

TÉRMINOS DE REFERENCIA

SERVICIO DE ELABORACIÓN, FORMULACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DEL “PLAN DE CONTINGENCIAS OPERATIVAS (PCO) Y PROGRAMA DE ADECUACIÓN DE CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO (PACS) DE GENERACIÓN SISTEMAS ELECTRICOS AISLADOS DE ELECTRO UCAYALI S.A.



TERMINOS DE REFERENCIA

SERVICIO DE ELABORACIÓN,
FORMULACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE
PLANES DE CONTINGENCIA OPERATIVO

Código: 02-2022/TDR
Versión: 00
Dpto. : SSEE Atalaya
Fecha :05/11/2024
Página : 0 de 06

I. REQUERIMIENTO (TÉRMINOS DE REFERENCIA)

1. DENOMINACIÓN DE LA CONTRATACIÓN

Servicio de elaboración, formulación y actualización del “Plan de Contingencias Operativas (PCO) y Programa de Adecuación de Confiabilidad del Suministro (PACS) de generación de sistemas eléctricos aislados de Electro Ucayali S.A.

2. ÁREA USUARIA.

Servicios Eléctricos Atalaya y Purús

3. OBJETIVO ESTRATÉGICO.

O.E.I. 4 – Mejora la calidad de los servicios

4. FINALIDAD PÚBLICA

Mantener la continuidad del servicio público de electricidad en el área de concesión de EUSA, el cual se verá mejorado sustancialmente con la disminución de los tiempos de interrupción con la adecuada implementación de un plan de contingencias operativo.

5. ANTECEDENTES

- Mediante Resolución N° 264-2012-OS/CD, OSINERGMIN Establece el Procedimiento para la Supervisión de los Planes de Contingencias Operativas (PCO's) de las Concesionarias y de los Titulares de Autorización del Sector Eléctrico.
- El numeral 7.8, 7.9 y 8 de la Resolución Osinermin N° 220-2010-OS-/CD, establece que cada dos años es obligatorio elaborar y enviar el “Plan de Contingencias Operativas – PCO” y el “Plan de Adecuación de la Confiabilidad del Suministro - PACS” para cada uno de los Sistemas Eléctricos Aislados de las empresas eléctricas, correspondiendo ya la remisión del periodo 2025-2026.

6. OBJETIVO DE LA CONTRATACION

Electro Ucayali S.A. (EUSA), requiere contratar a una empresa especializada para la formulación y actualización del “Plan de Contingencias Operativas – PCO” y el “Plan de Adecuación de la Confiabilidad del Suministro - PACS” de los Sistemas Eléctricos Aislados de Atalaya y Purús del periodo 2025-2026, en cumplimiento de la Resolución Osinermin N° 264-2012-OS/CD e incluye el levantamiento de las observaciones/recomendaciones que las hubiere de parte del ente fiscalizador Osinermin, y así cumplir con las resoluciones mencionadas.

7. DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO

El servicio comprende formular y actualizar el “Plan de Contingencias Operativas – PCO” y el “Plan de Adecuación de la Confiabilidad del Suministro - PACS” de los Sistemas Eléctricos Aislados de Atalaya y Purús de Electro Ucayali S.A. para el periodo 2025-2026.

El servicio podrá ser desarrollado por cada Ítem detallado en el siguiente cuadro:

Ítem	PCO	Lineamiento o normativa
1	Plan de Contingencia Operativo (PCO) de Generación de Sistemas Electricos Aislados, – Purús y Atalaya	Procedimiento 264-2012-OS/CD
2	Plan de Adecuación de la Confiabilidad del Suministro – PACS Purús y Atalaya	Resolución Osinermin N° 220-2010-OS-/CD.

7.1 PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO (PCO) Y PLAN DE ADECUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO - PACS EN GENERACION Y SISTEMAS AISLADOS DE ATALAYA Y PURUS.

El servicio debe ser desarrollado de acuerdo a la Resolución OSINERGMIN N° 264-2012-OS/CD y de la Resolución Osinergmin N° 220-2010-OS/CD y comprende la elaboración del PACS y PCO de los dos sistemas aislados (Atalaya y Purús) periodo 2025-2026.

La Contratista formulará y actualizará el "Plan de Contingencias Operativas – PCO" y el "Plan de Adecuación de la Confiabilidad del Suministro - PACS" de los sistemas eléctricos aislados, deberá evaluar las centrales de generación de los sistemas Atalaya (generación térmica e Hidráulica) y Purús (generación térmica).

La Contratista presentará un informe con la Formulación y Actualización del Plan de Contingencias y "Plan de Adecuación de la Confiabilidad del Suministro - PACS" el cual será presentado y sustentado al personal de EUSA, reunión de la cual recogerá las observaciones y recomendaciones para corregir y elaborar la versión final del Plan.

La Contratista entregará a EUSA en impreso y medio magnético dos copias de su informe por el presente servicio, el cual contendrá la siguiente información:

- ✓ La versión final de la formulación y actualización del Plan de Contingencias operativas del Sistema Eléctrico Atalaya y del Sistema Eléctrico Purús.
- ✓ La versión final de la formulación y actualización del Plan de Adecuación de la Confiabilidad del Suministro del Sistema Eléctrico Atalaya y del Sistema Eléctrico Purús.
- ✓ Los criterios y explicación por cada punto considerado en la formulación y actualización del Plan.

DESARROLLO DEL PCO - PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVA

A. Descripción del Área Geográfica y diagnóstico de las instalaciones.

B. Descripción las áreas geográficas de los sistemas de generación eléctrica donde se prevé ocurran las contingencias (captación bocatoma y/o embalse, túnel y/o tuberías forzadas, cámara de válvulas, turbinas, generadores. sistema de enfriamiento, etc.)

C. Capacidad de Generación, características electromecánicas de líneas de transmisión. capacidad de las líneas y Transformación Nivel de Tensión de las Subestaciones; Identificación de la central mediante su diagrama unifilar.

D. Análisis de los Programas de Mantenimiento

- Descripción breve de los tipos de mantenimiento que se llevan a cabo (Preventivo, Predictivo y Correctivo).
- Programas de mantenimiento ejecutados en el último año
- Identificación de reemplazo de elementos críticos dañados Diagnóstico del estado de las estructuras de soporte de equipos de generación.
- Verificación de las pruebas eléctricas de los generadores y sistemas de protección.
- Registro de pruebas físico - químicas del Aceite dieléctrico de los transformadores de potencia
- Verificación del estado operativo de los Sistemas de puesta a Tierra e inspecciones
- Identificación de inspecciones, reparaciones y/o cambios de turbinas generadores y complementos, sistema de mando hidráulico y eléctricos pararrayos.

- Identificación de contratos con empresas externas para el mantenimiento de los equipos
- Identificación de las empresas con contrato temporal y permanente para mantenimiento de equipos.
- Descripción detallada, por equipo, de los trabajos que realizan las empresas contratadas.

E. Análisis de Fallas en el Sistema

Elaboración de un cuadro resumen de fallas de los últimos 03 años, describiendo la Falla, la fecha y hora (Inicio - Fin) de esta, el tiempo en reponer el servicio, las causas de la falla, las acciones o medidas correctivas tomadas y dificultades Presentadas durante la reposición del servicio.

Analizará el último estudio de Flujo de Carga e información de la oferta y la demanda.

Se realizará un breve comentario sobre el estado operativo de los equipos de transformación, interruptores y líneas.

Elaborará una lista de elementos en los que operan fuera de sus límites operativos,

Según el diagrama de flujo de potencia, el cual deberá indicar los puntos críticos y los valores de las magnitudes calculadas.

F. Análisis de la Infraestructura y Recursos para Atender Contingencias

Identificará y listará el inventario de los repuestos para los componentes principales de los grupos de generación: turbina, generador, inyectores y/o alabes directrices, válvulas, tuberías, sistemas de rejillas en la bocatoma, sistema de enfriamiento generador eléctrico, transformador eléctrico y complementos.

Elaborará una relación de herramientas especiales para realizar los mantenimientos.

Analizará el procedimiento para reponer (luego de su uso), los repuestos y componentes.

Indicar el lugar donde están ubicados geográficamente los repuestos.

Analizará las facilidades o dificultades para el traslado de repuestos y herramientas al punto de contingencia.

G. Análisis de la Capacidad Operativa de los Grupos Humanos.

Descripción de la organización del personal técnico disponible que posee la empresa para atender la contingencia

Identificación del personal capacitado para atender las contingencias operativas, especialidades, experiencia, ubicación física, Facilidades existentes para la protección del personal de la empresa (equipos de protección personal, pólizas vigentes de seguros contra accidentes).

H. Análisis del Sistema Logístico

Elaboración del diagrama de flujo el procedimiento a seguir para la adquisición de repuestos, equipos y materiales.

Identificación de unidades de transporte de personal y carga propias o contratos con empresas de servicios.

Descripción de principales vías de acceso rápido a las instalaciones, existencia de vías alternas.

I. Evaluación de Riesgos Operacionales.

Evaluación de riesgos operacionales.

Identificación de instalaciones y/o elementos críticos

Identificación de contingencias.

Análisis de la probabilidad de ocurrencia de una contingencia.

Evaluación de la magnitud de la Contingencia.

Evaluación del tiempo de restricción de operación.

Análisis de las consecuencias de la situación crítica.

J. Evaluación de Riesgos No Operacionales.

Evaluación de riesgos potenciales Fenómeno del Niño.

Evaluación de riesgos potenciales Fenómeno de la Niña.

Evaluación de riesgos potenciales por Terremoto.

Evaluación de riesgos potenciales por Huaycos.

Evaluación de riesgos potenciales en Tsunamis.

Evaluación de riesgos potenciales por condiciones Hidrogeológicas.

Evaluación de Riesgos potenciales por condiciones geográficas en la ubicación

Evaluación de Riesgos potenciales por acción de terceros y otros

K. Determinación de Planes de Acción para Recuperar el Servicio.

Elaboración o identificación de planes de acción en caso de contingencias operativas y no operativas (situación crítica, su causa y descripción del Plan de Acción para recuperar el servicio.

L. Análisis de la organización encargada de la administración del plan de contingencia.

Descripción de la organización para la ejecución del Plan de Contingencia.

Elaboración del organigrama de la organización para afrontar contingencias.

Descripción de los roles y funciones de cada uno de los miembros de la organización.

Elaboración de un directorio telefónico de contactos de los integrantes de dicha organización.

M. Elaboración del Procedimiento para Declarar una Situación de Contingencia.

Descripción del procedimiento a seguir para declarar la contingencia.

Elaboración del diagrama de flujo para la declaración de contingencias

N. Identificación de riesgos

O. Riesgos Operacionales

P. Riesgos no operacionales

Q. Matriz de probabilidad por magnitud

R. Elementos críticos

S. Situaciones críticas

T. Elaboración de planes de acción a los elementos críticos y situaciones críticas.

U. También la contratista deberá tomar en cuenta la ley N° 29664, sistema nacional de riesgo

V. Todas las elaboraciones, descripciones, procedimientos; la contratista deberá cumplir con los indicadores al 100% de, LIN, EPA, DIS, EPC.

W. Llenar en cuadros del procedimiento (Anexo 1.3 del procedimiento).

DESARROLLO DEL PACS - PLAN DE ADECUACIÓN DE CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO

I. Diagnóstico general del sistema a diciembre 2024.

I.1. Análisis de la oferta de generación existente.

a. Composición del parque generador (térmico, hidráulico o hidrotérmico)

b. Potencia instalada, potencia efectiva, tipo de combustible, velocidad (RPM)

c. Estado operativo y horas de operación de cada grupo generador

d. Diagrama de carga típico del día de máxima demanda

e. Mantenimiento overhaul de cada grupo generador (fecha de ejecución de última ejecución y fecha prevista para la siguiente intervención)

I.2. Evolución histórica de la máxima demanda al año 2024

I.3. Margen de reserva

- Periodo de avenida

- Periodo de estiaje

I.5. Consumo de combustible y rendimiento específico (kwh/gl)

I.6. Procedimiento de operación en caso de salidas forzadas de generación

II. Proyección anual referencial para el periodo 2025-2030

Información referencial anual

II.1. Oferta de generación

II.2. Máxima demanda

II.3. Margen de reserva de generación

III. Análisis para el periodo 2025-2026

III.1. Proyección mensual de la oferta de generación, que debe considerar la Potencia Instalada y la Potencia Efectiva

III.2. Proyección mensual de la Máxima Demanda

III.3. Grupos de generación indisponibles por cada mes, de acuerdo al Plan de mantenimiento anual

III.4. Cálculo del margen de reserva de generación mensual y comparación con el valor límite establecido en los lineamientos de elaboración del PACS.

En base a los datos consignados en los literales a, b, y c, calcular el margen de reserva para cada mes del periodo 2025-2026. El cálculo se debe realizar de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$MARGEN DE RESERVA (\%) = \left(\frac{POTENCIA EFECTIVA - DEMANDA MÁXIMA}{DEMANDA MÁXIMA} \right) * 100\%$$

Dónde: PE: Potencia Efectiva mensual, descontado los grupos indisponibles por mantenimiento (kW o MW)

MD: Máxima Demanda (kW o MW)

MR: Margen de Reserva de Generación (%)

IV. Medidas para mantener el margen de reserva para el periodo 2025-2026. Enumerar y describir las principales gestiones y actividades a realizar, con la finalidad de garantizar el margen de reserva establecido para cada sistema eléctrico aislado evaluado, la información requerida debe contener como mínimo:

IV.1. Descripción del Plan de mantenimiento mayor por cada unidad de generación con documentación que la sustente

IV.2. Descripción de posibles alternativas de interconexión al SEIN

IV.3. Descripción de alternativas de uso de fuentes de energías renovables

IV.4. Descripción del Plan de expansión de la generación (por ejemplo: Compra y/o alquiler de grupos)

7.2 PROCEDIMIENTO DE TRABAJO

Para inicio del servicio la empresa presentará los procedimientos de trabajo seguro donde se describirá de manera concreta y precisa la forma adecuada para realizar las actividades. El procedimiento deberá ser aprobado por cada área usuaria.

7.3 PLAN DE TRABAJO

El plan de trabajo deberá ser presentado para el inicio del servicio, el cual deberá ser aprobado por cada área usuaria, el cual debe tener como mínimo la siguiente estructura

- I. Objetivo
- II. Metas
- III. Base normativa
- IV. Programa de ejecución del servicio (con responsables)

7.4 SEGUROS

- a. El proveedor, que realice el servicio está obligado a contar con las pólizas de Seguro Complementario de Trabajo de Riesgo y Pensión, cobertura de salud, Invalidez y Sepelio de todos sus trabajadores que intervengan en el desarrollo del servicio.
- b. El proveedor está obligado a tomar las medidas de seguridad necesarias para evitar peligros contra la integridad, y la vida de las personas.
- c. El riesgo resultante de la inobservancia de esta obligación será de estricta responsabilidad del proveedor.
- d. Asimismo, el proveedor no tendrá derecho a indemnización de parte de Electro Ucayali S.A: por las pérdidas o daños que surjan en sus equipos y otros, sea aquellos que provengan por fuerza mayor, hechos por terceros o del propio proveedor.
- e. En el caso de producirse daños en bienes de Electro Ucayali S.A. y/o terceros por actos u omisiones del personal del proveedor, aquella podrá hacer efectiva la responsabilidad de este, descontando de cualquiera de los pagos que se le adeude, el valor de los daños debidamente justificados.

7.5 LUGAR DEL SERVICIO

El servicio se desarrollará en:

- Sistema eléctrico Atalaya, ubicado en la provincia de Raymondi, Departamento de Ucayali.
- Sistema eléctrico Purús, ubicado en la provincia de Purús, Departamento de Ucayali.

7.6 PLAZO DE EJECUCION

El plazo para la ejecución del servicio es de cuarenta y cinco (35) días calendarios a partir de la firma del contrato o recepción de la orden de servicio.

7.7 RESULTADO ESPERADO

- Contar con un plan de operativo de contingencia de generación y sistemas aislados para garantizar la continuidad del servicio público de electricidad en el área de concesión de Electro Ucayali S.A.
- Análisis del cumplimiento de los indicadores de gestión (LIN, EPA, DIS, EPC) establecidos en el numeral 7 del procedimiento para la supervisión de los planes contingencias operativos en el Sector Eléctrico - Resolución de Consejo Directivo N° 264-2012-OS/CD.
- Plan de Adecuación de Confiabilidad del Suministro (PACS) para el periodo 2025-2026 para el Sistema Aislado Atalaya.
- Plan de Adecuación de Confiabilidad del Suministro (PACS) para el periodo 2025-2026 para el Sistema Aislado Purús.

Debiéndose presentar en archivo magnético al correo marco.chavez@electroucayali.com.pe y christian.canez@electroucayali.com.pe y un ejemplar en físico espiralados en la mesa de partes de Electro Ucayali S.A. ubicado en Av. Circunvalación N° 300 Yarinacocha.

8. REQUISITOS DEL POSTOR

8.1 PERFIL GENERAL DEL POSTOR

- El proveedor debe tener el Registro Nacional de Proveedores del OSCE vigente en el rubro: servicios.
- El proveedor puede ser persona natural o jurídica.
- No tener impedimento legal para contratar con el Estado.

- No tener sanción vigente en el registro de sanciones del Tribunal de Contrataciones del Estado.

8.2 EXPERIENCIA DEL POSTOR

Tener una experiencia no menor de 03 años en el subsector electricidad.

Haber participado en al menos 02 procesos elaboración de Planes de Contingencias referida a: Transmisión, Distribución, Generación, Sistemas Aislados o proceso regulatorio de fijación de tarifas de: generación, transmisión, distribución.

