32	0.32	0	0				
			L-2222 PACHACHACA - CALLAHUANCA	2	1	1	0	0	0	0	0	6	0.58	0.58	0	0	0	0	0	0				
			L-2223 PACHACHACA - CALLAHUANCA	2	1	1	0	0	0	0	0	6	0.35	0.35	0	0	0	0	0	0				
			L-2251 AGUAYTIA - TINGO MARIA	2	1	3	5	5	2	2	2	6	0.22	0.75	1.56	1.25	0.22	0.34	0.34					
L-2255 VIZCARRA - ANTAMINA			2	0	1	1	0	0	2	2	6	0	10.77	10.77	0	0	0.53	0.53						
mayor de 100 Km		L-2051 MANTARO - COTARUSE	1.5	0	0	0.68	0.68	0	0.34	0.34	8	0	0	0.65	0.65	0	0.21	0.21						
		L-2052 MANTARO - COTARUSE	1.5	0	0	0.34	0.34	0	0	0	8	0	0	0.28	0.28	0	0	0						
		L-2053 COTARUSE - SOCABAYA	1.5	0	0	0.64	0.64	0.32	0.64	0.32	8	0	0	0.57	0.57	0.19	0.4	0.21						
		L-2054 COTARUSE - SOCABAYA	1.5	0	0	0.32	0.32	0.32	0.64	0.32	8	0	0	0.47	0.47	0.19	0.4	0.21						
		L-2203 CAMPO ARMIÑO - INDEPENDENCIA	1.5	0	0	0.4	0.4	0	0	0	8	0	0	0.23	0.23	0	0	0						
L-2252 TINGO MARIA - VIZCARRA	1.5	0.58	1.74	2.9	4.06	4.64	3.48	1.16	8	0.19	0.92	1.53	1.96	1.82	1.06	0.42								
L-2253 VIZCARRA - PARAMONGA NUEVA	1.5	0	0	0.69	0.69	0	0	0	8	0	0	2.67	2.67	0	0	0								
L-2260 TRUJILLO NORTE - CAJAMARCA NORTE	1.5	0	0	0	0	0	0	0.73	0.73	8	0	0	0	0	0	0.15	0.15							

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Indicadores de Performance de Líneas de Transmisión de 138 kV.

Nivel de Tensión	Zona Geográfica	Longitud	Código de Línea de Empresa	Indicador de Tasa de Fallas (por dos semestres consecutivos)								Indicador de Indisponibilidad (por dos semestres consecutivos)												
				Tolerancia	2006-S1	2006-S1 2006-S2	2006-S2 2007-S1	2007-S1 2007-S2	2007-S2 2008-S1	2008-S1 2008-S2	2008-S2	Tolerancia	2006-S1	2006-S1 2006-S2	2006-S2 2007-S1	2007-S1 2007-S2	2007-S2 2008-S1	2008-S1 2008-S2	2008-S2					
138 kV	Costa	menor de 100 Km	L-1032 MAJES - CAMANA	2	0	0	1	1	0	0	0	0	6	0	0	0.93	0.93	0	0	0	0			
			L-1101 PARAMONGA EXISTENTE - PARAMONGA NUEVA	2	0	0	1	1	0	0	0	0	6	0	0	1.75	1.75	0	0	0	0	0		
			L-1106 CHIMBOTE 1 - S.E. CHIMBOTE 2	2	2	3	1	0	0	0	0	0	6	0.96	1.34	0.38	0	0	0	0	0	0	0	
			L-1107 CHIMBOTE 1 - S.E. CHIMBOTE 2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	6	0.96	0.96	0	0	0	0	0	0	0	0	
			L-1111 CHIMBOTE 1 - S.E. CHIMBOTE SUR	2	3	3	0	0	0	0	0	0	6	0.6	0.6	0	0	0	0	0	0	0	0	
			L-1112 S.E. CHIMBOTE SUR - S.E. NEPEÑA	2	2	4	2	0	2	3	1	6	0.26	0.95	0.69	0	1.03	1.13	0.1					
			L-1113 S.E. NEPEÑA - S.E. CASMA	2	2	8	7	1	1	3	2	6	0.26	5.21	8.4	3.47	0.25	8	7.75					