8.3 REQUISITOS DEL PERSONAL PROPUESTO.

PERSONAL REQUERIDO:

EL POSTOR para la prestación del servicio contará con el siguiente recurso humano mínimo:

Cargo	Profesión	Experiencia
Jefe del Servicio	Ingeniero Electricista y/o Mecánico Electricista	Con una experiencia no menor de 03 años en el subsector electricidad. Haber participado en al menos 01 proceso elaboración de Plan de Contingencia Transmisión, Distribución, Generación y Sistemas Aislados o proceso regulatorio de fijación de tarifas de: generación, transmisión, distribución.

La experiencia del personal clave se acreditará con cualquiera de los siguientes documentos: (i) copia simple de contratos y su respectiva conformidad o (ii) constancias o (iii) certificados o (iv) cualquier otra documentación que, de manera fehaciente demuestre la experiencia del personal propuesto.

9. OTRAS CONSIDERACIONES PARA LA EJECUCIÓN DE LA PRESTACIÓN.

9.1 OTRAS OBLIGACIONES DEL PROVEEDOR

- Cumplir con el marco normativo previsto en la Ley 29783, Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo.
- Usar mascarilla durante su permanencia en las instalaciones de Electro Ucayali S.A.
- Portar alcohol en gel o líquido u otro desinfectante durante su permanencia en las instalaciones de Electro Ucayali S.A.
- Cumplir con el protocolo de ingreso a Electro Ucayali S.A. y los avisos de seguridad interna de Electro Ucayali S.A.
- Cumplir con lo establecido en la Política y Procedimientos de Seguridad y Medio Ambiente de Electro Ucayali S.A.
- Contar con equipos, materiales y/o elementos que le permitan efectuar el servicio a contratar.
- Desplazarse a la ciudad de Purús y Atalaya, para el cumplimiento del servicio solicitado, para lo cual los viáticos (alojamiento y alimentación) de su personal estarán a su cargo.
- Absolver las observaciones que formule la entidad.
- Presentar la siguiente documentación de seguridad antes de iniciar las actividades:
 - Inducción SSOMA previo a actividades.
 - Póliza de Seguro Complementario de Trabajo de Riesgo con cobertura en pensión y salud, incluyendo pensiones por enfermedad profesional. Pensión por invalidez, fallecimiento y sepelio, adjuntando relación de asegurados y comprobante de pago, los seguros deberán estar vigentes durante el plazo contractual.
 - Procedimiento de actividades

- Relación detallada del personal donde se especifique su DNI y cargo a desempeñar.
 - Currículum Vitae documentado del personal donde se evidencie su formación y competencia acorde con la actividad a desarrollar, en caso contrario el personal propuesto no será admitido.
 - Examen médico ocupacional para trabajos con una duración igual o mayor a un (01) año.
- j) No podrá en ningún caso exonerar su responsabilidad por el desarrollo defectuoso, ni negarse a efectuar las correcciones, así como el pago de multa económicas aplicados a Electro Ucayali que pueda producirse por:
- No cumplir con las metas establecidas en el procedimiento N° 264-2012-OC/DC en la elaboración de los planes de contingencia operativos de generación y sistemas aislados.

El monto de la multa económico a pagar será el mismo monto que calcule el OSINERGMIN.

- k) El Proveedor durante el desarrollo del servicio deberá visitar por lo menos una vez las instalaciones de Electro Ucayali S.A.

9.2 PRESTACIONES COMPLEMENTARIAS:

El Proveedor deberá ofrecer una garantía técnica mínima de su servicio de 12 meses, contados a partir de la fecha de recepción y conformidad del servicio. En caso de producirse alguna observación/recomendación durante la vigencia de la garantía debido a sugerencias del Osinergmin o de Electro Ucayali S.A. el postor está obligado a atender las mismas a su costo hasta conseguir los resultados solicitados.

El postor asumirá todas las garantías técnicas y financieras que se requieran.

9.3 RESPONSABILIDADES DE ELECTRO UCAYALI S.A.

- a) Proporcionar al proveedor los documentos e información disponible para la adecuada ejecución de la prestación a su cargo.
- b) Brindar una charla de inducción al personal propuesto por el proveedor previo al inicio de la ejecución del servicio, la cual es realizada por el Departamento de Seguridad y Medio Ambiente, cuando haya trabajos que realizar en los ambientes de Electro Ucayali S.A. Entregar las cartas de presentación y permisos correspondientes, para las coordinaciones necesarias con las entidades involucradas en el ámbito del servicio.
- c) Abonar al contratista los pagos correspondientes, de acuerdo al alcance del numeral 14 del presente Término de Referencia.
- d) Se reserva el derecho de resolver la orden de servicio y/o contrato por incumplimiento de las obligaciones del contratista.

9.4 ADELANTOS

Electro Ucayali S.A. no otorgará y/o pagará adelantos de la contraprestación a favor del proveedor.

9.5 SUBCONTRATACIÓN

Está prohibida la subcontratación parcial o total de la prestación a cargo del proveedor.

9.6 CONFIDENCIALIDAD

El proveedor y/o su personal que asigne para el cumplimiento de las actividades del servicio y/o entrega de bien se compromete a no revelar, comentar, suministrar o transferir de cualquier forma a terceros, cualquier información que hubiese recibido directa o indirectamente de Electro Ucayali S.A o que hubiese sido generada como parte de la ejecución de la prestación. El incumplimiento de esta obligación es causal de resolución del pedido de compra y de ser el caso, Electro Ucayali S.A podrá interponer las acciones legales que correspondan, aún después de ejecutado y/o culminada la ejecución de la prestación a cargo del proveedor.

9.7 MEDIDA DE CONTROL DURANTE LA EJECUCIÓN CONTRACTUAL.

El área usuaria en coordinación con el Departamento de Logística fiscalizará la autenticidad de aquella documentación que amerite corroborar su veracidad.

9.8 CONFORMIDAD DE LA PRESTACIÓN

9.8.1 ÁREA QUE BRINDA CONFORMIDAD.

La conformidad será emitida por el Servicio Eléctrico de Atalaya.

9.8.2 PROCEDIMIENTO.

La conformidad se emite en un plazo máximo de siete (7) días calendario de producida la recepción, salvo que se requiera efectuar pruebas que permitan verificar el cumplimiento de la obligación, bajo responsabilidad del funcionario que debe emitir la conformidad. El mismo plazo resulta aplicable para que Electro Ucayali S.A. se pronuncie sobre el levantamiento de observaciones, según corresponda, a fin de permitir que el pago se realice dentro de los diez (10) días calendarios siguientes.

De existir observaciones, Electro Ucayali S.A. las comunica al proveedor, indicando claramente el sentido de estas, otorgándole un plazo para subsanar Página 5 de 8 no menor de dos (2) días calendario ni mayor de ocho (08) días calendario. Subsanadas las observaciones dentro del plazo otorgado, no corresponde la aplicación de penalidades.

Cuando Electro Ucayali S.A. exceda el plazo previsto para emitir la conformidad o pronunciarse sobre el levantamiento de las observaciones, los días de retraso no pueden ser imputados al contratista a efectos de la aplicación de penalidades.

Si pese al plazo otorgado, el proveedor no cumpliera a cabalidad con la subsanación, Electro Ucayali S.A. puede otorgar al contratista periodos adicionales para las correcciones pertinentes. En este supuesto corresponde aplicar la penalidad por mora desde el vencimiento del plazo para subsanar, sin considerar los días de retraso en los que pudiera incurrir Electro Ucayali S.A.

Este procedimiento no resulta aplicable cuando los bienes y servicios manifiestamente no cumplan con las características y condiciones ofrecidas, en cuyo caso Electro Ucayali S.A. no efectúa la recepción o no otorga la conformidad, según corresponda, debiendo considerarse como no ejecutada la prestación, aplicándose la penalidad que corresponda por cada día de atraso.

9.9 FORMA, REQUISITO Y PLAZO PARA EL PAGO

9.9.1 FORMA DE PAGO

ELECTRO UCAYALI S.A. realizará el pago de la contraprestación pactada a favor del contratista en una sola oportunidad.

Asimismo, el pago se realizará después de finalizados cada etapa y de acuerdo a la presentación de los entregables requeridos de los términos de referencia, previo al otorgamiento de la respectiva conformidad del Administrador del Contrato

Para tal efecto, el responsable de otorgar la conformidad de la prestación deberá hacerlo en un plazo máximo de siete (7) días de producida la recepción.

9.9.2 REQUISITOS PARA EL PAGO

Para el pago de la contraprestación Electro Ucayali S.A. previamente debe contar con los siguientes documentos:

- ✓ Contrato debidamente suscrito.
- ✓ Informe de la actividad realizada (este informe debe estar visado por el proveedor en todas las hojas).

- ✓ Comprobante de pago electrónico impreso [Cuando se trate de factura tomar en cuenta lo siguiente: (1) Debe indicar como forma de pago “crédito”. (2) Debe indicar la fecha o fechas de vencimiento del pago único o de las cuotas, y los montos correspondientes a cada cuota. (3) Debe indicar los montos correspondientes a cada cuota. (4) Debe indicar el monto neto pendiente de pago, descontando las retenciones del IGV, detracciones que deba efectuar el adquiriente o usuario y otras deducciones de pago. (5) Debe enviar el archivo XLM de la factura al siguiente correo electrónico: recepcioncpe@electroucayali.com.pe] [Cuando se trate de recibo por honorarios tomar en cuenta lo siguiente: (1) Debe indicar como forma de pago “crédito”. (2) Debe indicar el monto de los honorarios pendiente de pago. (3) Debe indicar la fecha o fechas de vencimiento de pago único o de las cuotas. (4) Debe indicar los montos correspondientes a cada cuota. (5) Debe indicar el monto de los honorarios pendiente de pago descontando la retención del impuesto a la renta de cuarta categoría. (6) Debe enviar el archivo XLM del recibo por honorario al siguiente correo electrónico: recepcioncpe@electroucayali.com.pe
- ✓ Copia impresa del correo electrónico donde conste el envío del archivo XLM (factura o recibo por honorario) al correo electrónico recepcioncpe@electroucayali.com.pe

9.9.3 PLAZO PARA EL PAGO

Electro Ucayali S.A. paga las contraprestaciones pactadas a favor del proveedor dentro de los diez (10) días calendario siguientes de otorgada la conformidad de la prestación, siempre que se verifiquen las condiciones establecidas en el presente término de referencia.

9.10 SISTEMA DE LA CONTRATACIÓN

El sistema de contratación será a Suma Alzada.

9.11 PENALIDAD POR RETRASO O MORA.

Si el proveedor incurre en retraso injustificado en la ejecución de las prestaciones objeto del contrato, Electro Ucayali S.A. le aplica automáticamente una penalidad por mora por cada día de atraso, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Penalidad Diaria} = \frac{0.10 \times \text{Monto Vigente}}{F \times \text{Plazo Vigente en Días}}$$

Donde:

F = 0.25 para plazos mayores o iguales a sesenta (60) días;

El plazo se refiere a la etapa que debió ejecutarse.

El retraso se justifica a través de la solicitud de ampliación de plazo debidamente aprobada.

9.12 RESPONSABILIDAD POR VICIOS OCULTOS

La conformidad de la recepción del bien por parte de ELECTRO UCAYALI S.A. no enerva su derecho a reclamar posteriormente por defectos o vicios ocultos, conforme a lo dispuesto por el artículo 50° de la Ley. El proveedor es responsable por la calidad y por los vicios ocultos de los bienes ofertados por un plazo máximo de Un (01) año contado a partir de la última conformidad otorgada por ELECTRO UCAYALI S.A.

10. CLÁUSULA DE AUDITORÍA.

El proveedor se obliga a emitir a Electro Ucayali S.A. informes y/o reportes de los casos o prestaciones a su cargo dentro de un plazo máximo de tres (3) días hábiles de requerido, ya sea vía correo electrónico o por medio escrito. Esta obligación también deberá ser cumplida por el proveedor cuando el informe y/o reporte le sea solicitado directa o indirectamente por nuestra Sociedad Auditora (SOA) o cualquier otra instancia del Sistema Nacional de Control, dentro del mismo plazo, incluso después de haber concluido la relación contractual con Electro Ucayali S.A.

11. CLÁUSULA ANTICORRUPCIÓN.

El proveedor acepta expresamente que no llevará a cabo, acciones que están prohibidas por las leyes locales y otras leyes anti-corrupción. Sin limitar lo anterior, el proveedor se obliga a no efectuar algún pago, ni ofrecerá o transferirá algo de valor, a un funcionario o empleado gubernamental o cualquier tercero relacionado con el servicio y/o bien aquí establecido de manera que pudiese violar las leyes locales y otras leyes anticorrupción, sin restricción alguna.

En forma especial, el proveedor declara con carácter de declaración jurada que no se encuentra inmerso en algún proceso de carácter penal vinculado a presuntos ilícitos penales contra el Estado Peruano, constituyendo su declaración, la recepción del pedido de compra del que estos términos de referencia forman parte integrante.

12. CLÁUSULA ANTISOBORNO.

El proveedor, no debe ofrecer, negociar o efectuar, cualquier pago, objeto de valor o cualquier dádiva en general, o cualquier beneficio o incentivo ilegal en relación al contrato, que pueden constituir un incumplimiento a la ley, tales como robo, fraude, cohecho o tráfico de influencias, directa o indirectamente, o a través de socios, integrantes de los órganos de administración, apoderados, representantes legales, funcionarios, asesores o personas vinculadas, en concordancia a lo establecido en el artículo 11 de la Ley de Contrataciones del Estado, Ley 30225, y el artículo 7 de su Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo 344-2018-EF.

Asimismo, el proveedor se obliga a conducirse en todo momento, durante la ejecución del pedido de compra, con honestidad, probidad, veracidad e integridad y de no cometer actos ilegales o de corrupción, directa o indirectamente o a través de sus socios, accionistas, participantes, integrantes de los órganos de administración apoderados, representantes legales, funcionarios, asesores y personas vinculadas en virtud a lo establecido en los artículos antes citados de la Ley de Contrataciones del Estado y su Reglamento.

Asimismo, el proveedor se compromete a comunicar a las autoridades competentes, de manera directa y oportuna, cualquier acto o conducta ilícita o corrupta de la que tuviera conocimiento; así también en adoptar medidas técnicas, prácticas, a través de los canales dispuestos por la entidad.

De la misma manera, el proveedor es consciente que, de no cumplir con lo anteriormente expuesto, se someterá a la resolución del pedido de compra y a las acciones civiles y/o penales que la entidad pueda accionar.

13. CLÁUSULA DE RESOLUCIÓN EXPRESA.

Queda expresamente convenido que el pedido de compra se resolverá de pleno derecho cuando el proveedor no ejecute la prestación dentro del plazo contractual establecido, o cuando acumule el diez por ciento (10%) del monto total del pedido de compra por penalidad por retraso u otras penalidades. Para que se produzca la resolución, el interesado deberá comunicar a la contraparte su intención de resolver el pedido de compra en virtud de la presente cláusula resolutoria expresa y al amparo del artículo 1430 del Código Civil.

Electro Ucayali S.A. puede resolver el pedido de compra, en los siguientes casos:

- a. Por el incumplimiento injustificado de las obligaciones contractuales, legales o reglamentarias a su cargo, pese a haber sido requerido para ello.
- b. Por la acumulación del monto 10% del monto contractual de la penalidad por mora o por el 10% del monto contractual de para otras penalidades, en la ejecución de la prestación a su cargo.
- c. Por la paralización o reducción injustificada de la ejecución de la prestación, pese a haber sido requerido para corregir tal situación.
- d. Por caso fortuito o fuerza mayor que imposibilite de manera definitiva la continuidad de la ejecución, amparado en un hecho o evento extraordinario, imprevisible e irresistible, o por un hecho sobreviniente a la notificación del pedido de compra, que no sea imputable a las partes.

Asimismo, puede resolverse de forma total o parcial el pedido de compra por mutuo acuerdo entre las partes, previa opinión del área usuaria.

14. SANCIONES.

El proveedor se compromete a cumplir las obligaciones derivadas del presente contrato, siendo aplicable lo previsto en el artículo 50 del Decreto Supremo 082-2019-EF - Texto Único Ordenado de la Ley de Contrataciones del Estado.

15. APLICACIÓN SUPLETORIA.

Electro Ucayali S.A. aplica de manera supletoria la normativa del Código Civil, siempre que no se contradiga con las disposiciones en el presente Término de Referencia.

16. SOLUCIÓN DE CONTROVERSIA.

Todos los conflictos que se deriven de la ejecución e interpretación de la presente contratación son resueltos mediante trato directo, conciliación y/o acción judicial. La jurisdicción para la resolución de la controversia es en el distrito de Yarinacocha, provincia de Coronel Portillo, departamento de Ucayali.

Anexo

Procedimiento N° 264-2012-OC/DC

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN
EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN Nº 264-2012-OS/CD**

Lima, 27 de diciembre de 2012

VISTO:

El Memorando Nº GFE-2012-1463 de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, por el cual se solicita al Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, la aprobación del "Procedimiento para la supervisión de los planes de contingencias operativos en el sector eléctrico";

CONSIDERANDO:

Que, según lo establecido por el inciso c) del artículo 3º de la Ley Nº 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 y las normas de carácter general referidas a actividades supervisadas o de sus usuarios;

Que, el artículo 22º del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 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 Nº 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, el inciso a) del artículo 5º de la Ley Nº 26734, Ley de Creación de OSINERGMIN, establece como función velar por el cumplimiento de la normativa que regule la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario. Asimismo, el artículo 64º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM establece que los concesionarios y los titulares de autorizaciones están obligados a garantizar la calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico, cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en la norma técnica correspondiente;

Que, en ese sentido, a fin de garantizar esa calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico, es necesario contar con un procedimiento de supervisión que permita verificar que las empresas cuenten con un Plan de Contingencias Operativo que pueda ser implementado ante contingencias que atenten contra el servicio eléctrico;

Que, en ese sentido, OSINERGMIN prepublicó el 29 de noviembre de 2012 en el Diario Oficial "El Peruano" el "Procedimiento para la supervisión de los planes de contingencias operativos en el sector eléctrico"; en concordancia a lo dispuesto en el artículo 25º del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por el Decreto Supremo Nº 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 OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo Nº 054-2001-PCM;

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

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Aprobar el "Procedimiento para la supervisión de los planes de contingencias operativos en el sector

eléctrico"; contenido en el anexo adjunto y cuyo texto forma parte integrante de la presente Resolución.