			L-1114 S.E. NEPEÑA - S.E. SAN JACINTO	2	3	4	1	0	0	1	1	6	0.37	0.79	0.42	0	0	0.13	0.13					
			L-1116 S.E. CHIMBOTE 2 - S.E. SANTA	2	1	1	2	2	1	4	3	6	4.42	4.42	17.06	17.06	1.03	3.61	2.58					
			L-1117 TRUJILLO NORTE - S.E. PORVENIR	2	2	3	2	1	0	1	1	6	1.3	4	2.98	0.28	0	1	1					
			L-1118 TRUJILLO NORTE - S.E. SANTIAGO DE CAO	2	3	8	7	4	1	2	1	6	12.74	23.53	14.29	3.5	8.22	11.82	3.4					
			L-1128 S.E. PORVENIR - S.E. TRUJILLO SUR	2	0	0	0	0	0	2	2	6	0	0	0	0	0	1.35	1.35					
			L-1129 S.E. CHIMBOTE SUR - S.E. TRAPECIO	2	3	5	2	0	0	0	0	6	5.63	13.36	7.73	0	0	0	0					
					mayor de 100 Km	L-1385 ILO 1 - MILL SITE	2	0	0	0.95	0.95	0	0	0	6	0	0	0.23	0.23	0	0	0	0	
			Sierra y Selva	menor de 100 Km	L-1001 MACHUPICCHU - CACHIMAYO	4	0	0	0	0	0	1	1	6	0	0	0	0	0	0.2	0.2			
					L-1007 CACHIMAYO - ABANCAY	4	1	2	2	2	1	1	1	6	1.58	1.9	0.82	0.77	0.27	0.35	0.35			
					L-1008 TINTAYA - CALLALLI	4	0	0	1	3	2	0	0	6	0	0	0.65	3.56	2.91	0	0			
					L-1009 SE SAN RAFAEL - AZANGARO	4	1	2	2	2	1	0	0	6	0.59	4.24	3.87	1.22	1	0	0			
					L-1013 S.E. SAN GABÁN II - SE SAN RAFAEL	4	0	2	4	3	2	1	0	6	0	0.16	1.09	1.01	1.05	0.97	0			
L-1020 CALLALLI - SANTUARIO	4	0			0	2	2	1	1	0	6	0	0	0.47	0.47	0.21	0.21	0						
L-1031 REPARTICION - MAJES	4	0			0	3	3	1	3	2	6	0	0	1.55	1.55	0.12	1.03	0.91						
L-1103 HUALLANCA - CHIMBOTE 1	4	0			0	0	1	1	0	0	6	0	0	0	0.35	0.35	0	0						
L-1105 HUALLANCA - CHIMBOTE 1	4	0			1	1	0	1	1	0	6	0	0.27	0.27	0	0.18	0.18	0						
L-1115 TRUJILLO NORTE - S.E. MOTIL	4	1			3	8	4	0	4	4	6	4.22	27.5	31.41	8.13	0	4.75	4.75						
L-1122 TINGO MARIA - AUCAYACU	4	1			3	2	0	1	2	1	6	0.14	0.32	0.18	0	0.13	0.18	0.05						
L-1123 PARAGSHA 2 - UCHUCCHACUA	4	0			0	0	1	1	0	0	6	0	0	0	2.75	2.75	0	0						
L-1127 HUALLANCA - PIERINA	4	0			0	0	1	1	1	1	6	0	0	0	0.13	0.13	2.89	2.89						
L-1132 HUALLANCA - S.E. SIHUAS	4	0			1	3	8	8	6	4	6	0	0.52	1.8	2.16	1.32	1.42	0.98						
L-1133 S.E. SIHUAS - S.E. TAYABAMBA	4	0			0	0	0	1	1	0	6	0	0	0	0	0.6	0.6	0						
L-1136 TRUJILLO NORTE - ALTO CHICAMA	4	0			0	1	1	0	2	2	6	0	0	0.14	0.14	0	0.39	0.39						
L-1203 Yaupi - OXAPAMPA	4	0			3	4	2	3	2	0	6	0	5.98	6.09	7.97	9.18	1.3	0						
L-1385 MILL SITE - BOTIFLACA	4	0			0	0	0	2	2	0	6	0	0	0	0	0.57	0.57	0						
L-1705 OROYA NUEVA - CARIPA	4	0			0	0	1	1	0	0	6	0	0	0	0.28	0.28	0	0						
L-1706 CARIPA - CONDORCOCHA	4	0			1	1	0	0	0	0	6	0	0.43	0.43	0	0	0	0						
L-20 MOYOBAMBA - RIOJA	4	0			1	2	1	0	0	0	6	0	1.07	1.39	0.32	0	0	0						
L-21 TARAPOTO - BELLAVISTA	4	0			1	1	4	6	6	4	6	0	0.17	0.17	4.9	5.1	9.75	9.55						
L-22 TARAPOTO - MOYOBAMBA	4	0			1	1	0	0	7	7	6	0	0.12	0.12	0	0	15.14	15.14						
		mayor de 100 Km	L-1005 QUENCORO - TINTAYA	3	0	0	2.16	3.24	1.62	2.16	1.62	8	0	0	25.03	25.45	0.57	0.57	0.42					
			L-1006 TINTAYA - AZANGARO	3	0	0	0	0	0	0.8	0.8	8	0	0	0	0	0.14	0.14						
			L-1010 S.E. SAN GABÁN II - AZANGARO	3	0	0	2.52	2.52	0.63	0.63	0	8	0	0	2.77	2.77	0.37	0.37	0					
			L-1040 CALLALLI - ARES	3	0	0	1.92	1.92	1.92	1.92	0	8	0	0	0.3	0.3	1.85	1.85	0					
			L-1124 AUCAYACU - TOCACHE	3	0	0	0.93	0.93	0	0.93	0.93	8	0	0	0.05	0.05	0	0.07	0.07					
			L1125 AGUAYTIA - PUCALLPA	3	0.77	1.54	2.31	2.31	0.77	0.77	0.77	8	0.2	0.28	0.43	0.52	0.17	0.08	0.08					

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Anexo E

Indicadores de Performance de Transformadores, Auto transformadores y Equipos de Compensación Reactiva.

Indicadores de Performance de Transformadores, Auto transformadores y Equipos de Compensación Reactiva de 220 kV.

Nivel de Tensión	Zona Geográfica	Código de Equipo de Empresa	Indicador de Tasa de Falla Componente de Subestación (por dos semestres consecutivos)								Indicador Indisponibilidad de Componente de Subestación (por dos semestres consecutivos)							
			Tolerancia	2006-S1	2008-S1 2006-S2	2006-S2	2007-S1	2007-S2	2008-S1	2008-S2	Tolerancia	2006-S1	2006-S1 2006-S2	2006-S2	2007-S1	2007-S2	2008-S1	2008-S2
220	Costa	CANTERA T1	1	1	2	1	0	0	0	0	6	4.8	7.8	3	0	0	0	0
		DESIERTO T1	1	0	0	0	1	1	0	0	6	0	0	0	1.08	1.08	0	0
		DESIERTO TP-01	1	0	0	0	0	1	1	0	6	0	0	0	0	1.59	1.59	0
		GUADALUPE T17-261	1	0	0	0	0	0	1	1	6	0	0	0	0	0	0.08	0.08
		PIURA OESTE T15-261	1	0	0	0	1	1	0	0	6	0	0	0	1	1	0	0
		VENTANILLA TV	1	0	0	0	0	0	1	1	6	0	0	0	0	0	63.75	63.75
	Sierra y Selva	CALLAHUANCA Trfo 220/60 kV	1	0	1	1	0	0	0	0	6	0	2.07	2.07	0	0	0	0
		HUANCAVELICA T9-261	1	0	0	0	1	1	0	0	6	0	0	0	0.17	0.17	0	0
		SANTA ISABEL AT	1	0	0	0	1	1	0	0	6	0	0	0	1.07	1.07	0	0
		YUNCAN MTr1	1	0	1	1	0	0	0	0	6	0	2.05	2.05	0	0	0	0

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Indicadores de Performance de Transformadores, Auto transformadores y Equipos de Compensación Reactiva de 138 kV.