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

Artículo 3.- La presente Resolución deberá ser publicada en el Portal Institucional de OSINERGMIN.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

**PROCEDIMIENTO
PARA LA SUPERVISIÓN DE LOS PLANES
DE CONTINGENCIAS OPERATIVOS
EN EL SECTOR ELÉCTRICO**

1. OBJETIVO

Establecer el Procedimiento para la Supervisión de los Planes de Contingencias Operativos (PCO's) de las Concesionarias y de los Titulares de Autorización del Sector Eléctrico.

A través del presente procedimiento se establece:

- a. Los Lineamientos para la elaboración y presentación de los PCO's; en los que se establecen los requerimientos, plazos, formas y medios de entrega de la información a OSINERGMIN.
- b. Los criterios a aplicar por OSINERGMIN en la supervisión de los PCO's.

2. ALCANCE

El presente procedimiento regirá para todas las Concesionarias y Titulares de Autorización en el Sector Eléctrico. Están incurso en el presente procedimiento los Usuarios Libres que cuentan con sistemas de transmisión interconectados al SEIN.

3. BASE LEGAL

- **Decreto Ley Nº 25844:** Ley de Concesiones Eléctricas y modificatorias (LCE).
- **Decreto Supremo Nº 009-93-EM:** Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y sus modificatorias (RLCE).
- **Ley Nº 26734:** Ley del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y sus modificatorias.
- **Ley Nº 27332:** Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en Servicios Públicos.
- **Ley Nº 27699:** Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Artículo 3º.
- **Ley Nº 28832:** Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- **D.S Nº 054-2001-PCM:** Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - Artículo 33º.
- **Resolución de Consejo Directivo Nº 205–2009-OS/CD:** Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas y Mineras de OSINERGMIN o la que la sustituya.
- **Resolución de Consejo Directivo Nº 028-2003-OS/CD –** Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica.
- **Resolución de Consejo Directivo Nº 091-2006-OS/CD:** Procedimiento para la supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión.
- **Resolución de Consejo Directivo Nº 304-2009-OS/CD:** Procedimiento para la supervisión y fiscalización del desempeño de las unidades de generación despachadas por el COES.

- **Resolución de Consejo Directivo N° 220-2010-OS/CD:** Procedimiento para la supervisión de la operatividad de la generación de sistemas eléctricos aislados.
- **Ley N° 27444:** Ley del Procedimiento Administrativo General.
- Otras Normas Técnicas y Administrativas aplicables.

4. DEFINICIONES

Contingencia:

- **Sistema de Distribución y Sistemas Aislados:**
Es una situación causada por falla interna, falla humana, fenómeno natural o provocado por terceros que afecta cualquiera de las partes del sistema eléctrico, cuyo resultado es no poder abastecer el 5% de la carga normalmente abastecida o de los usuarios del sistema eléctrico. También se entiende como una falla inesperada o salida (no programada) de un componente del sistema, que afecta la continuidad del servicio eléctrico.
- **Sistema de Generación y Transmisión:**
Es una situación causada por falla interna, falla humana, fenómeno natural o provocado por terceros que afecta cualquiera de las partes del sistema eléctrico. También se entiende como una falla inesperada o salida (no programada) de un componente del sistema, que afecta la continuidad del servicio eléctrico.

Continuidad del Servicio

Mantener el servicio en condiciones normales de operación.

Lineamientos:

Documentos definidos por OSINERGMIN que podrán ser actualizados por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica y publicados en el portal extranet del organismo, que establecen la estructura y los alcances para la elaboración y presentación de los PCO's, por parte de las Empresas del sector eléctrico.

Elemento Crítico:

Elemento del sistema eléctrico, cuya falla puede producir una contingencia.

Situación Crítica

Es una situación natural o accidental cuya ocurrencia puede producir una contingencia.

Empresa:

Concesionaria o Titular de Autorización del Sector Eléctrico o, Concesionario con Sistemas Eléctricos Aislados o Municipalidades que desarrollan actividades de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica.

Sistema de Generación Eléctrica:

Comprende a todos los componentes de las centrales de generación eléctrica.

Sistema de Transmisión Eléctrica:

Comprende a todos los componentes de las Líneas de Transmisión Eléctrica con tensiones de servicio iguales o mayores de 30 kV y Subestaciones asociadas.

Sistema de Distribución Eléctrica:

Comprende a todos los componentes de las redes de distribución eléctrica con tensiones de servicio menores a 30 kV y Subestaciones asociadas.

Sistema Eléctrico Aislado:

Comprende a todos los componentes de las centrales de generación eléctrica aislada, así como los sistemas de transmisión y distribución asociados.

Planes de Contingencias Operativos (PCO's):

Documentos que contienen principalmente la

Descripción de las áreas geográficas del sistema eléctrico en los que podrían ocurrir contingencias; la Evaluación de Riesgos de las instalaciones en operación; los Elementos Críticos y Situaciones Críticas; los Planes de Acción; el inventario de Equipos y Repuestos de Reserva. Los Planes de Contingencias Operativos son elaborados de acuerdo a los Lineamientos establecidos por el OSINERGMIN.

Plan de Acción

Relación de actividades que la Empresa prevé ejecutar para superar, en forma provisional o definitiva, una contingencia.

SISUPLAC:

Programa de cómputo administrado por OSINERGMIN que consolida la información de los PCO's de las Empresas del sector eléctrico; permite la supervisión de los mismos y la verificación del cumplimiento de los planes de acción ante una contingencia declarada por las Empresas. Asimismo, identifica los equipos y repuestos de reserva de las empresas y las cargas esenciales de las distribuidoras.

OSINERGMIN:

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería; es el responsable de realizar la supervisión y evaluación de las actividades desarrolladas por las Empresas del sector.

5. CRITERIOS GENERALES

- 5.1 La Empresa deberá cumplir permanentemente las disposiciones establecidas en la normativa vigente referida a los PCO's, dentro de su ámbito de responsabilidad.
- 5.2 OSINERGMIN supervisará la aplicación de los PCO's; para ello, en el presente procedimiento se han establecido indicadores de gestión para evaluar el cumplimiento de las Empresas sobre sus respectivos PCO's, sin que estos constituyan una limitación para supervisar la ejecución de otras obligaciones y demás aspectos establecidos en la LCE, en el RLCE y en general en la normativa vigente.
- 5.3 La Empresa deberá proporcionar la información solicitada por OSINERGMIN en la forma y plazos establecidos en el presente procedimiento. Con dicha información y la que se recopile adicionalmente, OSINERGMIN realizará la supervisión del proceso.
- 5.4 Los indicadores de gestión que reflejen los resultados de la supervisión se determinarán por períodos bianuales, a excepción del indicador del numeral 7.4 (EPC) que será cada vez que se presente una contingencia; las acciones de supervisión, de acuerdo al Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas y Mineras de OSINERGMIN, podrán realizarse inopinadamente.

El inicio y fin del periodo bianual de supervisión será del 01 de enero del Año I y el 31 de diciembre del Año II.
- 5.5 En el proceso de supervisión se realizarán, entre otras, las siguientes acciones:
 - a) Evaluación de la información requerida y proporcionada por la Empresa, para lo cual, de ser necesario, se realizarán inspecciones de campo. Asimismo, se verificará su veracidad y consistencia, al compararla con la información que se recopile.

Las inspecciones de campo a las instalaciones (Centrales de Generación Eléctricas, Líneas de Transmisión Eléctrica, subestaciones, almacenes, etc.), tiene por finalidad verificar el cumplimiento

de la normativa vigente. Las inspecciones podrán ser realizadas por OSINERGMIN de manera conjunta con la Empresa.

La supervisión incluye, entre otras, la evaluación de los equipos y repuestos declarados como reserva para atender las contingencias.

b) La supervisión de los PCO's considera lo siguiente:

b.1) Que la Empresa haya cumplido con las obligaciones establecidas en la LCE, en el RLCE y en general en la normativa vigente.

Recibidos los PCO's de las Empresas, se verificará que la información presentada cumpla con lo establecido en los Lineamientos correspondientes.

b.2) Que la Empresa haya cumplido con proporcionar la información veraz en los plazos establecidos en el presente procedimiento.

La información declarada en los PCO's es ingresada al SISUPLAC, con la finalidad de realizar el seguimiento a las acciones propuestas por las Empresas para mantener el servicio en situaciones de contingencia.

5.6 De acuerdo a las facultades conferidas por Ley, OSINERGMIN podrá realizar acciones complementarias de supervisión, con la finalidad de evaluar el cumplimiento permanente de los PCO's.

6. REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN

6.1 Aspectos generales para la presentación de los PCO's

a) La Empresa deberá proporcionar a OSINERGMIN los PCO's de sus instalaciones.

Los PCO's serán presentados de acuerdo a los Lineamientos establecidos por el OSINERGMIN (Anexo N° 1). Los PCO's serán entregados en archivo físico y magnético (PDF, Word y los cuadros en Excel) e ingresados al portal que el Organismo tenga establecido.

b) Los PCO's deberán contener la información siguiente:

- Diagnóstico general del sistema (Descripción del área geográfica del sistema eléctrico donde se prevé ocurran las contingencias, programas de mantenimiento, análisis de probables fallas en el sistema y estudio de flujo de carga)
- Infraestructura y recursos para atender contingencias (Equipos y Repuestos de Reserva, capacidad operativa de los grupos humanos y sistema logístico)
- Evaluación de Riesgos
- Elementos Críticos y Situaciones Críticas
- Plan de Acción de elementos críticos y situaciones críticas, para restituir el servicio
- Administración del Plan de Contingencias Operativo

c) En base a la información existente se podrá disponer las acciones de supervisión.

6.2 Contenido, frecuencia y plazos de entrega y publicación de los PCO's

Los PCO's serán presentados por la Empresa de acuerdo a lo señalado a continuación:

Contenido	Frecuencia	Plazo máximo
Información indicada en los literales a) y b) del numeral 6.1 del procedimiento.	Cada 2 años Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución Eléctrica; así como de Sistemas Eléctricos Aislados	31 de diciembre del segundo año del período bianual

7. INDICADORES DE GESTIÓN

En la siguiente tabla se muestran los indicadores de gestión del procedimiento:

Numeral	Indicador	Sigla
7.1	Elaboración de los PCO's de acuerdo a los Lineamientos	LIN
7.2	Elaboración de Planes de Acción detallados para cada uno de los Elementos Críticos y Situaciones Críticas identificadas en la Evaluación de Riesgos	EPA
7.3	Evaluación de la Disponibilidad y Operatividad de los Equipos y Repuestos de Reserva para Contingencias	DIS
7.4	Evaluación de la aplicación del PCO en caso de una Contingencia	EPC

El proceso para determinar los indicadores de gestión del procedimiento se describe a continuación:

7.1 Elaboración de los PCO's de acuerdo a los Lineamientos (LIN)

Para determinar este indicador, a partir de la información proporcionada por la Empresa o de la información recabada por OSINERGMIN, se evaluarán los siguientes aspectos generales establecidos en los Lineamientos y que deben contener los PCO's:

Actividad	Pi (%)
Elaborar y presentar de acuerdo a lo especificado en el numeral 3.1 del Lineamiento, lo siguiente:	
1. Descripción del área geográfica del sistema eléctrico donde se prevé ocurran contingencias	2
2. Programas de mantenimiento	3
3. Análisis de fallas en el sistema	3
4. Estudio de flujo de carga (cuando corresponda, según Lineamientos)	2
Elaborar y presentar la evaluación de la infraestructura para atender contingencias, de acuerdo a lo especificado en el numeral 3.2 del Lineamiento:	
5. Equipos y repuestos de reserva	10
6. Capacidad operativa de los grupos humanos	2,5
7. Sistema logístico	2,5
Elaborar y presentar la Evaluación de Riesgos del Sistema, de acuerdo a lo especificado en el numeral 3.3 del Lineamiento.	
8. Riesgos operacionales	10
9. Riesgos no operacionales	10
Identificar y presentar de acuerdo a lo especificado en el numeral 3.4 del Lineamiento, lo siguiente:	
10. Elementos Críticos	10
11. Situaciones Críticas	10
Identificar y presentar de acuerdo a lo especificado en el numeral 3.5 del Lineamiento, lo siguiente:	
12. Plan de Acción de Elementos Críticos	12,5
13. Plan de Acción de Situaciones Críticas	12,5
Identificar y presentar de acuerdo a lo especificado en el numeral 3.6 del Lineamiento, lo siguiente:	
14. Organización para la ejecución del PCO	5
15. Procedimiento para declarar una situación de contingencia	5

El Indicador queda definido tal como se muestra a continuación:

$$LIN = \sum_{i=1}^{i=15} K \times P_i$$

Donde:

K: Valor de cumplimiento de cada actividad, es igual a uno (1) cuando se verifica el cumplimiento total de la actividad e igual a cero (0) cuando no se informa sobre dicha actividad. Valores intermedios de "K" se determinarán proporcionalmente a la cantidad de sub actividades cumplidas.

P_i: Peso de la Actividad expresado en porcentaje (%).

7.2 Elaboración de Planes de Acción detallados para cada uno de los Elementos Críticos y Situaciones Críticas identificadas en la Evaluación de Riesgos (EPA)

Para la determinación del indicador se verificará que cada uno de los Elementos Críticos y Situaciones Críticas cuente con un adecuado Plan de Acción para superar la contingencia.

A partir de la información proporcionada por la Empresa (en los cuadros N° 4A, 4B, 5A y 5B del respectivo Lineamiento), y de las verificaciones en campo se determinará el valor del indicador tal como se muestra a continuación:

$$EPA = (\sum PA / \sum EC) \times 100$$

Donde:

∑ PA: Sumatoria del número de Planes de Acción de los Elementos Críticos y Situaciones Críticas elaborados adecuadamente

∑ EC: Sumatoria del número de Elementos Críticos y Situaciones Críticas informados

7.3 Evaluación de la Disponibilidad y Operatividad de los Equipos y Repuestos para Contingencias (DIS)

Para la determinación del indicador se evaluará mediante pruebas operativas en campo y evaluación documentaria sobre el estado operativo de los Equipos y Repuestos para contingencias declarados en el numeral 3.2 del respectivo Lineamiento. Las pruebas operativas de campo se realizarán en los casos que sean factibles.

A partir de la información proporcionada por la Empresa y de las verificaciones en campo se determinará el valor del indicador tal como se muestra a continuación:

$$DIS = (\sum EO / \sum EE) \times 100$$

Donde:

∑ EO: Sumatoria del número de Equipos Operativos o con documentación sustentatoria de su estado operativo.

∑ EE: Sumatoria del número de Equipos Evaluados

7.4 Evaluación de la aplicación del PCO en caso de una Contingencia (EPC)

Para determinar este indicador, a partir de la información proporcionada por la Empresa o

de la información recabada por OSINERGMIN, se evaluará la capacidad de respuesta de la Empresa ante una contingencia. Los aspectos a evaluar se indican a continuación:

Actividad	P _i (%)
1. Declara la situación de contingencia	20
Ejecución del Plan de Acción en caso de contingencia	
2. La Organización dirige la ejecución del Plan de Contingencias Operativo.	10 20
3. Se ha cuantificado y precisado la naturaleza de la contingencia; además, se investiga los antecedentes, las últimas pruebas y las mediciones.	20 20
4. Identifica los elementos que están en contingencia	
5. Aplica la metodología para la recuperación provisional de las instalaciones en contingencia.	
6. Notificación a OSINERGMIN	10

Este indicador se evaluará luego de producida y superada una contingencia. El indicador queda definido tal como se muestra a continuación:

$$EPC = \sum_{i=1}^{i=6} K \times P_i$$

Donde:

K: Valor de cumplimiento de cada actividad, es igual a uno (1) cuando se verifica el cumplimiento total de la actividad e igual a cero (0) cuando no se informa sobre dicha actividad. Valores intermedios de "K" se determinarán proporcionalmente a la cantidad de sub actividades cumplidas.

P_i: Peso de la Actividad expresado en porcentaje (%).

La evaluación de cada uno de los indicadores definidos en los numerales 7.1, 7.2, 7.3 será bianual. La evaluación del indicador 7.4 se realizará cada vez que se presente una contingencia.

8. SANCIONES Y MULTAS

Constituyen infracciones pasibles de sanción, los siguientes hechos:

- No proporcionar los PCO's en los términos y plazos indicados en el numeral 6.2 del procedimiento (o entregar en forma extemporánea), o en caso que las mismas no se ajusten a la realidad, por modificación u omisión de datos.
- Incumplir con publicar en el portal del Organismo, los PCO's en los términos y plazos indicados en el numeral 6.2 del procedimiento (o publicar en forma extemporánea).
- Incumplir los indicadores establecidos en el numeral 7 del presente procedimiento.
- Por no cumplir con las Disposiciones establecidas en el presente procedimiento.

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

9. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Primera.- Cuando se modifique la topología del Sistema de Transmisión o aspectos importantes de los Sistemas de Generación, Distribución y

Sistemas Aislados, la Empresa deberá presentar el correspondiente PCO de manera complementaria. Para estos casos, el PCO deberá presentarse a OSINERGMIN en un plazo máximo de noventa (90) días hábiles de producida tal modificación.

Segunda.- Los Lineamientos para la Centrales de Generación que utilicen recursos no convencionales, serán publicados oportunamente en la página Web de OSINERGMIN.

Tercera.- Los Usuarios Libres deben informar sobre la Infraestructura y Recursos para atender contingencias; la información será presentada el 31 de diciembre del segundo año del período bianual y de acuerdo al numeral 3.2 de los Lineamientos (Anexo N° 1).

10. DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera.- La información, de acuerdo a lo especificado en el numeral 6.2 del procedimiento, será depositada en el portal del Organismo y presentada en forma impresa y en medio magnético (PDF, Word y los cuadros en Excel), mediante comunicación al OSINERGMIN.

Segunda.- Debido a que se han reformulado los Lineamientos para la elaboración de los PCO's, para el presente año a manera de excepción, éstos podrán presentarse hasta el 31.03.2013.

Tercera.- En los PCO's que se presentarán por primera vez en aplicación del presente procedimiento se evaluarán los indicadores establecidos. Los incumplimientos detectados en esta primera supervisión de los PCO's no serán objeto de sanción, no obstante, serán puestos en conocimiento de la empresa, la cual deberá subsanarlos en un plazo de treinta (30) días hábiles. Posteriormente, a dicho plazo de persistir el incumplimiento se aplicarán las multas y sanciones correspondientes.

ANEXO N° 1

LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE LOS PLANES DE CONTINGENCIAS OPERATIVOS (PCO's)

ANEXO N° 1.1: LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE LOS PCO's DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN.

ANEXO N° 1.2: LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE LOS PCO's DE SISTEMAS DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA.

ANEXO N° 1.3 LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE LOS PCO's DE SISTEMAS ELÉCTRICOS AISLADOS.

ANEXO N° 1.4 LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE LOS PCO's DE SISTEMAS DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA CON MOTORES DIESEL.

ANEXO N° 1.5 LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE LOS PCO's DE SISTEMAS DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA A GAS, VAPOR Y CICLO COMBINADO.

ANEXO N° 1.6 LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE LOS PCO's DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.

ANEXO N° 1.1

LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE LOS PLANES DE CONTINGENCIAS OPERATIVOS DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

1. OBJETIVO DEL PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO

El objetivo general es prever la reacción oportuna y adecuada ante contingencias imprevistas que provoquen interrupciones, con el fin de garantizar la continuidad del servicio eléctrico.

El Plan de Contingencia Operativo (PCO) tendrá además los siguientes objetivos específicos:

- a. Garantizar la continuidad de las operaciones de todos los elementos que forman parte del sistema, especialmente de aquellos que luego de evaluados resulten críticos dentro del sistema.
- b. Definir acciones y desarrollar los procedimientos a ejecutar en caso de fallas de cualquiera de los elementos que forman parte del sistema, considerando seguridad y efectividad en las intervenciones. Las acciones a realizar deben planearse previamente a los hechos para su efectividad. Las decisiones se deben tomar rápidamente durante el período de recuperación del servicio.
- c. Conducir a un sistema efectivo y eficiente de restablecimiento y preservación del servicio, para la protección de la vida, la propiedad y el medio ambiente; así como a disminuir el riesgo del sistema.
- d. Definir los criterios y desarrollar los procedimientos para que los responsables de esta actividad utilicen los recursos humanos y materiales en forma ordenada, reduciendo al mínimo los efectos adversos.
- e. Estar orientado para cumplir las funciones básicas siguientes:
 - Garantizar la continuidad del sistema eléctrico priorizando la salud y la seguridad de la población y del personal técnico en la zona geográfica afectada;
 - Organizar la empresa para administrar las situaciones de contingencias;
 - Diseñar un plan de comunicaciones para brindar rápidamente información: a las empresas de distribución, medios de comunicación, OSINERGMIN, MINEM, Defensa Civil, Policía, Bomberos, Hospitales, otras autoridades y a su propio personal;
 - Posibilitar el suministro eléctrico a un nivel aceptable de calidad en el menor tiempo posible.
 - Minimizar los tiempos de reposición del servicio normal;
 - Evitar la repetición de contingencias similares.

2. ALCANCES DEL PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO

El PCO de los sistemas de transmisión eléctrica abarcará las líneas de transmisión, las instalaciones de transformación (subestaciones) y todo el equipamiento de corte y seccionamiento, los equipos para regulación de tensión (líneas y subestaciones), los sistemas de medición, protección y control de los equipos indicados cuyos niveles de tensión sean mayores o iguales a 30 kV.

La elaboración del PCO debe contemplar los eventos que pueden dar lugar a interrupciones del suministro

eléctrico por **Fenómeno del Niño, Fenómeno de la Niña, Terremotos, Huaycos, Tsunamis, Inundaciones, Tormentas, Accidentes, Incendios, Sabotajes, Conflictos laborales, Fallas propias en el Sistema, con pérdida parcial o total del suministro.**

Para estos casos, la concesionaria debe contar por lo menos con un plan general que le permita afrontar o mitigar en alguna medida tales eventualidades de desastres naturales. Estas Obligaciones se encuentran establecidas en la Ley N° 29664 del Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres (SINAGERD). Dicha información deberá insertarse en los respectivos PCO's.

3. LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE LOS PLANES DE CONTINGENCIAS OPERATIVOS

El PCO consta de estrategias planificadas con una serie de procedimientos que facilitan y orientan a determinar una solución alternativa, que permita restituir rápidamente el suministro eléctrico, ante la eventualidad de una interrupción parcial o total.

El PCO en los sistemas de transmisión eléctrica deberá ser viable y adaptado a la realidad de cada empresa; su elaboración deberá enmarcarse dentro de los lineamientos especificados en el presente documento y deberán incluir las siguientes etapas:

3.1 DIAGNÓSTICO GENERAL DEL SISTEMA

Para identificar los elementos críticos y situaciones críticas y determinar las contingencias más probables, debe realizarse una evaluación detallada de las actuales condiciones del sistema de transmisión y subestaciones de transformación asociadas:

a. Descripción del Área Geográfica y Sistema de Transmisión Eléctrica

a.1 Describir las áreas geográficas del sistema eléctrico donde se prevé ocurran las contingencias, detallando las características electromecánicas de las instalaciones involucradas, la longitud y capacidad de transmisión de las líneas y la capacidad de transformación de las subestaciones; clasificadas por nivel de tensión, indicando la fecha de puesta en servicio.

a.2 Adjuntar el diagrama unifilar de los componentes aludidos en el literal a.1.

b. Programas de Mantenimiento

Tiene por objetivo verificar el grado de cumplimiento de los programas de mantenimiento, considerando los elementos críticos, y detectar las faltas u omisiones en el mantenimiento que puedan generar una contingencia. Para ello la Empresa deberá:

b.1 Describir los tipos de mantenimiento que llevan a cabo (preventivo, predictivo, correctivo, etc.).

b.2 Proporcionar los programas de mantenimiento ejecutados, en el último año, en ellos deberá figurar, en lo que corresponda, lo siguiente:

- El reemplazo de elementos dañados (tramos de conductor, aisladores, ferreterías, estructuras, etc.).
- Inspecciones del estado de las estructuras de soporte.
- Inspección de cimentaciones de las estructuras de soporte.

- Pruebas eléctricas de los transformadores de potencia y sistemas de regulación.
- Pruebas físico químicas del aceite dieléctrico de los transformadores de potencia.
- Inspección y verificación del estado operativo de los sistemas de puesta a tierra.
- Inspecciones, reparaciones y/o cambios de interruptores, seccionadores, transformadores de medición, transformadores de protección, pararrayos.
- Inspección, reparación y/o cambio de banco de condensadores, compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC), etc.

b.3 Proporcionar los nombres de las empresas con las que se han firmado contratos (temporales y permanentes) para el mantenimiento de los equipos y descripción detallada, por equipo, de los trabajos a realizar.

c. Análisis de fallas en el sistema

Para la elaboración del PCO se deberá efectuar un análisis de las principales fallas ocurridas en los últimos tres años.

La información a presentar contempla la descripción de las principales fallas ocurridas en los últimos tres años.

En el análisis se determinará la secuencia de eventos que produjeron la falla, se evaluarán las causas, se revisarán las medidas correctivas que se optaron; se identificarán las dificultades que se presentaron y los tiempos que se emplearon para reponer el servicio.

Todo ello con la finalidad de subsanar las deficiencias y evitar la repetición de situaciones de contingencias.

De no haberse presentado falla no corresponde informar al respecto. En el caso de fallas que afecten sólo a usuarios libres deberá presentarse la información del caso.

Para mayor precisión deberá proporcionarse en forma detallada la información requerida en el cuadro N° 1 (en la descripción de la falla podrá utilizarse las abreviaturas señaladas en el Anexo N° 2.2 del procedimiento):

Cuadro N° 1
Información de Principales Fallas ocurridas en los últimos tres años

Ítem	Descripción de la Falla	Fecha y hora (*)		Tiempo en reponer el servicio (horas)	Causa de la Falla	Acciones (medidas correctivas)	Dificultades presentadas
		Inicio	Fin				
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
...							

(*) En "Inicio" consignar la fecha y hora de inicio de la falla
En "Fin" consignar la fecha y hora de reposición del servicio

d. Estudio de Flujo de Carga

Se efectuará con el fin de detectar el incumplimiento real o potencial de límites operativos y determinar componentes del sistema de transmisión (líneas de transmisión, transformadores de potencia, interruptores, compensadores estáticos de potencia reactiva, etc.), sobrecargados; y analizar si se convierten en elementos críticos que puedan provocar contingencias.

Para mayor precisión deberá proporcionarse la siguiente información:

- d.1 Datos de la oferta y la demanda, utilizados.
- d.2 El estudio de flujo de carga, a partir del cual debe hacerse un breve comentario sobre el estado de los componentes (líneas de transmisión, transformadores de potencia, interruptores, compensadores estáticos de potencia reactivas, etc.), observando si se ha detectado un incumplimiento real o potencial de los límites operativos de los equipos.
- d.3 Relación de componentes del sistema de transmisión que han sido observados por estar fuera de sus límites operativos y señalar si se convierten en elementos críticos.
- d.4 Los diagramas de flujo de potencia, resaltando los puntos críticos en colores e indicando los valores de las magnitudes calculadas.

3.2 infraestructura y RECURSOS para atender contingencias

La información requerida sobre la infraestructura para atender contingencias, comprenderá lo siguiente:

a. Equipos y Repuestos de Reserva

Se presentará el inventario de los repuestos principales que se podrán utilizar cuando se produzca una contingencia, así como su ubicación física.

Para mayores precisiones, en los casos que corresponda, las concesionarias informarán sobre lo descrito a continuación:

- a.1 Inventario de los repuestos para los componentes principales de las líneas de transmisión eléctrica: conductores, cables de guarda, postes, perfiles, elementos de soporte, aisladores, estructuras provisionales (postes de fibra de vidrio, estructuras de aluminio aligerado o similares y aisladores de fibra de vidrio para bypass).
- a.2 Inventario de los repuestos para los componentes principales de transformación (transformadores de potencia, interruptores de potencia, seccionadores, transformadores de protección, transformadores de medición, pararrayos, aceite dieléctrico, cambiadores de taps, etc.)
- a.3 Relación de herramientas especiales para realizar los mantenimientos.
- a.4 Procedimiento para reponer (luego de su uso) los repuestos y componentes.

a.5 Ubicación estratégica de los repuestos.

a.6 Facilidades o dificultades para el traslado de repuestos y herramientas al punto de contingencia.

b. Capacidad Operativa de los Grupos Humanos

b.1 Organización del personal técnico disponible que posee la empresa para atender la contingencia: ingenieros, técnicos electricistas, técnicos mecánicos.

b.2 Relación del personal capacitado para atender las contingencias operativas; indicar su especialidad, experiencia y ubicación física.

b.3 Facilidades existentes para la protección del personal de la empresa (dotación de equipos de protección personal, pólizas vigentes de seguros contra accidentes y otros).

c. Sistema Logístico

c.1 Diagrama de flujo del procedimiento a seguir para la adquisición de equipos, repuestos y materiales.

c.2 Unidades propias de transporte de personal y carga con las que cuenta la empresa o de las que dispone a través de contratos con empresas de servicios.

c.3 Principales vías de acceso rápido a las líneas de transmisión, subestaciones y mencionar si existen puntos de difícil acceso para el caso de las líneas de transmisión.

c.4 Restricciones en las vías de acceso, puentes y túneles, para el transporte de equipos, repuestos y maquinarias, durante una contingencia;

c.5 La existencia de vías alternas;

c.6 Los medios de comunicación con los que cuenta la empresa para ser usados durante una contingencia.

c.7 Acuerdos o convenios con otras empresas del sector eléctrico que cuentan con equipos, repuestos y maquinarias similares de reserva y otras facilidades que pudieran ser solicitadas como apoyo en caso de contingencias.

3.3 Evaluación de Riesgos

La evaluación de riesgos tiene como objetivo principal identificar los elementos y situaciones críticas que puedan producir contingencias, afectando las condiciones, de seguridad del servicio; para ello, se deberán tener en cuenta las causas de las interrupciones, que pueden ser climáticos (desastres naturales), humanos, operativos, etc.

Para este fin la empresa deberá elaborar un Estudio Evaluación de Riesgos, en base a la experiencia, las opiniones del personal técnico, los métodos de observación directa, técnicas basadas en la investigación, medición de la magnitud, análisis de datos históricos de las variables climatológicas, hidrológicas, geológicas y sísmicas.

La evaluación de riesgos (identificación de elementos y situaciones críticas) deberá

considerar los siguientes elementos o aspectos:

- Los conductores de la línea y cables de guarda: existencia de obstáculos, vientos, hielo, medio ambiente, etc.
- Las estructuras de soporte: corrosión de elementos metálicos, ataques microbiológicos a estructuras de madera, estado de retenidas y anclajes.
- Los equipos de maniobra y seccionamiento, sistemas de protección, equipos de transformación y regulación en las subestaciones.
- Las condiciones geográficas de la ubicación de las subestaciones y de las líneas de transmisión, y.
- Desastres naturales y actos de terceros.

Para los elementos críticos y situaciones críticas, tener en cuenta lo siguiente:

- ✓ **Riesgo:** Está determinado por la probabilidad de ocurrencia y magnitud de la contingencia.
- ✓ **Probabilidad de ocurrencia:** Esta podrá ser baja, media y alta.
- ✓ **Magnitud de la Contingencia:** Esta podrá ser ligeramente dañina, dañina y extremadamente dañina.

Deberá identificarse los riesgos operacionales y no operacionales a los cuales están expuestos los componentes del sistema de transmisión.

- a. En relación a los riesgos operacionales, se identificarán y precisarán los elementos críticos que se verán afectados, debiendo proporcionarse la información requerida en el cuadro N° 2:

**Cuadro N° 2
Riesgos Operacionales**

Instalación	Elemento Crítico (*)	Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud de la Contingencia	Tiempo de restricción de operación (h)	Consecuencias
Lineas de Transmisión	Estructuras					
	Obras civiles					
	Conductores Eléctricos					
	Compensadores Estáticos de Potencia (SVC)					
	Otros (precisar)					
					
Sub-estaciones	Transformadores					
	Equipos de Protección					
	Equipos de Regulación					
	Seccionadores					
	Interruptor					
	Compensadores Estáticos de Potencia (SVC)					
	Puesta a Tierra					
	Estructuras y obras civiles					
Otros (precisar)						

(*) En esta columna precisar la identificación del elemento crítico.

- b. Sobre los riesgos no operacionales que afectan al sistema de transmisión, deberá informarse lo siguiente, en el Cuadro N° 3:

**Cuadro N° 3
Riesgos No Operacionales**

Situación	Instalaciones y/o elementos afectados (*)	Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud de la Contingencia	Tiempo de restricción de operación (h)	Consecuencias
Fenómeno del Niño						
Fenómeno de la Niña						
Terremotos						
Huaycos						
Tsunamis						
Condiciones hidrogeológicas						
Condiciones geográficas						
Acción de terceros (**)						
...						

(*) En esta columna precisar la identificación de las instalaciones y/o elementos afectados.

(**) Considera atentados, terrorismos, sabotaje y otros.

3.4 Elementos Críticos y Situaciones Críticas

En base a los resultados del Estudio de Evaluación de Riesgos la empresa procederá a lo siguiente:

- a. Identificar los elementos críticos (en líneas de transmisión, subestaciones, transformadores de potencia, equipos de maniobra, equipos de protección, etc. y las situaciones críticas que puedan producir interrupciones del suministro de energía. Los elementos críticos asociados a cada contingencia servirán para definir los Planes de Acción que se incluirán en el PCO.;

Luego del análisis anterior se deberá llenar el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 4.A
Elementos Críticos del Sistema de Transmisión**

Ítem	Elemento Crítico	Causas de la Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud de la Contingencia	Duración estimada (h)
1					
2					
3					
4					
5					
...					
...					

- b. En la identificación de situaciones críticas, describir con precisión la situación crítica, causa, probabilidad de ocurrencia, magnitud de la contingencia y duración.

Luego del análisis anterior se deberá llenar el siguiente cuadro:

Cuadro N° 4.B
Situaciones Críticas del Sistema de Transmisión

Ítem	Situación Crítica	Causas de la Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud de la Contingencia	Duración estimada (h)
1					
2					
3					
4					
5					
...					
...					

3.5 PLAN DE ACCIÓN PARA RECUPERAR EL SERVICIO

Definidos los elementos críticos y las situaciones críticas se elaborarán los Planes de Acción detallados para cada uno de ellos.

- a. Para cada elemento crítico deberá considerarse el siguiente detalle en el Plan de Acción:

Cuadro N° 5.A
Plan de Acción de Elementos Críticos

Elemento Crítico	
Causa	
Secuencia	Descripción del Plan de Acción para recuperar el servicio
1	
2	
3	
4	
6	
..	

- b. Para cada situación crítica deberá considerarse el siguiente detalle en el Plan de Acción:

Cuadro N° 5.B
Plan de Acción de Situaciones Críticas

Situación Crítica	
Causa	
Secuencia	Descripción del Plan de Acción para recuperar el servicio
1	
2	
3	
4	
6	
..	