Nivel de Tensión	Zona Geográfica	Código de Equipo de Empresa	Indicador de Tasa de Falla Componente de Subestación (por dos semestres consecutivos)								Indicador Indisponibilidad de Componente de Subestación (por dos semestres consecutivos)								
			Tolerancia	2006-S1	2006-S1 2008-S2	2008-S2	2007-S1	2007-S2	2008-S1	2008-S2	Tolerancia	2006-S1	2006-S1 2008-S2	2006-S2	2007-S1	2007-S2	2008-S1	2008-S2	
				2008-S2	2007-S1	2007-S2	2008-S1	2008-S2	2006-S1	2006-S1 2008-S2		2006-S2	2007-S1	2007-S2	2008-S1	2008-S2			
138	Costa	CAHUA TRAF0 1	1	0	0	1	2	1	0	0	6	0	0	0.82	1.18	0.38	0	0	
		CAHUA TRAF0 2	1	0	0	1	1	0	1	1	6	0	0	1.08	1.08	0	1.48	1.48	
		CAMANA T40-163	1	0	0	1	2	1	0	0	6	0	0	1.03	1.11	0.08	0	0	
		ILO ILT1	1	0	0	0	2	2	1	1	6	0	0	0	0.89	0.89	0.07	0.07	
		MOQUEGUA MOT1	1	0	0	0	1	1	0	0	6	0	0	0	0.28	0.28	0	0	
		PARAMONGA EXISTENTE TRAF0 1	1	0	0	0	1	1	1	1	6	0	0	0	0.9	0.9	0.28	0.28	
		PARAMONGA EXISTENTE TRAF0 2	1	0	0	0	1	1	0	0	6	0	0	0	0.9	0.9	0	0	
		S.E. CASMA TP A004	1	0	0	0	0	0	1	1	6	0	0	0	0	0	0.18	0.18	
		S.E. CHIMBOTE NORTE TP A001	1	0	1	1	0	0	0	0	6	0	0.73	0.73	0	0	0	0	
		S.E. CHIMBOTE SUR TP A002	1	2	2	0	0	0	0	0	6	0.32	0.32	0	0	0	0	0	
		S.E. NEPEÑA TP A003	1	0	0	0	0	0	1	1	6	0	0	0	0	0	0.1	0.1	
		S.E. PORVENIR TP A025	1	1	5	5	2	1	0	0	6	0.92	8.55	5.93	0.52	0.22	0	0	
		S.E. SAN JACINTO TP A006	1	0	0	0	0	0	1	1	6	0	0	0	0	0	0.13	0.13	
		S.E. SANTA TP A008	1	1	1	0	0	0	0	0	6	4.42	4.42	0	0	0	0	0	
		S.E. SANTIAGO DE CAO TP A028	1	1	1	3	3	0	0	0	6	0.82	0.82	8.58	8.58	0	0	0	
		S.E. TRAPECIO TP A007	1	0	0	0	1	1	0	0	6	0	0	0	1	1	0	0	
		S.E. TRUJILLO SUR TP A028	1	0	0	1	1	0	0	0	6	0	0	0.58	0.58	0	0	0	
		S.E. TRUJILLO SUR TP A027	1	2	3	2	2	1	0	0	6	0.8	0.89	1.04	1.2	0.25	0	0	
		TRUJILLO NORTE T29-121	1	0	0	0	0	1	1	0	6	0	0	0	0	0	0.1	0.1	
		Sierra y Selva	ABANCAY (TA) TA01	1	0	0	1	1	0	0	0	6	0	0	0.49	0.49	0	0	0
			ARICOTA 2 AT-2	1	1	1	2	2	1	1	0	6	0.47	0.47	0.8	0.8	0.27	0.27	0
			AYAVIRI T49-121	1	0	0	0	1	1	0	0	6	0	0	0	1.58	1.58	0	0
			AZANGARO T50-162	1	0	0	0	1	1	0	0	6	0	0	0	0.33	0.33	0	0
			BELLAVISTA T-10	1	0	0	0	0	0	2	2	6	0	0	0	0	0	0.73	0.73
			BOTIFLACA BT2	1	0	0	1	1	0	0	0	6	0	0	0.52	0.52	0	0	0
			CALLALLI T91-162	1	1	1	1	1	0	0	0	6	0.08	0.08	0.12	0.12	0	0	0
			COMBAPATA T48-162	1	0	0	0	1	1	0	0	6	0	0	0	0.58	0.58	0	0
CONDORCOCHA TRN00056	1		0	0	0	1	1	0	0	6	0	0	0	0.1	0.1	0	0		
DOLORESPATA 81LRT001TR	1		0	0	1	1	0	0	0	6	0	0	0.25	0.25	0	0	0		
DOLORESPATA 82LRT001TR	1		0	0	1	1	1	1	0	6	0	0	0.25	0.25	0.22	0.22	0		
DOLORESPATA 83LRT001TR	1		0	0	1	1	0	0	0	6	0	0	0.25	0.25	0	0	0		
HUALLANCA TR15MVA	1		0	0	0	1	2	1	0	6	0	0	0	0.12	2.37	2.25	0		
JULIACA T51-161	1		0	1	1	0	0	0	0	6	0	0.06	0.06	0	0	0	0		