A manera de recomendación la empresa podrá considerar en sus Planes de Acción para la recuperación del servicio lo siguiente:

- Recuperación provisional de la capacidad de transmisión en líneas y transformación con una calidad aceptable.

Dependiendo de la naturaleza de la contingencia se deberán establecer procedimientos para:

- ✓ Describir brevemente el procedimiento para recuperar

provisionalmente la mayor capacidad de transmisión eléctrica. (Metodología de restablecimiento del servicio y listar las prioridades para el restablecimiento del servicio).

- ✓ Describir brevemente la estimación de daños y trabajos necesarios para el restablecimiento el servicio.
- ✓ Determinar el tiempo de la actividad de recuperación provisional de la capacidad de transmisión;
- ✓ La formación de brigadas de trabajo y asignación de responsabilidades;
- ✓ Determinar la ubicación de equipos, repuestos y materiales de reserva para contingencias;
- ✓ Describir el traslado de equipos, repuestos y materiales de reserva para contingencias;
- ✓ Efectuar conexiones bypass en las líneas de transmisión;
- ✓ Efectuar conexiones directas (puentes-bypass) variando las configuraciones en las subestaciones;
- ✓ Las pruebas y puesta en servicio de la instalación provisional;

Coordinar con la empresa de distribución correspondiente la puesta en operación de grupos de generación de emergencia y/o subestaciones de emergencia para las localidades a ser afectadas en función al tiempo de la actividad provisional;

- Recuperación plena de la capacidad de transmisión en líneas y transformación con una calidad aceptable (a su estado normal de la instalación afectada).

Dependiendo de la naturaleza de la contingencia se deberán establecer procedimientos para:

- ✓ Definir el tiempo de la normalización de la instalación afectado por la contingencia luego de los trabajos provisionales o directamente si a si lo definen las empresas;
- ✓ La formación de brigadas de trabajo y asignación de responsabilidades;
- ✓ El traslado de equipos, repuestos y materiales de reserva para contingencias;
- ✓ Efectuar la instalación de equipos de reemplazo y/o la ejecución de obras de reparación;
- ✓ Pruebas en blanco;
- ✓ Desconexión de las instalaciones provisionales;
- ✓ Las pruebas de energización y puesta en servicio de la instalación después de la restauración a su condición normal;
- ✓ Desmontaje de las instalaciones provisionales

Coordinar con la empresa de distribución correspondiente la puesta en operación de grupos de generación de emergencia y/o subestaciones de emergencia cuando la actividad de recuperación se realiza sin pasar por la recuperación provisional para las localidades a ser afectadas;

3.6 Administración del Plan de Contingencia Operativo

- a. Para la ejecución del PCO, diseñar una organización específica que estará en función:

- Antes;
 - Durante, y;
 - Post contingencia.
- b. Asimismo, diseñará un procedimiento para Declarar la Situación de Contingencia.

En el Anexo N° 2.1 del procedimiento se muestra, de manera referencial, una organización básica recomendada para afrontar contingencias y los procedimientos correspondientes. Cada empresa adaptará la organización y los procedimientos a sus propias necesidades.

ANEXO N° 1.2

LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE LOS PLANES DE CONTINGENCIAS OPERATIVOS DE SISTEMAS DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

1. OBJETIVO DEL PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO

El objetivo general es prever la reacción oportuna y adecuada ante contingencias imprevistas que provoquen interrupciones, con el fin de garantizar la continuidad del servicio eléctrico.

El Plan de Contingencia Operativo (PCO) tendrá además los siguientes objetivos específicos:

- a. Garantizar la continuidad de las operaciones de todos los elementos que forman parte del sistema de Generación Hidroeléctrica, especialmente de aquellos que luego de evaluados resulten críticos dentro del sistema.
- b. Definir acciones y desarrollar los procedimientos a ejecutar en caso de fallas de cualquiera de los elementos que forman parte del sistema de Generación Hidroeléctrica, considerando seguridad y efectividad en las intervenciones. Las acciones a realizar deben planearse previamente a los hechos para su efectividad. Las decisiones se deben tomar rápidamente durante el período de recuperación del servicio.
- c. Conducir a un sistema efectivo y eficiente de restablecimiento y preservación del servicio, para la protección de la vida, la propiedad y el medio ambiente; así como a disminuir el riesgo del sistema.
- d. Definir los criterios y desarrollar los procedimientos para que los responsables de esta actividad utilicen los recursos humanos y materiales en forma ordenada, reduciendo al mínimo los efectos adversos.
- e. Estar orientado para cumplir las funciones básicas siguientes:
 - Garantizar la continuidad del sistema eléctrico priorizando la salud y la seguridad de la población y del personal técnico en la zona geográfica afectada;
 - Planificar un sistema eficiente de fuentes alternativas para suministrar energía temporal hasta que se supere la contingencia en la zona afectada;
 - Organizar la empresa para administrar las situaciones de contingencias;
 - Diseñar un plan de comunicaciones para brindar rápidamente información: a las empresas de distribución, medios de comunicación, OSINERGMIN, MINEM, Defensa Civil, Policía, Bomberos, Hospitales, otras autoridades y a su propio

- personal;
- Posibilitar el suministro eléctrico a un nivel aceptable de calidad en el menor tiempo posible.
- Minimizar los tiempos de reposición del servicio normal;
- Evitar la repetición de contingencias similares.

2. ALCANCES DEL PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO

El PCO de los Sistemas de Generación Hidroeléctrica abarcará, las bocatomas, embalse, presa en las lagunas, cauce de los ríos alimentadores, compuertas hidráulicas y válvulas hidráulicas, rejas y limpia rejas, canal o túnel, cámara de carga, tubería forzada, turbina, generador, transformador elevador, el equipamiento de maniobra y seccionamiento; y los sistemas de medición, protección, y control de los equipos mencionados, etc.

La elaboración del PCO debe contemplar los eventos que pueden dar lugar a interrupciones del suministro eléctrico por **Fenómeno del Niño, Fenómeno de la Niña, Terremotos, Huaycos, Tsunamis, Inundaciones, Tormentas, Accidentes, Incendios, Sabotajes, Conflictos laborales, Fallas propias en el Sistema, con pérdida parcial o total del suministro.**

Para estos casos, la concesionaria debe contar por lo menos con un plan general que le permita afrontar o mitigar en alguna medida tales eventualidades de desastres naturales. Estas Obligaciones se encuentran establecidas en la Ley N° 29664 del Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres (SINAGERD). Dicha información deberá insertarse en los respectivos PCO's.

3. LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACION DE LOS PLANES DE CONTINGENCIAS OPERATIVOS

El PCO consta de estrategias planificadas con una serie de procedimientos que facilitan y orientan a determinar una solución alternativa, que permita restituir rápidamente el suministro eléctrico, ante la eventualidad de una interrupción parcial o total.

El PCO en los Sistemas de Generación Hidroeléctrica deberá ser viable y adaptado a la realidad de cada empresa; su elaboración deberá enmarcarse dentro de los lineamientos especificados en el presente documento y deberán incluir las siguientes etapas:

3.1 DIAGNÓSTICO GENERAL DEL SISTEMA

Para identificar los elementos críticos y situaciones críticas y determinar las contingencias más probables, debe realizarse una evaluación detallada de las actuales condiciones de la generación Hidroeléctrica asociadas:

- a. **Descripción del Área Geográfica y Sistema de Generación Hidroeléctrica**
 - a.1 Describir las áreas geográficas del sistema de generación Hidroeléctrica donde se prevé ocurran las contingencias, detallando las características electromecánicas de las instalaciones involucradas, capacidad de generación, capacidad de transformación de las subestaciones elevadoras; clasificadas por nivel de tensión, indicando la fecha de puesta en servicio.
 - a.2 Adjuntar el diagrama unifilar de los componentes aludidos en el literal a.1.

b. Programas de Mantenimiento

Tiene por objetivo verificar el grado de cumplimiento de los programas de mantenimiento, considerando los elementos críticos, y detectar las faltas u omisiones en el mantenimiento que puedan generar una contingencia. Para ello la empresa deberá:

b.1 Describir los tipos de mantenimiento que llevan a cabo (preventivo, predictivo, correctivo, etc.).

b.2 Proporcionar los programas de mantenimiento ejecutados, en el último año, en ellos deberá figurar, en lo que corresponda, lo siguiente:

- El Reemplazo de elementos dañados (represas de lagunas, cauce de ríos, represa principal, túnel o canal de aducción, tubería de presión, turbina, generador eléctrico, válvulas, etc.).
- Inspecciones del estado de las estructuras bases;
- Inspección de cimentaciones de las estructuras bases;
- Pruebas físico químicas del aceite dieléctrico de los transformadores de potencia;
- Inspección y verificación del estado de los sistemas de tierra;
- Inspecciones, reparaciones y/o cambios de turbinas y complementos, generadores y complementos, sistemas de mando hidráulico y eléctricos, pararrayos.

b.3 Proporcionar los nombres de las empresas con las que se han firmado contratos (temporales y permanentes) para el mantenimiento de los equipos y descripción detallada, por equipo, de los trabajos a realizar.

c. Análisis de fallas en el sistema

Para la elaboración del PCO se deberá efectuar un análisis de las principales fallas ocurridas en los últimos tres años.

La información a presentar contempla la descripción de las principales fallas ocurridas en los últimos tres años.

En el análisis se determinará la secuencia de eventos que produjeron la falla, se evaluarán las causas, se revisarán las medidas correctivas que se optaron; se identificarán las dificultades que se presentaron y los tiempos que se emplearon para reponer el servicio.

Todo ello con la finalidad de subsanar las deficiencias y evitar la repetición de situaciones de contingencias.

Para mayor precisión deberá proporcionarse en forma detallada la información requerida en el cuadro N° 1 (en la descripción de la falla podrá utilizarse las abreviaturas señaladas en el Anexo N° 2.2 del procedimiento):

Cuadro N° 1
Información de Principales Fallas ocurridas en los últimos tres años

Ítem	Descripción de la Falla	Fecha y hora (*)		Tiempo en reponer el servicio (horas)	Causa de la Falla	Acciones (medidas correctivas)	Dificultades presentadas
		Inicio	Fin				
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
...							

(*) En "Inicio" consignar la fecha y hora de inicio de la falla
En "Fin" consignar la fecha y hora de reposición del servicio

3.2 INFRAESTRUCTURA Y RECURSOS PARA ATENDER CONTINGENCIAS

La información requerida sobre la infraestructura para atender contingencias, comprenderá lo siguiente:

a. Equipos y Repuestos de Reserva

Se presentará el inventario de los repuestos principales que se podrán utilizar cuando se produzca una contingencia, así como su ubicación física.

Para mayores precisiones, en los casos que corresponda, las concesionarias informarán sobre lo descrito a continuación:

- a.1 Inventario de los repuestos para los componentes principales de los grupos de generación (turbina, generador eléctrico, transformador, válvulas).
- a.2 Inventario de los repuestos para los componentes principales de represas y sistema de conducción de agua;
- a.3 Relación de herramientas especiales para realizar los mantenimientos;
- a.4 Procedimiento para reponer (luego de su uso) los repuestos y componentes;
- a.5 Ubicación estratégica de los repuestos;
- a.6 Facilidades o dificultades para el traslado de repuestos y herramientas al punto de contingencia;

b. Capacidad Operativa de los Grupos Humanos

- b.1 Organización del personal técnico disponible que posee la empresa para atender la contingencia: ingenieros, técnicos electricistas, técnicos mecánicos, etc.;
- b.2 Relación del personal capacitado para atender las contingencias operativas; indicar su especialidad, experiencia y ubicación física;
- b.3 Facilidades existentes para la protección del personal de la empresa

(dotación de equipos de protección personal, pólizas vigentes de seguros contra accidentes y otros);

c. Sistema Logístico

- c.1 Diagrama de flujo del procedimiento a seguir para la adquisición de equipos, repuestos y materiales;
- c.2 Unidades propias de transporte de personal y carga con las que cuenta la empresa o de las que dispone a través de contratos con empresas de servicios.
- c.3 Principales vías de acceso rápido a las represas, sistema conducción de agua, central-casa de máquina;
- c.4 Restricciones en las vías de acceso, puentes y túneles, para el transporte de equipos, repuestos y maquinarias, durante una contingencia;
- c.5 La existencia de vías alternas;
- c.6 Los medios de comunicación con los que cuenta la empresa para ser usados durante una contingencia;
- c.7 Acuerdos o convenios con otras empresas del sector eléctrico que cuentan con equipos, repuestos y maquinarias similares de reserva y otras facilidades que pudieran ser solicitadas como apoyo en caso de contingencias.

3.3 EVALUACIÓN DE RIESGOS

La evaluación de riesgos tiene como objetivo principal identificar los elementos y situaciones críticas que puedan producir contingencias, afectando las condiciones, de seguridad del servicio; para ello, se deberán tener en cuenta las causas de las interrupciones, que pueden ser climáticos (desastres naturales), humanos, operativos, etc.

Para este fin la empresa deberá elaborar un Estudio Evaluación de Riesgos, en base a la experiencia, las opiniones del personal técnico, los métodos de observación directa, técnicas basadas en la investigación, medición de la magnitud, análisis de datos históricos de las variables climatológicas, hidrológicas, geológicas y sísmicas.

La evaluación de riesgos (identificación de elementos y situaciones críticas) deberá considerar los siguientes elementos o aspectos:

- Las represas de las lagunas, cauce de ríos, represa principal, canal o túnel de aducción, casa de máquina y medio ambiente, etc.;
- Las estructuras de soporte: anclajes tuberías de presión y complejo en general;
- Los elementos de los sistemas de protección, equipos de regulación;
- Las condiciones geográficas en la ubicación de las instalaciones componentes de la generación Hidroeléctricas, y;
- Desastre naturales por acción atmosférica y actos de terceros.

Identificado los Elementos Críticos y Situaciones Críticas tener en cuenta lo siguiente:

- ✓ **Riesgo:** Está determinado por la probabilidad de ocurrencia y magnitud de la contingencia.
- ✓ **Probabilidad de ocurrencia:** Esta podrá ser baja, media y alta.
- ✓ **Magnitud de la Contingencia:** Esta podrá ser ligeramente dañina, dañina y extremadamente dañina.

Deberá identificarse los riesgos operacionales y no operacionales a los cuales están expuestos los componentes del sistema de Generación Hidroeléctrica.

- a. En relación a los riesgos operacionales, se identificarán y precisarán los elementos críticos que se verán afectados, debiendo proporcionarse la información requerida en el cuadro N° 2:

**Cuadro N° 2
Riesgos Operacionales**

Instalación	Equipo o elemento	Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud	Tiempo de restricción de operación (h)	Consecuencias
Generación	Bocatomas					
	Presa					
	Desarenador					
	Cámara de Carga					
	Túnel					
	Tubería Forzada					
	Válvulas					
	Turbina					
	Generador Eléctrico					
	Excitatriz					
	Transformador de Potencia					
	Seccionadores					
	Interruptor					
	Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC)					
	Puesta a Tierra					
	Estructuras y obras civiles					
Otros.						

(*) En esta columna precisar la identificación del elemento crítico.

- b. Sobre los riesgos no operacionales que afectan al sistema de generación, deberá informarse lo siguiente, en el Cuadro N° 3:

**Cuadro N° 3
Riesgos No Operacionales**

Situación	Instalaciones y/o elementos afectados (*)	Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud de la Contingencia	Tiempo de restricción de operación (h)	Consecuencias
Fenómeno del Niño						
Fenómeno de la Niña						
Terremotos						
Huaycos						
Tsunamis						
Condiciones hidrogeológicas						
Condiciones geográficas						
Acción de terceros (**)						
...						

(*) En esta columna precisar la identificación de las instalaciones y/o elementos afectados.

(**) Considera atentados, terrorismos, sabotaje y otros.

3.4 Elementos Críticos y Situaciones Críticas

En base a los resultados del Estudio de Evaluación de Riesgos la empresa procederá a lo siguiente:

- a. Identificar los elementos críticos de toda la Central Hidroeléctrica y las situaciones críticas que puedan producir interrupciones del suministro de energía. Los elementos críticos asociados a cada contingencia servirán para definir los Planes de Acción que se incluirán en el PCO.

Luego del análisis anterior se deberá llenar el siguiente cuadro:

Cuadro N° 4.A
Elementos Críticos del Sistema

Ítem	Elemento Crítico	Causas de la Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud de la Contingencia	Duración estimada (h)
1					
2					
3					
4					
5					
...					
...					

- b. En la identificación de situaciones críticas, describir con precisión la situación crítica, causa, probabilidad de ocurrencia, magnitud de la contingencia y duración.

Luego del análisis anterior se deberá llenar el siguiente cuadro:

Cuadro N° 4.B
Situaciones Críticas del Sistema

Ítem	Situación Crítica	Causas de la Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud de la Contingencia	Duración estimada (h)
1					
2					
3					
4					
5					
...					
...					

3.5 PLAN DE ACCIÓN PARA RECUPERAR EL SERVICIO

Definidos los elementos críticos y las situaciones críticas se elaborarán los Planes de Acción detallados para cada uno de ellos.

- a. Para cada elemento crítico deberá considerarse el siguiente detalle en el Plan de Acción:

Cuadro N° 5.A
Plan de Acción de Elementos Críticos

Elemento Crítico	
Causa	
Secuencia	Descripción del Plan de Acción para recuperar el servicio
1	
2	
3	
4	

5	
...	
..	

- b. Para cada situación crítica deberá considerarse el siguiente detalle en el Plan de Acción:

Cuadro N° 5.B
Plan de Acción de Situaciones Críticas

Situación Crítica	
Causa	
Secuencia	Descripción del Plan de Acción para recuperar el servicio
1	
2	
3	
4	
5	
...	
..	

A manera de recomendación la empresa podrá considerar en sus Planes de Acción para la recuperación del servicio lo siguiente:

- Recuperación provisional de la capacidad de generación con una calidad aceptable.

Dependiendo de la naturaleza de la contingencia se deberán establecer procedimientos para:

- ✓ Describir brevemente el procedimiento para recuperar provisionalmente la mayor capacidad de generación eléctrica. (Metodología de restablecimiento del servicio y listar las prioridades para el restablecimiento del servicio);
- ✓ Describir brevemente la estimación de daños y trabajos necesarios para el restablecimiento el servicio;
- ✓ Determinar el tiempo de la actividad de recuperación provisional de la capacidad de generación;
- ✓ La formación de brigadas de trabajo y asignación de responsabilidades;
- ✓ Determinar la ubicación de equipos, repuestos y materiales de reserva para contingencias;
- ✓ Describir el traslado de equipos, repuestos y materiales de reserva para contingencias;
- ✓ Efectuar conexiones bypass si la falla fuese entre el transformador elevador de la misma central y la subestación de transmisión, si no estuviese declarado en transmisión;
- ✓ Efectuar conexiones directas (puentes-bypass) variando las configuraciones en las subestaciones;
- ✓ Las pruebas y puesta en servicio de la instalación provisional;
- ✓ Coordinar con la empresa de distribución correspondiente la puesta en operación de grupos de generación de emergencia y/o subestaciones de emergencia para las localidades a ser afectadas en

función al tiempo de la actividad provisional;

- Recuperación plena de la capacidad de generación con una calidad aceptable (a su estado normal de la instalación afectada).

Dependiendo de la naturaleza de la contingencia se deberán establecer procedimientos para:

- ✓ Definir tiempo de la normalización de la instalación afectado por la contingencia luego de los trabajos provisionales o directamente si así lo definen las empresas;
- ✓ Formación de brigadas de trabajo y asignación de responsabilidades;
- ✓ Traslado de equipos, repuesto y materiales de reserva para contingencias;
- ✓ Efectuar instalación de equipos de reemplazo y/o la ejecución de obras de reparación;
- ✓ Pruebas en blanco;
- ✓ Desconexión de las instalaciones provisionales;
- ✓ Las pruebas de energización y puesta en servicio de la instalación después de la restauración a su condición normal;
- ✓ Desmontaje de las instalaciones provisionales

Coordinar con la empresa de distribución el retiro del servicio de los grupos de generación de emergencia y/o subestaciones de emergencia instaladas para la recuperación provisional del suministro eléctrico en las localidades afectadas.

3.6 Administración del Plan de Contingencia Operativo

- a. Para la ejecución del PCO, diseñar una organización específica que estará en función:
 - Antes;
 - Durante, y;
 - Post contingencia.
- b. Asimismo, diseñará un procedimiento para Declarar la Situación de Contingencia.

En el Anexo N° 2.1 del procedimiento se muestra, de manera referencial, una organización básica recomendada para afrontar contingencias y los procedimientos correspondientes. Cada empresa adaptará la organización y los procedimientos a sus propias necesidades.

ANEXO N° 1.3

LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE LOS PLANES DE CONTINGENCIAS OPERATIVOS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS AISLADOS

1. OBJETIVOS DEL PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO

El objetivo general es prever la reacción oportuna y adecuada ante contingencias imprevistas que provoquen interrupciones, con el fin de garantizar la continuidad del servicio eléctrico.

El Plan de Contingencias Operativo (PCO) tendrá además los siguientes objetivos específicos:

- a. Garantizar la continuidad de las operaciones de todos los elementos que forman parte del sistema, especialmente de aquellos que luego de evaluados resulten críticos.
- b. Definir acciones y desarrollar los procedimientos a ejecutar en caso de fallas de cualquiera de los elementos que forman parte del sistema, considerando seguridad y efectividad en las intervenciones. Las acciones a realizar deben planearse previamente a los hechos para su efectividad. Las decisiones se deben tomar rápidamente durante el período de recuperación del servicio.
- c. Conducir a un sistema efectivo y eficiente de restablecimiento y preservación del servicio, para la protección de la vida, la propiedad y el medio ambiente; así como a disminuir el riesgo del sistema.
- d. Definir los criterios y desarrollar los procedimientos para que los responsables de esta actividad utilicen los recursos humanos y materiales en forma ordenada, reduciendo al mínimo los efectos adversos.
- e. Estar orientado para cumplir las funciones básicas siguientes:
 - Garantizar la continuidad del sistema eléctrico priorizando la salud y la seguridad de la población y del personal técnico en la zona geográfica afectada;
 - Planificar un sistema eficiente de fuentes alternativas para suministrar energía temporal hasta que se supere la contingencia en la zona afectada;
 - Organizar la empresa para administrar las situaciones de contingencias;
 - Diseñar un plan de comunicaciones para brindar rápidamente información: a las empresas de distribución, medios de comunicación, OSINERGMIN, MINEM, Defensa Civil, Policía, Bomberos, Hospitales, otras autoridades y a su propio personal;
 - Posibilitar el suministro eléctrico a un nivel aceptable de calidad en el menor tiempo posible;
 - Minimizar los tiempos de reposición del servicio normal;
 - Evitar la repetición de contingencias similares;

2. ALCANCES DEL PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO

El PCO abarcará los sectores de generación (mini centrales hidráulicas y térmicas), líneas y redes primarias; subestaciones de distribución, equipo de protección, equipamiento de corte y seccionamiento.

La elaboración del PCO debe contemplar los eventos que pueden dar lugar a interrupciones del suministro eléctrico por **Fenómeno del Niño, Fenómeno de la Niña, Terremotos, Huaycos, Tsunamis, Inundaciones, Tormentas, Accidentes, Incendios, Sabotajes, Conflictos laborales, Fallas propias en el Sistema, con pérdida parcial o total del suministro.**

Para estos casos, la concesionaria debe contar por lo menos con un plan general que le permita afrontar o mitigar en alguna medida tales eventualidades de desastres naturales. Estas Obligaciones se encuentran establecidas en la Ley N° 29664 del Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres (SINAGERD). Dicha información deberá insertarse en los respectivos PCO's.

3. LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE LOS PLANES DECONTINGENCIAS OPERATIVOS

El PCO consta de estrategias planificadas con una serie de procedimientos que facilitan y orientan a determinar una solución alternativa, que permita restituir rápidamente el suministro eléctrico, ante la eventualidad de una interrupción parcial o total.

El PCO deberá ser viable y adaptado a la realidad de cada empresa; su elaboración deberá enmarcarse dentro de los lineamientos especificados en el presente documento y deberán incluir las siguientes etapas:

3.1 DIAGNÓSTICO GENERAL DEL SISTEMA

Para identificar los elementos críticos y situaciones críticas y determinar las contingencias más probables, debe realizarse una evaluación detallada de las actuales condiciones del sistema.

a. Descripción del Área Geográfica y Sistema Aislado Eléctrico

a.1 Describir las áreas geográficas del sistema donde se prevé ocurran las contingencias, detallando las características electromecánicas de las instalaciones involucradas; clasificadas por nivel de tensión, indicando la fecha de puesta en servicio.

a.2 Adjuntar el diagrama unifilar de los componentes aludidos en el literal a.1.

Programas de Mantenimiento

Tiene por objetivo verificar el grado de cumplimiento de los programas de mantenimiento, considerando los elementos críticos, y detectar las faltas u omisiones en el mantenimiento que puedan generar una contingencia. Para ello la empresa deberá:

b.1 Describir los tipos de mantenimiento que llevan a cabo (preventivo, predictivo, correctivo, etc.).

b.2 Proporcionar los programas de mantenimiento ejecutados, en el último año, en ellos deberá figurar, en lo que corresponda, lo siguiente:

- El reemplazo de elementos dañados (tramos de conductor, aisladores, ferreterías, estructuras, etc.).
- Inspecciones del estado de las estructuras soporte;
- Inspección de cimentaciones de las estructuras de soporte
- Pruebas físico químicas del aceite dieléctrico de los transformadores.
- Inspección y verificación del estado de los sistemas de tierra;
- Inspecciones, reparaciones y/o cambios de interruptores, seccionadores, transformadores de medición, pararrayos,
- Inspección, reparación y/o cambio de banco de condensadores.

b.3 Proporcionar los nombres de las empresas con las que se han firmado contratos (temporales y permanentes) para el mantenimiento de los equipos y descripción detallada, por equipo, de los trabajos a realizar.

b. Análisis de fallas en el sistema

Para la elaboración del PCO se deberá efectuar un análisis de las principales fallas ocurridas en los últimos tres años.

La información a presentar contempla la descripción de las principales fallas ocurridas en los últimos tres años, las interrupciones se referirán aquellas que afecten al 5% o más de la carga normalmente abastecida o de los usuarios del sistema eléctrico.

En el análisis se determinará la secuencia de eventos que produjeron la falla, se evaluarán las causas, se revisarán las medidas correctivas que se optaron; se identificarán las dificultades que se presentaron y los tiempos que se emplearon para reponer el servicio.

Todo ello con la finalidad de subsanar las deficiencias y evitar la repetición de situaciones de contingencias.

Para mayor precisión deberá proporcionarse en forma detallada la información requerida en el cuadro N° 1 (en la descripción de la falla podrá utilizarse las abreviaturas señaladas en el Anexo N° 2.2 del procedimiento):

**Cuadro N° 1
Información de Principales Fallas ocurridas en los últimos tres años**

Item	Descripción de la Falla	Fecha y hora (*)		Tiempo en reponer el servicio (horas)	Causa de la Falla	Acciones (medidas correctivas)	Dificultades presentadas
		Inicio	Fin				
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
...							

(*) En "Inicio" consignar la fecha y hora de inicio de la falla
En "Fin" consignar la fecha y hora de reposición del servicio

d. Estudio de Flujo de Carga

Se efectuará con el fin de detectar el incumplimiento real o potencial de límites operativos y determinar componentes del sistema (equipos de generación, redes primarias y transformadores de distribución MT/BT o MT/MT etc.), sobrecargados; y analizar si se convierten en elementos críticos que puedan provocar contingencias.

Para mayor precisión deberá proporcionarse la siguiente información:

d.1 Datos de la oferta y la demanda, utilizados.

d.2 El estudio de flujo de carga, a partir del cual debe hacerse un breve comentario sobre el estado de los componentes del sistema, observando si se ha detectado un incumplimiento real o

potencial de los límites operativos de los equipos.

d.3 Relación de componentes del sistema aislado que han sido observados por estar fuera de sus límites operativos y señalar si se convierten en elementos críticos.

d.4 Los diagramas de flujo de potencia, resaltando los puntos críticos en colores e indicando los valores de las magnitudes calculadas.

3.2 INFRAESTRUCTURA Y RECURSOS PARA ATENDER CONTINGENCIAS

La información requerida sobre la infraestructura para atender contingencias, comprenderá lo siguiente:

a. Equipos y Repuestos de Reserva

Se presentará el inventario de los repuestos principales que se podrán utilizar cuando se produzca una contingencia, así como su ubicación física.

Para mayores precisiones, en los casos que corresponda, las concesionarias informarán sobre lo descrito a continuación:

a.1 Inventario de los repuestos para los componentes principales de las líneas y redes primarias: conductores, cables de guarda, postes, perfiles, elementos de soporte, aisladores, estructuras provisionales (postes de fibra de vidrio, estructuras de aluminio aligerado o similares y aisladores de fibra de vidrio para bypass).

a.2 Inventario de los repuestos para los componentes principales de transformación de distribución, seccionadores, transformadores de protección, transformadores de medición, pararrayos, aceite dieléctrico, cambiadores de taps, etc.

a.3 Relación de herramientas especiales para realizar los mantenimientos.

a.4 Procedimiento para reponer (luego de su uso) los repuestos y componentes.

a.5 Ubicación estratégica de los repuestos

a.6 Facilidades o dificultades para el traslado de repuestos y herramientas al punto de contingencia.

b. Capacidad Operativa de los Grupos Humanos

b.1 Organización del personal técnico disponible que posee la empresa para atender la contingencia: ingenieros, técnicos electricistas, técnicos mecánicos.

b.2 Relación del personal capacitado para atender las contingencias operativas; indicar su especialidad, experiencia y ubicación física.

b.3 Facilidades existentes para la protección del personal de la empresa (dotación de equipos de protección personal, pólizas vigentes de seguros contra accidentes y otros).

c. Sistema Logístico

c.1 Diagrama de flujo del procedimiento a seguir para la adquisición de equipos, repuestos y materiales.

c.2 Unidades propias de transporte de personal y carga con las que cuenta la empresa o de las que dispone a través de contratos con empresas de servicios.

c.3 Principales vías de acceso rápido a las líneas primarias, subestaciones, equipos de generación y mencionar si existen puntos de difícil acceso para el caso de las líneas de primarias.

c.4 Restricciones en las vías de acceso, puentes y túneles, para el transporte de equipos, repuestos y maquinarias, durante una contingencia.

c.5 La existencia de vías alternas.

c.6 Los medios de comunicación con los que cuenta la empresa para ser usados durante una contingencia.

c.7 Acuerdos o convenios con otras empresas del sector eléctrico que cuentan con equipos, repuestos y maquinarias similares de reserva y otras facilidades que pudieran ser solicitadas como apoyo en caso de contingencias.

3.3 Evaluación de Riesgos

La evaluación de riesgos tiene como objetivo principal identificar los elementos y situaciones críticas que puedan producir contingencias, afectando las condiciones, de seguridad del servicio; para ello, se deberán tener en cuenta las causas de las interrupciones, que pueden ser climáticos (desastres naturales), humanos, operativos, etc.

Para este fin la empresa deberá elaborar un Estudio Evaluación de Riesgos, en base a la experiencia, las opiniones del personal técnico, los métodos de observación directa, técnicas basadas en la investigación, medición de la magnitud, análisis de datos históricos de las variables climatológicas, hidrológicas, geológicas y sísmicas.

La evaluación de riesgos (identificación de elementos y situaciones críticas) deberá considerar los siguientes elementos o aspectos:

- Los conductores de la línea y cables de guarda: existencia de obstáculos, vientos, hielo, medio ambiente, etc.
- Las estructuras de soporte: corrosión de elementos metálicos, ataques microbiológicos a estructuras de madera, estado de retenidas y anclajes.
- Los equipos de maniobra y seccionamiento, sistemas de protección, equipos de transformación y regulación en las subestaciones.
- Las condiciones geográficas de la ubicación de las subestaciones y donde atraviesan las redes primarias, y.
- Desastres naturales y actos de terceros.

Para los elementos críticos y situaciones críticas, tener en cuenta lo siguiente:

- ✓ **Riesgo:** Está determinado por la probabilidad de ocurrencia y magnitud de la contingencia.
- ✓ **Probabilidad de ocurrencia:** Esta podrá ser baja, media y alta.
- ✓ **Magnitud de la Contingencia:** Esta podrá ser ligeramente dañina, dañina y extremadamente dañina.

Deberá identificarse los riesgos operacionales y no operacionales a los cuales están expuestos los componentes del sistema aislado.

- a. En relación a los riesgos operacionales, se identificarán y precisarán los elementos críticos que se verán afectados, debiendo proporcionarse la información requerida en el cuadro N° 2.A (Sistema Aislado con Generación Termoeléctrica) y el cuadro N° 2.B (Sistema Aislado con Generación Hidroeléctrica):

Cuadro N° 2.A
Riesgos Operacionales Generación Termoeléctrica

Instalación	Elemento Crítico (*)	Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud de la Contingencia	Tiempo de restricción de operación (h)	Consecuencias
Línea y Red Primaria	Estructuras					
	Conductores Eléctricos					
	Puesta a Tierra					
	Obras civiles					
	...					
Subestaciones de distribución	Transformadores					
	Equipos de Protección					
	Seccionadores					
	Recloser					
	Puesta a tierra					
	Estructuras y obras civiles					
Unidades de Generación	Otros (precisar)					
	Motor Diesel					
	Generador/ excitatriz					
	Otros (precisar)					

(*) En esta columna precisar la identificación del elemento crítico.

Cuadro N° 2.B
Riesgos Operacionales Generación Hidroeléctrica

Instalación	Elemento Crítico (*)	Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud de la Contingencia	Tiempo de restricción de operación (h)	Consecuencias
Línea y Red Primaria	Estructuras					
	Conductores Eléctricos					
	Puesta a Tierra					
	Obras civiles					
	...					
Subestaciones de distribución	Transformadores					
	Equipos de Protección					
	Equipos de Regulación					
	Seccionadores					
	Interruptor					
	Puesta a tierra					
	Estructuras y obras civiles					
Otros (precisar)						

Instalación	Elemento Crítico (*)	Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud de la Contingencia	Tiempo de restricción de operación (h)	Consecuencias
Casa de Máquinas (Unidades de Generación)	Turbina					
	Generador					
	Excitatriz					
	Otros (precisar)					
Obras Civiles	Bocaloma					
	Desarenador					
	Canal					
	Tubería Forzada					
	Otros					

(*) En esta columna precisar la identificación del elemento crítico.

- b. Sobre los riesgos no operacionales que afectan al sistema, deberá informarse lo siguiente, en el Cuadro N° 3:

Cuadro N° 3
Riesgos No Operacionales

Situación	Instalaciones y/o elementos afectados (*)	Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud de la Contingencia	Tiempo de restricción de operación (h)	Consecuencias
Fenómeno del Niño						
Fenómeno de la Niña						
Terremotos						
Huaycos						
Tsunamis						
Condiciones hidrogeológicas						
Condiciones geográficas						
Acción de terceros (**)						
...						

(*) En esta columna precisar la identificación de las instalaciones y/o elementos afectados.

(**) Considera atentados, terrorismos, sabotaje y otros.

3.4 ELEMENTOS CRÍTICOS Y SITUACIONES CRÍTICAS

En base a los resultados del Estudio de Evaluación de Riesgos la empresa procederá a lo siguiente:

- a. Identificar los elementos críticos (equipos de generación, líneas y redes primarias, subestaciones, transformadores de distribución, equipos de maniobra, etc.) y las situaciones críticas que puedan producir interrupciones del suministro de energía. Los elementos críticos asociados a cada contingencia servirán para definir los Planes de Acción que se incluirán en el PCO.