LLACUABAMBA TP-A048	1		0	0	0	0	1	2	1	6	0	0	0	0	4.32	4.47	0.15		
MAJES T95-161	1		0	0	3	4	1	0	0	6	0	0	1.87	1.95	0.08	0	0		
MOYOBAMBA T-30	1		0	1	1	0	0	1	1	6	0	1.07	1.07	0	0	0.57	0.57		
OXAPAMPA 4-TP-702	1		1	1	0	1	1	0	0	6	0.07	0.07	0	0.88	0.88	0	0		
Paragsha I TPO07-0302	1		0	0	0	0	2	2	0	6	0	0	0	0	4.44	4.44	0		
PARIAC TRAF0 1	1		0	0	1	1	0	0	0	6	0	0	0.17	0.17	0	0	0		
PIERINA TR2	1		0	0	0	0	0	2	2	6	0	0	0	0	0	0.22	0.22		
PLAN MAESTRO TA01	1		0	0	0	0	1	1	0	6	0	0	0	0	104.92	104.92	0		
PUCALLPA T39-181	1		0	0	0	0	1	1	0	6	0	0	0	0	1.53	1.53	0		
PUNO T53-162	1		0	0	0	1	1	0	0	6	0	0	0	0.33	0.33	0	0		
REPARTICION T26-121	1		1	3	2	1	2	1	0	6	0.48	0.72	0.24	0.08	0.15	0.07	0		
S.E. MOTIL TP A029	1		0	2	3	1	0	0	0	6	0	0.2	6.35	6.16	0	0	0		
S.E. TAYABAMBA TP A044	1		0	3	5	2	0	0	0	6	0	1.01	1.31	0.3	0	0	0		
SE SAN RAFAEL SR138T1	1		0	0	0	1	1	0	0	6	0	0	0	0.7	0.7	0	0		
TARAPOTO T-20	1		0	0	0	0	0	1	1	6	0	0	0	0	0	0.63	0.83		
TINGO MARIA T27-11	1		0	1	2	1	0	1	1	6	0	9.89	9.89	0.8	0	0.08	0.08		
Tintaya TF 820901	1		0	0	0	0	1	1	0	6	0	0	0	0	0.72	0.72	0		
TOCACHE T35-121	1		0	0	1	1	0	2	2	6	0	0	0.53	0.53	0	0.91	0.91		
UCHUCCHACUA TP381	1	1	1	0	0	0	0	0	6	0.07	0.07	0	0	0	0	0			
YAUPI 4-TP-912	1	0	0	0	0	0	2	2	6	0	0	0	0	0	3.68	3.68			

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Indicadores de Performance de Transformadores, Auto transformadores y Equipos de Compensación de 30 a 75 kV en la Costa.

Nivel de Tensión	Zona Geográfica	Código de Equipo de Empresa	Indicador de Tasa de Falla Componente de Subestación (por dos semestres consecutivos)								Indicador Indisponibilidad de Componente de Subestación (por dos semestres consecutivos)							
			Tolerancia	2006-S1	2006-S2	2007-S1	2007-S2	2008-S1	2008-S2	Tolerancia	2006-S1	2006-S2	2007-S1	2007-S2	2008-S1	2008-S2		
				2006-S2	2007-S1	2007-S2	2008-S1	2008-S2	2006-S1		2006-S2	2007-S1	2007-S2	2008-S1	2008-S2			
>30 <75	Costa	AGUA LIMA T34-31	1	0	1	1	0	1	0	4	0	2.93	2.93	0	0	0		
		ALTO LA LUNA TP33581001	1	0	1	1	0	0	0	4	0	0.28	0.28	0.67	0.67	0		
		BALNEARIOS Z-SVC	1	0	1	1	0	0	0	4	0	8.23	8.23	0	0	0		
		BALNEARIOS Z-T1 60/10 kV	1	0	1	1	0	0	0	4	0	0.8	0.8	0	0	0		
		BASE ISLAY T30-103	1	0	0	1	0	0	1	4	0	0	0.12	0	0	1.16		
		BELLA UNIÓN T56-921	1	0	0	1	0	0	0	4	0	12.47	12.47	0	0	0		
		BUJAMA BJ-T2 60/22 9/10 kV	1	0	0	1	1	0	1	4	0	0	0.33	0.33	0	0.28		
		CAMANA T40-31	1	0	0	1	2	1	0	4	0	0	1.03	1.11	0.08	0		
		CANTO GRANDE TR 1_60/10	1	0	0	0	0	1	1	4	0	0	0	0	0	0.49		
		CANTO GRANDE TR 2_60/10	1	0	0	0	0	1	2	4	0	0	0	0	0.28	7.9		
		CASTILLA 1TP6007	1	1	1	0	0	0	0	4	113.69	113.69	0	0	0	0		
		CEMENTOS PACASMAYO TRF1-T1	1	0	1	1	0	1	2	4	0	0.25	0.25	0	0.5	1.06		