Luego del análisis anterior se deberá llenar el siguiente cuadro:

Cuadro N° 4.A
Elementos Críticos del Sistema Aislado

Ítem	Elemento Crítico	Causas de la Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud de la Contingencia	Duración estimada (h)
1					
2					
3					
4					
5					
...					
...					

- b. En la identificación de situaciones críticas, describir con precisión la situación crítica, causa, probabilidad de ocurrencia, magnitud de la contingencia y duración.

Luego del análisis anterior se deberá llenar el siguiente cuadro:

Cuadro N° 4.B
Situaciones Críticas del Sistema Aislado

Ítem	Situación Crítica	Causas de la Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud de la Contingencia	Duración estimada (h)
1					
2					
3					
4					
5					
...					
...					

3.5 PLAN DE ACCIÓN PARA RECUPERAR EL SERVICIO

Definidos los elementos críticos y las situaciones críticas se elaborarán los Planes de Acción detallados para cada uno de ellos.

- a. Para cada elemento crítico deberá considerarse el siguiente detalle en el Plan de Acción:

Cuadro N° 5.A
Plan de Acción de Elementos Críticos

Elemento Crítico	
Causa	
Secuencia	Descripción del Plan de Acción para recuperar el servicio
1	
2	
3	
4	
5	
..	
..	

- b. Para cada situación crítica deberá considerarse el siguiente detalle en el Plan de Acción:

Cuadro N° 5.B
Plan de Acción de Situaciones Críticas

Situación Crítica	
Causa	
Secuencia	Descripción del Plan de Acción para recuperar el servicio
1	
2	
3	
4	
5	
..	
..	

A manera de recomendación la empresa podrá considerar en sus Planes de Acción para la recuperación del servicio lo siguiente:

- Recuperación provisional de la capacidad del sistema aislado con una calidad aceptable.

Dependiendo de la naturaleza de la contingencia se deberán establecer procedimientos para:

- ✓ Describir brevemente el procedimiento para recuperar provisionalmente la mayor capacidad eléctrica. (Metodología de restablecimiento del servicio y listar las prioridades para el restablecimiento del servicio);
- ✓ Describir brevemente la estimación de daños y trabajos necesarios para el restablecimiento del servicio;
- ✓ Determinar el tiempo de la actividad de recuperación provisional de la capacidad;
- ✓ La formación de brigadas de trabajo y asignación de responsabilidades;
- ✓ Determinar la ubicación de equipos, repuestos y materiales de reserva para contingencias;
- ✓ Describir el traslado de equipos, repuestos y materiales de reserva para contingencias;
- ✓ Efectuar conexiones bypass en las líneas de transmisión;
- ✓ Efectuar conexiones directas (puentes-bypass) variando las configuraciones en las subestaciones;
- ✓ Las pruebas y puesta en servicio de la instalación provisional;
- ✓ Coordinar la puesta en operación de grupos de generación de emergencia y/o subestaciones de emergencia para las localidades a ser afectadas en función al tiempo de la actividad provisional.

- Recuperación plena de la capacidad del sistema aislado con una calidad aceptable (a su estado normal de la instalación afectada).

Dependiendo de la naturaleza de la contingencia se deberán establecer procedimientos para:

- ✓ Definir el tiempo de la normalización de la instalación afectado por la contingencia luego de los trabajos provisionales o directamente si así lo definen las empresas;
- ✓ La formación de brigadas de trabajo y asignación de responsabilidades;
- ✓ El traslado de equipos, repuestos y materiales de reserva para contingencias;
- ✓ Efectuar la instalación de equipos de reemplazo y/o la ejecución de obras de reparación;
- ✓ Pruebas en blanco;
- ✓ Desconexión de las instalaciones provisionales;
- ✓ Las pruebas de energización y puesta en servicio de la instalación después de la restauración a su condición normal;
- ✓ Desmontaje de las instalaciones provisionales.

3.6 ADMINISTRACIÓN DEL PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO

- a. Para la ejecución del PCO, diseñar una organización específica que estará en función:

- Antes;
 - Durante, y;
 - Post contingencia.
- b. Asimismo, diseñará un procedimiento para Declarar la Situación de Contingencia.

En el Anexo N° 2.1 del procedimiento se muestra, de manera referencial, una organización básica recomendada para afrontar contingencias y los procedimientos correspondientes. Cada empresa adaptará la organización y los procedimientos a sus propias necesidades.

ANEXO N° 1.4

LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE PLANES DE CONTINGENCIAS OPERATIVOS DE SISTEMAS DE GENERACIÓN TÉRMOELÉCTRICA CON MOTORES DIESEL

1. OBJETIVO GENERAL

El objetivo general es prever la reacción oportuna y adecuada ante contingencias imprevistas que provoquen interrupciones, con el fin de garantizar la continuidad del suministro eléctrico.

El Plan de Contingencias Operativo (PCO) tendrá además los siguientes objetivos específicos:

El Plan de Contingencia Operativo tendrá además los siguientes objetivos específicos:

- a. Garantizar la continuidad de las operaciones de todos los elementos que forman parte del sistema, especialmente de aquellos que luego de evaluados resulten críticos.
- b. Definir acciones y desarrollar los procedimientos a ejecutar en caso de fallas de cualquiera de los elementos que forman parte del sistema, considerando seguridad y efectividad en las intervenciones. Las acciones a realizar deben planearse previamente a los hechos para su efectividad. Las decisiones se deben tomar rápidamente durante el período de recuperación del servicio.
- c. Conducir a un sistema efectivo y eficiente de restablecimiento y preservación del servicio, para la protección de la vida, la propiedad y el medio ambiente; así como a disminuir el riesgo del sistema.
- d. Definir los criterios y desarrollar los procedimientos para que los responsables de esta actividad utilicen los recursos humanos y materiales en forma ordenada, reduciendo al mínimo los efectos adversos.
- e. Estar orientado para cumplir las funciones básicas siguientes:
 - Garantizar la continuidad del sistema eléctrico priorizando la salud y la seguridad de la población y del personal técnico en la zona geográfica afectada;
 - Planificar un sistema eficiente de fuentes alternativas para suministrar energía temporal hasta que se supere la contingencia en la zona afectada;
 - Organizar la empresa para administrar las situaciones de contingencias;
 - Diseñar un plan de comunicaciones para brindar rápidamente información: a las empresas de distribución, medios de comunicación, OSINERGMIN, MINEM, Defensa Civil, Policía, Bomberos,

- Hospitales, otras autoridades y a su propio personal;
- Posibilitar el suministro eléctrico a un nivel aceptable de calidad en el menor tiempo posible.
- Minimizar los tiempos de reposición del servicio normal;
- Evitar la repetición de contingencias similares.

2. ALCANCES DEL PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO

El PCO de los sistemas de generación termoeléctrica abarcará la estación de recepción de combustible diesel, motores diesel, subestación eléctrica y línea transmisión (los dos últimos corresponde a transmisión).

La elaboración del PCO debe contemplar los eventos que pueden dar lugar a interrupciones del suministro eléctrico por **Fenómeno del Niño, Fenómeno de la Niña, Terremotos, Huaycos, Tsunamis, Inundaciones, Tormentas, Accidentes, Incendios, Sabotajes, Conflictos laborales, Fallas propias en el Sistema, con pérdida parcial o total del suministro.**

Para estos casos, la concesionaria debe contar por lo menos con un plan general que le permita afrontar o mitigar en alguna medida tales eventualidades de desastres naturales. Estas Obligaciones se encuentran establecidas en la Ley N° 29664 del Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres (SINAGERD). Dicha información deberá insertarse en los respectivos PCO's.

3. LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE LOS PLANES DE CONTINGENCIAS OPERATIVOS

El PCO consta de estrategias planificadas con una serie de procedimientos que facilitan y orientan a determinar una solución alternativa, que permita restituir rápidamente el suministro eléctrico, ante la eventualidad de una interrupción parcial o total.

El PCO deberá ser viable y adaptado a la realidad de cada empresa; su elaboración deberá enmarcarse dentro de los lineamientos especificados en el presente documento y deberán incluir las siguientes etapas:

3.1 DIAGNÓSTICO GENERAL DEL SISTEMA

Para identificar los elementos críticos y situaciones críticas y determinar las contingencias más probables, debe realizarse una evaluación detallada de las actuales condiciones del sistema:

a. Descripción del Área Geográfica y Sistema de Generación Termoeléctrica

- a.1 Describir las áreas geográficas del sistema donde se prevé ocurran las contingencias, detallando las características electromecánicas de las instalaciones involucradas, indicando la fecha de puesta en servicio.
- a.2 Adjuntar el diagrama unifilar de los componentes aludidos en el literal a.1.

b. Programas de Mantenimiento

Tiene por objetivo verificar el grado de cumplimiento de los programas de mantenimiento, considerando los elementos críticos, y detectar las faltas u omisiones en el mantenimiento que puedan generar una contingencia. Para ello la empresa deberá:

b.1 Describir los tipos de mantenimiento que llevan a cabo (preventivo, predictivo, correctivo, etc.).

b.2 Proporcionar los programas de mantenimiento ejecutados, en el último año, en ellos deberá figurar, en lo que corresponda, lo siguiente:

- El reemplazo de elementos dañados (sistema de alimentación de combustible, motor diesel, generador eléctrico, transformador de potencia etc.)
- Inspecciones del estado de las estructuras de soporte.
- Inspección de cimentaciones de las estructuras de soporte.
- Pruebas eléctricas de los transformadores de potencia y sistemas de regulación.
- Pruebas físico químicas del aceite dieléctrico de los transformadores de potencia.
- Inspección y verificación del estado operativo de los sistemas de puesta a tierra.
- Inspecciones, reparaciones y/o cambios de motores diesel y complementos, generadores y complementos, sistemas de mando, pararrayos,

b.3 Proporcionar los nombres de las empresas con las que se han firmado contratos (temporales y permanentes) para el mantenimiento de los equipos y descripción detallada, por equipo, de los trabajos a realizar.

c. Análisis de fallas en el sistema

Para la elaboración del PCO se deberá efectuar un análisis de las principales fallas ocurridas en los últimos tres años.

La información a presentar contempla la descripción de las principales fallas ocurridas en los últimos tres años.

En el análisis se determinará la secuencia de eventos que produjeron la falla, se evaluarán las causas, se revisarán las medidas correctivas que se optaron; se identificarán las dificultades que se presentaron y los tiempos que se emplearon para reponer el servicio.

Todo ello con la finalidad de subsanar las deficiencias y evitar la repetición de situaciones de contingencias.

Para mayor precisión deberá proporcionarse en forma detallada la información requerida en el cuadro N° 1 (en la descripción de la falla podrá utilizarse las abreviaturas señaladas en el Anexo N° 2.2 del procedimiento):

Cuadro N° 1
Información de Principales Fallas ocurridas en los últimos tres años

Ítem	Descripción de la Falla	Fecha y hora (*)		Tiempo en reponer el servicio (horas)	Causa de la Falla	Acciones (medidas correctivas)	Dificultades presentadas
		Inicio	Fin				
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							

Ítem	Descripción de la Falla	Fecha y hora (*)		Tiempo en reponer el servicio (horas)	Causa de la Falla	Acciones (medidas correctivas)	Dificultades presentadas
		Inicio	Fin				
8							
9							
...							

(*) En "Inicio" consignar la fecha y hora de inicio de la falla
En "Fin" consignar la fecha y hora de reposición del servicio

3.2 INFRAESTRUCTURA Y RECURSOS PARA ATENDER CONTINGENCIAS

La información requerida sobre la infraestructura para atender contingencias, comprenderá lo siguiente:

a. Equipos y Repuestos de Reserva

Se presentará el inventario de los repuestos principales que se podrán utilizar cuando se produzca una contingencia, así como su ubicación física.

Para mayores precisiones, en los casos que corresponda, las concesionarias informarán sobre lo descrito a continuación:

- Inventario de repuestos para los componentes principales (motor diesel y complementos, generador eléctrico y complementos, transformador, estructuras de aluminio aligerado o similar y aisladores fibra vidrio para bypass, etc.);
- Relación de herramientas especiales para realizar los mantenimientos.
- Procedimiento para reponer (luego de su uso) los repuestos y componentes.
- Ubicación estratégica de los repuestos
- Facilidades o dificultades para el traslado de repuestos y herramientas al punto de contingencia.

b. Capacidad Operativa de los Grupos Humanos

- Organización del personal técnico disponible que posee la empresa para atender la contingencia: ingenieros, técnicos electricistas, técnicos mecánicos.
- Relación del personal capacitado para atender las contingencias operativas; indicar su especialidad, experiencia y ubicación física.
- Facilidades existentes para la protección del personal de la empresa (dotación de equipos de protección personal, pólizas vigentes de seguros contra accidentes y otros)

c. Sistema Logístico

- Diagrama de flujo del procedimiento a seguir para la adquisición de equipos, repuestos y materiales.
- Unidades propias de transporte de personal y carga con las que cuenta la empresa o de las que dispone a través de contratos con empresas de servicios.
- Principales vías de acceso rápido, existencia de vías alternas, el tamaño de puentes y túneles, para permitir el transporte de maquinaria, repuestos o equipos para atender la contingencia.

3.3 EVALUACIÓN DE RIESGOS

La evaluación de riesgos tiene como objetivo principal identificar los elementos y situaciones

críticas que puedan producir contingencias, afectando las condiciones, de seguridad del servicio; para ello, se deberán tener en cuenta las causas de las interrupciones, que pueden ser climáticos (desastres naturales), humanos, operativos, etc.

Para este fin la empresa deberá elaborar un Estudio Evaluación de Riesgos, en base a la experiencia, las opiniones del personal técnico, los métodos de observación directa, técnicas basadas en la investigación, medición de la magnitud, análisis de datos históricos de las variables climatológicas, hidrológicas, geológicas y sísmicas.

La evaluación de riesgos (identificación de elementos y situaciones críticas) deberá considerar los siguientes elementos o aspectos:

- Las estructuras de soporte;
- Los elementos o equipos principales (motor, generador, transformador);
- Los elementos de los sistemas de protección, equipos de regulación;
- Las condiciones geográficas en la ubicación de las instalaciones;
- Desastres naturales por acción atmosférica y actos de terceros.

Para los elementos críticos y situaciones críticas, tener en cuenta lo siguiente:

- ✓ **Riesgo:** Está determinado por la probabilidad de ocurrencia y magnitud de la contingencia.
- ✓ **Probabilidad de ocurrencia:** Esta podrá ser baja, media y alta.
- ✓ **Magnitud de la Contingencia:** Esta podrá ser ligeramente dañina, dañina y extremadamente dañina.

Deberá identificarse los riesgos operacionales y no operacionales a los cuales están expuestos los componentes del sistema de Generación Térmica.

- a. En relación a los riesgos operacionales, se identificarán y precisarán los elementos críticos que se verán afectados, debiendo proporcionarse la información requerida en el cuadro N° 2:

**Cuadro N° 2
Riesgos Operacionales**

Instalación	Equipo o elemento (*)	Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud	Tiempo de restricción de operación (h)	Consecuencias
Generación	Estación de recepción de combustible Diesel					
	Sistema de Combustión					
	Motor Diesel					
	Sistema de Enfriamiento					
	Transformador de Potencia					
	Seccionadores					
	Interruptor					
	Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC)					
	Puesta a Tierra					
	Estructuras y obras civiles					
	Otros					

(*) En esta columna precisar la identificación del elemento crítico.

- b. Sobre los riesgos no operacionales que afectan al sistema de generación térmica, deberá informarse lo siguiente, en el Cuadro N° 3:

**Cuadro N° 3
Riesgos No Operacionales**

Situación	Instalaciones y/o elementos afectados (*)	Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud de la Contingencia	Tiempo de restricción de operación (h)	Consecuencias
Fenómeno del Niño						
Fenómeno de la Niña						
Terremotos						
Huaycos						
Tsunamis						
Condiciones hidrogeológicas						
Condiciones geográficas						
Acción de terceros (**)						
...						

(*) En esta columna precisar la identificación de las instalaciones y/o elementos afectados.

(**) Considera atentados, terrorismos, sabotaje y otros.

3.4 ELEMENTOS CRÍTICOS Y SITUACIONES CRÍTICAS

En base a los resultados del Estudio de Evaluación de Riesgos la empresa procederá a lo siguiente:

- a. Identificar los elementos críticos y las situaciones críticas que puedan producir interrupciones del suministro de energía. Los elementos críticos asociados a cada contingencia servirán para definir los Planes de Acción que se incluirán en el PCO.

Luego del análisis anterior se deberá llenar el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 4.A
Elementos Críticos del Sistema de Generación Térmica**

Ítem	Elemento Crítico	Causas de la Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud de la Contingencia	Duración estimada (h)
1					
2					
3					
4					
5					
...					
...					

- b. En la identificación de situaciones críticas, describir con precisión la situación crítica, causa, probabilidad de ocurrencia, magnitud de la contingencia y duración.

Luego del análisis anterior se deberá llenar el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 4.B
Situaciones Críticas del Sistema de Generación Térmica**

Ítem	Situación Crítica	Causas de la Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud de la Contingencia	Duración estimada (h)
1					
2					
3					

Item	Situación Crítica	Causas de la Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud de la Contingencia	Duración estimada (h)
4					
5					
...					
...					

3.5 PLAN DE ACCIÓN PARA RECUPERAR EL SERVICIO

Definidos los elementos críticos y las situaciones críticas se elaborarán los Planes de Acción detallados para cada uno de ellos.

- a. Para cada elemento crítico deberá considerarse el siguiente detalle en el Plan de Acción:

Cuadro N° 5.A
Plan de Acción de Elementos Críticos

Elemento Crítico	
Causa	
Secuencia	Descripción del Plan de Acción para recuperar el servicio
1	
2	
3	
4	
5	
..	
..	