		CEMENTOS PACASMAYO TRF2-T2	1	0	1	1	0	1	1	4	0	0.3	0.3	0	0.5	0.6		
		CERRO LINDO TP-02	1	0	0	0	0	1	1	4	0	0	0	0	2.15	2.15		
		CHAVARRIA TR 3_60/10	1	0	0	0	0	1	1	4	0	0	0	0	0.22	0.22		
		CHORRILLOS CH-T1 60/10 kV	1	0	0	0	0	0	1	4	0	0	0	0	1.28	1.28		
		CHUCARAPI T38-31	1	0	2	5	4	4	4	4	0	10.08	31.74	21.66	4.16	4.16		
		EL CARMEN TP2123601002	1	0	1	1	0	0	4	4	0	0.17	0.17	0	0	9.79		
		EL CARMEN TP21591001	1	0	1	4	2	0	0	4	0	1.38	1.38	2.43	2.43	0		
		GALVEZ G-T2 60/22 9/10 kV	1	0	2	2	0	0	0	4	0	3.11	3.11	0	0	0		
		HUACHIPA HP-T1 60/10 kV	1	0	0	0	1	1	0	4	0	0	0	0.14	0.14	0		
		ICA NORTE TP44581001	1	1	0	0	3	6	3	4	0.67	0.67	0	0	0	0		
		ICA NORTE TP44581003	1	0	0	0	3	6	3	4	0	0	0	2.8	5.07	2.27		
		ILLIMO TP - 602	1	0	0	0	1	1	0	4	0	0	0	0.47	0.47	0		
		LA CURVA T37-31	1	0	2	3	1	1	1	4	0	9.9	26.45	16.55	0.17	0.17		
		LA VISA TP - 603	1	0	0	1	0	0	0	4	0	0	0	0	0.49	0.49		
		LAMBAYEQUE TP - 601	1	0	0	1	1	1	0	4	0	0	0	0.47	0.47	0		
		LLIPATA (PALPA) TP5258231001	1	0	1	2	3	2	2	4	0.68	2.52	2.92	3.68	3.18	15.32		
		MANCORA T60-2291	1	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0		
		MATARANI T35-31	1	0	2	2	0	1	1	4	0	5.38	5.38	0	0.16	0.16		
		MEJIA T36-31	1	0	2	3	1	1	1	4	0	8.98	25.24	16.28	0.17	0.17		
		MIRONES TR 1_60/10	1	0	0	1	1	0	0	4	0	0	0.68	0.68	0	0		
		MIRONES TR 2_60/10	1	0	0	1	1	0	0	4	0	0	0.64	0.64	2.46	2.46		
		MIRONES TR 3_60/10	1	0	0	1	1	0	0	4	0	0	0.57	0.57	0	0		
		MOLLENDO T31-31	1	0	1	1	0	1	1	4	0	2.7	2.7	0	0.16	0.16		
		NARANJAL TR 2_60/10	1	0	0	1	1	1	0	4	0	0	0	0	1.19	1.19		
		NASCA TP51681001	1	0	0	2	2	1	1	4	0	0	0	3.36	3.36	14.85		
		PACHACAMAC PA-T1 60/10 kV	1	0	0	0	0	1	1	4	0	0	0	0	0.63	0.63		
		PARACAS TP3258231001	1	0	2	3	2	1	0	4	0	5.17	5.17	4.71	0	0.68		
		PARACAS TP3258231002	1	0	0	0	2	1	0	4	0	4.8	11.16	7.24	7.08	0.2		
		PEDREGAL TP26601001	1	1	2	2	3	2	2	4	2.57	5.4	3.01	1.55	1.37	3.45		
		PISCO TP31681001	1	0	0	1	2	1	0	4	0	0	0.12	0.45	0.33	0		
		PIURA CENTRO 1TP6001	1	0	0	1	1	1	0	4	0	0	0.78	0.78	0	0		
		PUEBLO NUEVO TP23681001	1	0	1	2	2	1	0	4	0	0.32	0.39	0.89	0.62	0		
		PUEBLO NUEVO TP23581002	1	0	0	1	1	0	0	4	0	0	0.6	0.6	0	0		
		PUEBLO NUEVO TP23581003	1	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	9.82		
		PUENTE AT3 60/10 kV	1	0	0	0	1	0	0	4	0	0	0	2.95	2.95	0		
		PUQUINA PUT1	1	1	2	5	4	0	1	4	0.42	1.3	8.84	7.86	0	1.16		
		QUIMPAC 11484	1	0	0	0	0	0	1	4	0	0	0	0	0	0.25		
		QUIMPAC 143378	1	0	0	0	0	0	1	4	0	0	0	0	0	2.6		
		S.E. CASAGRANDE 1 TP 3007	1	11	14	8	2	0	0	4	8.99	9.64	2.63	1.95	0	0		
		S.E. CASAGRANDE 2 TP 3008	1	4	5	3	3	1	0	4	13.48	14.38	1.75	0.92	0.07	0		
		S.E. GUADALUPE 1 TP 3001	1	0	0	1	1	0	0	4	0	0	0.24	0.24	0	0		
		S.E. GUADALUPE 2 TP 3002	1	4	4	1	1	0	0	4	27.45	27.45	0.24	0.24	0	0		
		S.E. HUARMEY TP 6009	1	2	2	1	2	1	0	4	2.59	2.59	1.07	2.37	1.3	0		
		S.E. MAI ABRIGO TP 3011	1	4	4	0	0	0	0	4	0.77	0.77	0	0	0	0		
		S.E. MOCHIE TP 3004	1	3	3	7	7	1	2	4	6.91	6.91	2.28	2.28	0.11	1.64		
		S.E. PACASMAYO TP 6022	1	0	0	2	2	0	0	4	0	0	3.16	3.16	0	0		
		S.E. PAIJAN TP 3009	1	12	16	7	4	1	0	4	3.82	10.53	6.56	3.12	0.27	0		
		S.E. SALAVERRY 1 TP 3003	1	5	5	0	1	1	0	4	9.45	9.43	0	0.62	0.62	0		
		S.E. SALAVERRY 2 TP 3005	1	2	2	4	5	2	1	4	1.1	1.1	1.23	1.31	0.19	0.11		
		S.E. TRUJILLO SUR TP 3015	1	6	6	0	1	2	1	4	9.04	9.04	0	0.45	1.77	1.32		
		S.E. VIRU TP 8017	1	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0.08		
		SAN BARTOLO S-T1 60/10 kV	1	1	1	0	0	0	0	4	0.85	0.85	0	0	0	0		
		SAN VICENTE T-801	1	2	3	2	1	0	2	4	0.85	0.85	3.67	0.57	0	4.59		
		SANTA MARGARITA TP42601002	1	0	0	0	4	4	0	4	0	0	0	4.85	4.85	0		
		SANTA MARGARITA TP4260231001	1	0	0	0	3	0	0	4	0	0	0	4.35	4.35	0		
		SUBESTACION CAYALTI TP6010	1	0	2	2	0	2	6	4	0	5.92	5.92	0	0.36	1.26		
		SUBESTACION CENTRAL HIDROELECTRICA V	1	0	0	3	3	0	0	4	0	0	22.63	22.63	0	0		
		SUBESTACION CENTRAL HIDROELECTRICA V	1	0	0	3	3	0	0	4	0	0	22.46	22.46	0	0		
		SUBESTACION CENTRAL HIDROELECTRICA V	1	0	0	3	3	0	0	4	0	0	15.91	15.91	0	0		
		SUBESTACION CHAO TR1-PT04	1	0	0	5	8	0	0	4	0	0	31.34	31.34	0	0		
		SUBESTACION CHICLAYO OESTE TP6001	1	0	1	1	0	0	0	4	0	0.13	0.13	0	0	0		
		SUBESTACION CHICLAYO OESTE TP6002	1	0	1	1	0	0	0	4	0	0.13	0.13	0	0	0		
		SUBESTACION LOS PINOS TR1-PTLP	1	0	0	9	9	0	0	4	0	0	31.65	31.65	0	0		
		SUBESTACION POMALCA TP6008	1	0	0	0	0	1	8	4	0	0	0	0	3.53	4.41		
		SUBESTACION PT-02 TR1-PT02	1	0	0	3	3	0	0	4	0	0	0	0	0	0.88		
		SUBESTACION PUR PUR TR1-PTPJ	1	0	0	2	2	0	0	4	0	0	0	0	0	0		
		SUBESTACION SAN JOSÉ TR1-PTSJ	1	0	0	9	9	0	0	4	0	0	9.1	9.1	0	66.7		
		SUBESTACION TUMAN TP6009	1	0	0	0	2	6	4	4	0	0	31.87	31.87	0	0		
		SUBESTACION VIRU TR1-PT03	1	0	0	0	0	0	0	4	0	0	22.69	22.69	0.38	1.26		
		SURCO SU-T1 60/10 kV	1	0	0	0	0	1	1	4	0	0	7.03	7.03	0	1.91		
		TACAMA TP4121581001	1	0	0	0	0	1	1	4	0	0	0	0	2.58	2.58		
		TACAMA TP41801001	1	0	0	0	1	1	0	4	0	0	0	0	0.53	0.53		
		TACNA TAT1	1	0	0	0	1	1	0	4	0	0	0.47	0.47	0	0		
		TACNA TAT2	1	0	0	0	1	1	0	4	0	0	0.15	0.15	0	0		
		TAMBÓ DE MORA TP2244581001	1	0	0	0	2	1	0	4	0	0	0.15	0.15	0	0		
		TOMASIRI TOT1	1	6	6	1	1	0	0	4	12.03	12.03	29.37	29.37	0	3.15		
		YARADA YAT1	1	1	2	1	0	0	0	4	0.13	0.21	0.08	0	0	0		
		YARADA YAT2	1	1	2	1	0	0	0	4	0.13	0.21	0.					

BIBLIOGRAFÍA

- [1] OSINERGMIN, “Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano”. Documento de Trabajo No 05. Oficina de Estudios Económicos, Lima, 2005.
- [2] Dammert A., García R. & Molinelli F. “Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico”, Fondo Editorial PUCP - Perú, 2008.
- [3] Murillo, Víctor. “Análisis del Impacto de la Fiscalización realizada por la Autoridad Regulatoria a la Calidad del Servicio de Alumbrado Público en el Perú”. Tesis, Perú, 2007.
- [4] Ley N° 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas”, Perú, 1992.
- [5] DS N° 099-93-EM “Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas”, Perú, 1993.
- [6] DS N° 020-97-EM “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos”, Perú, 1997.
- [7] Libro Blanco “Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, Comisión MEM-OSINERG – Perú, 1992.
- [8] Ley N° 28832 “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, Perú, 2006.
- [9] NERC, “Reliability Terminology”. www.nerc.com.
- [10] Roy Billinton, “Reliability Assessment of Large Electric Power Systems”, University of Saskatchewan - Canadá, 1988.
- [11] Juan P. Díaz Vera. “Evaluación de la Confiabilidad en el Marco Reestructurado de los Sistemas Eléctricos Competitivos”, Universidad Católica de Chile, Tesis, 2000.
- [12] Edgar Cubero C., “Regulación y Calidad del Suministro Eléctrico. Marco Legal y Normativo Técnico Costarricense”, Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), 2005.
- [13] Juan Rivier Abbad, “Calidad del Servicio: Regulación y Optimización de Inversiones”, Pontificia Universidad de Comillas – España, 1999.
- [14] Juan Rivier Abbad, “La Regulación de la Calidad del Servicio Eléctrico”, Instituto de Investigación Tecnológica – España, 1999.

- [15] CIER. “Proyecto CIER 04. Sistema de Indicadores de Desempeño para Generación y Transmisión”.
- [16] OSINERGMIN, “Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión. Documento de Trabajo No 13-GFE” - Lima, 2008.
- [17] OSINERGMIN, “Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD. Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización de los Sistemas de Transmisión”, Lima, 2006
- [18] OSINERGMIN, “Resolución de Consejo Directivo N° 656-2008-OS/CD. Modificación del Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización de los Sistemas de Transmisión”, Lima, 2008.
- [19] OSINERGMIN. “Informe Técnico N° 023-2007-OEE/OS. Metodología de Aplicación de Multas y Sanciones por Incumplimiento del Procedimiento para Supervisión del Performance de los Sistemas de Transmisión”. Oficina de Estudios Económicos – Gerencia de Fiscalización Eléctrica, Lima, 2008.
- [20] OSINERGMIN, “Resolución de Consejo Directivo N° 343-2008-OS/CD. Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión”, Lima, 2008.