- b. Para cada situación crítica deberá considerarse el siguiente detalle en el Plan de Acción:

Cuadro N° 5.B
Plan de Acción de Situaciones Críticas

Situación Crítica	
Causa	
Secuencia	Descripción del Plan de Acción para recuperar el servicio
1	
2	
3	
4	
5	
..	
..	

A manera de recomendación la empresa podrá considerar en sus Planes de Acción para la recuperación del servicio lo siguiente:

- Recuperación provisional de la capacidad de generación con una calidad aceptable.

Dependiendo de la naturaleza de la contingencia se deberán establecer procedimientos para:

- ✓ Describir brevemente el procedimiento para recuperar provisionalmente la mayor capacidad de generación eléctrica. (Metodología de restablecimiento del servicio y listar las prioridades para el restablecimiento del

- servicio).
- ✓ Describir brevemente la estimación de daños y trabajos necesarios para el restablecimiento el servicio.
- ✓ Determinar el tiempo de la actividad de recuperación provisional de la capacidad de generación;
- ✓ La formación de brigadas de trabajo y asignación de responsabilidades;
- ✓ Determinar la ubicación de equipos, repuestos y materiales de reserva para contingencias;
- ✓ Describir el traslado de equipos, repuestos y materiales de reserva para contingencias;
- ✓ Efectuar conexiones bypass si la falla fuese entre el transformador elevador de la misma central y la subestación de transmisión, si no estuviese declarado en transmisión;
- ✓ Las pruebas y puesta en servicio de la instalación provisional;

Coordinar con la empresa de distribución correspondiente la puesta en operación de grupos de generación de emergencia y/o subestaciones de emergencia para las localidades a ser afectadas en función al tiempo de la actividad provisional;

- Recuperación plena de la capacidad de generación con una calidad aceptable (a su estado normal de la instalación afectada).

Dependiendo de la naturaleza de la contingencia se deberán establecer procedimientos para:

- ✓ Definir tiempo de la normalización de la instalación afectado por la contingencia luego de los trabajos provisionales o directamente si así lo definen las empresas;
- ✓ Formación de brigadas de trabajo y asignación de responsabilidades;
- ✓ Traslado de equipos, repuesto y materiales de reserva para contingencias;
- ✓ Efectuar instalación de equipos de reemplazo y/o la ejecución de obras de reparación;
- ✓ Pruebas en blanco;
- ✓ Desconexión de las instalaciones provisionales;
- ✓ Las pruebas de energización y puesta en servicio de la instalación después de la restauración a su condición normal;
- ✓ Desmontaje de las instalaciones provisionales

Coordinar con la empresa de distribución el retiro del servicio de los grupos de generación de emergencia y/o subestaciones de emergencia instaladas para la recuperación provisional del suministro eléctrico en las localidades afectadas.

3.6 Administración del Plan de Contingencia Operativo

- a. Para la ejecución del PCO, diseñar una organización específica que estará en función:

- Antes;
- Durante, y;
- Post contingencia.



- b. Asimismo, diseñará un procedimiento para Declarar la Situación de Contingencia.

En el Anexo N° 2.1 del procedimiento se muestra, de manera referencial, una organización básica recomendada para afrontar contingencias y los procedimientos correspondientes. Cada empresa adaptará la organización y los procedimientos a sus propias necesidades.

ANEXO N° 1.5

LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE LOS PLANES DE CONTINGENCIAS OPERATIVOS DE SISTEMAS DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA A GAS, VAPOR Y CICLO COMBINADO

1. OBJETIVO GENERAL

El objetivo general es prever la reacción oportuna y adecuada ante contingencias imprevistas que provoquen interrupciones, con el fin de garantizar la continuidad del suministro eléctrico.

El Plan de Contingencia Operativo (PCO) tendrá además los siguientes objetivos específicos:

- a. Garantizar la continuidad de las operaciones de todos los elementos que forman parte del sistema, especialmente de aquellos que luego de evaluados resulten críticos.
- b. Definir acciones y desarrollar los procedimientos a ejecutar en caso de fallas de cualquiera de los elementos que forman parte del sistema, considerando seguridad y efectividad en las intervenciones.

Las acciones a realizar deben planearse previamente a los hechos para su efectividad. Las decisiones se deben tomar rápidamente durante el período de recuperación del sistema.
- c. Conducir a un sistema efectivo y eficiente de restablecimiento y preservación del servicio, para la protección de la vida, la propiedad y el medio ambiente; así como a disminuir el riesgo del sistema.
- d. Definir los criterios y desarrollar los procedimientos para que los responsables de esta actividad utilicen los recursos humanos y materiales en forma ordenada, reduciendo al mínimo los efectos adversos.
- e. Estar orientado para cumplir las funciones básicas siguientes:
 - Garantizar la continuidad del sistema eléctrico priorizando la salud y la seguridad de la población y del personal técnico en la zona geográfica afectada;
 - Planificar un sistema eficiente de fuentes alternativas para suministrar energía temporal hasta que se supere la contingencia en la zona afectada;
 - Organizar la empresa para administrar las situaciones de contingencias;
 - Diseñar un plan de comunicaciones para brindar rápidamente información: a las empresas de distribución, medios de comunicación, OSINERGMIN, MINEM, Defensa Civil, Policía, Bomberos, Hospitales, otras autoridades y a su propio personal;
 - Posibilitar el suministro eléctrico a un nivel aceptable de calidad en el menor tiempo posible.

- Minimizar los tiempos de reposición del servicio normal;
- Evitar la repetición de contingencias similares.

2. ALCANCES DEL PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO

El PCO abarcará las instalaciones de: la estación recepción de combustible, el compresor de aire, sistema de combustión, la turbina a gas, turbina a vapor, el intercambiador de calor/vapor (caldera), condensador, sistema de enfriamiento, generador eléctrico, la subestación eléctrica y la línea transmisión (los dos últimos corresponde a transmisión).

La elaboración del PCO debe contemplar los eventos que pueden dar lugar a interrupciones del suministro eléctrico por **Fenómeno del Niño, Fenómeno de la Niña, Huaycos, Terremotos, Tsunamis, Inundaciones, Tormentas, Accidentes, Incendios, Sabotajes, Conflictos laborales, Fallas propias en el Sistema, con pérdida parcial o total del suministro.**

Para estos casos, la concesionaria debe contar por lo menos con un plan general que le permita afrontar o mitigar en alguna medida tales eventualidades de desastres naturales. Estas Obligaciones se encuentran establecidas en la Ley N° 29664 del Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres (SINAGERD). Dicha información deberá insertarse en los respectivos PCO's.

3. LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE LOS PLANES DE CONTINGENCIAS OPERATIVOS

El PCO consta de estrategias planificadas con una serie de procedimientos que facilitan y orientan a determinar una solución alternativa, que permita restituir rápidamente el suministro eléctrico, ante la eventualidad de una interrupción parcial o total.

El PCO deberá ser viable y adaptado a la realidad de cada empresa; su elaboración deberá enmarcarse dentro de los lineamientos especificados en el presente documento y deberán incluir las siguientes etapas:

3.1 DIAGNÓSTICO GENERAL DEL SISTEMA

Para identificar los elementos críticos y situaciones críticas y determinar las contingencias más probables, debe realizarse una evaluación detallada de las actuales condiciones del sistema:

- a. **Descripción ámbito geográfico y diagnóstico de las instalaciones**
 - a.1 Describir las áreas geográficas del sistema donde se prevé ocurran las contingencias, detallando las características electromecánicas de las instalaciones involucradas, indicando la fecha de puesta en servicio.
 - a.2 Adjuntar el diagrama unifilar de los componentes aludidos en el literal a.1.
- b. **Programas de Mantenimiento**

Tiene por objetivo verificar el grado de cumplimiento de los programas de mantenimiento, considerando los elementos críticos, y detectar las faltas u omisiones en el mantenimiento que puedan generar una contingencia. Para ello la empresa deberá:

 - b.1 Describir los tipos de mantenimiento que llevan a cabo (preventivo, predictivo, correctivo, etc.).

b.2 Proporcionar los programas de mantenimiento ejecutados, en el último año, en ellos deberá figurar, en lo que corresponda, lo siguiente:

- El reemplazo de elementos dañados.
- Inspecciones del estado de las estructuras, soporte de equipos de generación.
- Pruebas eléctricas de los generadores y sistemas de protección.
- Pruebas físico químicas del aceite dieléctrico de los transformadores de potencia.
- Inspección y verificación del estado operativo de los sistemas de puesta a tierra.
- Inspecciones, reparaciones y/o cambios de turbinas y complementos, generadores y complementos, sistemas de mando hidráulico y eléctricos, pararrayos,

b.3 Proporcionar los nombres de las empresas con las que se han firmado contratos (temporales y permanentes) para el mantenimiento de los equipos y descripción detallada, por equipo, de los trabajos a realizar.

c. Análisis de fallas en el sistema

Para la elaboración del PCO se deberá efectuar un análisis de las principales fallas ocurridas en los últimos tres años.

La información a presentar contempla la descripción de las principales fallas ocurridas en los últimos tres años.

En el análisis se determinará la secuencia de eventos que produjeron la falla, se evaluarán las causas, se revisarán las medidas correctivas que se optaron; se identificarán las dificultades que se presentaron y los tiempos que se emplearon para reponer el servicio.

Todo ello con la finalidad de subsanar las deficiencias y evitar la repetición de situaciones de contingencias.

Para mayor precisión deberá proporcionarse en forma detallada la información requerida en el cuadro N° 1 (en la descripción de la falla podrá utilizarse las abreviaturas señaladas en el Anexo N° 2.2 del procedimiento):

Cuadro N° 1
Información de Principales Fallas ocurridas en los últimos tres años

Ítem	Descripción de la Falla	Fecha y hora (*)		Tiempo en reponer el servicio (horas)	Causa de la Falla	Acciones (medidas correctivas)	Dificultades presentadas
		Inicio	Fin				
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							

Ítem	Descripción de la Falla	Fecha y hora (*)		Tiempo en reponer el servicio (horas)	Causa de la Falla	Acciones (medidas correctivas)	Dificultades presentadas
		Inicio	Fin				
8							
9							
...							
...							

(*) En "Inicio" consignar la fecha y hora de inicio de la falla
En "Fin" consignar la fecha y hora de reposición del servicio

3.2 INFRAESTRUCTURA Y RECURSOS PARA ATENDER CONTINGENCIAS

La información requerida sobre la infraestructura para atender contingencias, comprenderá lo siguiente:

a. Equipos y Repuestos de Reserva

Se presentará el inventario de los repuestos principales que se podrán utilizar cuando se produzca una contingencia, así como su ubicación física.

Para mayores precisiones, en los casos que corresponda, las concesionarias informarán sobre lo descrito a continuación:

- Inventario de repuestos para los componentes principales (turbina a gas, turbina a vapor, caldera de vapor, quemador, condensador, sistema de enfriamiento, generador eléctrico, transformador eléctrico y complementos).
- Relación de herramientas especiales para realizar los mantenimientos.
- Procedimiento para reponer (luego de su uso) los repuestos y componentes.
- Ubicación estratégica de los repuestos.
- Facilidades o dificultades para el traslado de repuestos y herramientas al punto de contingencia.

b. Capacidad Operativa de los Grupos Humanos

- Organización del personal técnico disponible que posee la empresa para atender la contingencia: ingenieros, técnicos electricistas, técnicos mecánicos.
- Relación del personal capacitado para atender las contingencias operativas; indicar su especialidad, experiencia y ubicación física.
- Facilidades existentes para la protección del personal de la empresa (dotación de equipos de protección personal, pólizas vigentes de seguros contra accidentes y otros).

c. Sistema Logístico

- Diagrama de flujo del procedimiento a seguir para la adquisición de equipos, repuestos y materiales.
- Unidades propias de transporte de personal y carga con las que cuenta

la empresa o de las que dispone a través de contratos con empresas de servicios.

- Principales vías de acceso rápido, existencia de vías alternas, el tamaño de puentes y túneles, para permitir el transporte de maquinaria, repuestos o equipos para atender la contingencia.

3.3 EVALUACIÓN DE RIESGOS

La evaluación de riesgos tiene como objetivo principal identificar los elementos y situaciones críticas que puedan producir contingencias, afectando las condiciones de seguridad del servicio; para ello, se deberán tener en cuenta las causas de las interrupciones, que pueden ser climáticos (desastres naturales), humanos, operativos, etc.

Para este fin la empresa deberá elaborar un Estudio Evaluación de Riesgos, en base a la experiencia, las opiniones del personal técnico, los métodos de observación directa, técnicas basadas en la investigación, medición de la magnitud, análisis de datos históricos de las variables climatológicas, hidrológicas, geológicas y sísmicas.

La evaluación de riesgos (identificación de elementos y situaciones críticas) deberá considerar los siguientes elementos o aspectos:

- Las estructuras de soporte;
- Equipos principales (turbina a gas, turbina a vapor, caldera de vapor, quemador, condensador, sistema de enfriamiento, generador eléctrico, transformador eléctrico y complementos);
- Los elementos de los sistemas de protección, equipos de regulación;
- Las condiciones geográficas en la ubicación de las instalaciones;
- Desastres naturales por acción atmosférica y actos de terceros.

Para los elementos críticos y situaciones críticas, tener en cuenta lo siguiente:

- ✓ **Riesgo:** Está determinado por la probabilidad de ocurrencia y magnitud de la contingencia.
- ✓ **Probabilidad de ocurrencia:** Esta podrá ser baja, media y alta.
- ✓ **Magnitud de la Contingencia:** Esta podrá ser ligeramente dañina, dañina y extremadamente dañina.

Deberá identificarse los riesgos operacionales y no operacionales a los cuales están expuestos los componentes del sistema de Generación Térmica.

- a. En relación a los riesgos operacionales, se identificarán y precisarán los elementos críticos que se verán afectados, debiendo proporcionarse la información requerida en el cuadro N° 2:

**Cuadro N° 2
Riesgos Operacionales**

Instalación	Equipo o elemento*	Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud	Tiempo de restricción de operación (h)	Consecuencias
Generación	Estación de Recepción de Combustible					
	Compresor de Aire					
	Sistema de Combustión					
	Turbina a Gas					
	Caldera					
	Turbina a Vapor					
	Sistema de Enfriamiento					
	Condensador/ bomba					
	Transformador de Potencia					
	Seccionadores					
	Interruptor					
	Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC)					
	Puesta a tierra					
	Estructuras y obras civiles					
	Otros					

(*) En esta columna precisar la identificación del elemento crítico.

- b. Sobre los riesgos no operacionales que afectan al sistema de generación térmica, deberá informarse lo siguiente, en el Cuadro N° 3:

**Cuadro N° 3
Riesgos No Operacionales**

Situación	Instalaciones y/o elementos afectados (*)	Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud de la Contingencia	Tiempo de restricción de operación (h)	Consecuencias
Fenómeno del Niño						
Fenómeno de la Niña						
Terremotos						
Huaycos						
Tsunamis						
Condiciones hidrogeológicas						
Condiciones geográficas						
Acción de terceros (**)						
...						

(*) En esta columna precisar la identificación de las instalaciones y/o elementos afectados.

(**) Considera atentados, terrorismos, sabotaje y otros.

3.4 ELEMENTOS CRÍTICOS Y SITUACIONES CRÍTICAS

En base a los resultados del Estudio de Evaluación de Riesgos la empresa procederá a lo siguiente:

- a. Identificar los elementos críticos de toda la Central Térmica y las situaciones críticas que puedan producir interrupciones del suministro de energía. Los elementos críticos asociados a cada contingencia servirán para definir los Planes de Acción que se incluirán en el PCO.

Luego del análisis anterior se deberá llenar el siguiente cuadro:

Cuadro N° 4.A
Elementos Críticos del Sistema de Generación Térmica

Ítem	Elemento Crítico	Causas de la Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud de la Contingencia	Duración estimada (h)
1					
2					
3					
4					
...					
...					

- b. En la identificación de situaciones críticas, describir con precisión la situación crítica, causa, probabilidad de ocurrencia, magnitud de la contingencia y duración.

Luego del análisis anterior se deberá llenar el siguiente cuadro:

Cuadro N° 4.B
Situaciones Críticas del Sistema de Generación Térmica

Ítem	Situación Crítica	Causas de la Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud de la Contingencia	Duración estimada (h)
1					
2					
3					
4					
...					
...					

3.5 PLAN DE ACCIÓN PARA RECUPERAR EL SERVICIO

Definidos los elementos críticos y las situaciones críticas se elaborarán los Planes de Acción detallados para cada uno de ellos.

- a. Para cada elemento crítico deberá considerarse el siguiente detalle en el Plan de Acción:

Cuadro N° 5.A
Plan de Acción de Elementos Críticos

Elemento Crítico	
Causa	
Secuencia	Descripción del Plan de Acción para recuperar el servicio
1	
2	
3	
4	
...	
...	

- b. Para cada situación crítica deberá considerarse el siguiente detalle en el Plan de Acción:

Cuadro N° 5.B
Plan de Acción de Situaciones Críticas

Situación Crítica	
Causa	
Secuencia	Descripción del Plan de Acción para recuperar el servicio
1	
2	
3	
4	
...	
...	

A manera de recomendación la empresa podrá considerar en sus Planes de Acción para la recuperación del servicio lo siguiente:

- Recuperación provisional de la capacidad de generación con una calidad aceptable.

Dependiendo de la naturaleza de la contingencia se deberán establecer procedimientos para:

- ✓ Describir brevemente el procedimiento para recuperar provisionalmente la mayor capacidad de generación eléctrica. (Metodología de restablecimiento del servicio y listar las prioridades para el restablecimiento del servicio).
- ✓ Describir brevemente la estimación de daños y trabajos necesarios para el restablecimiento del servicio.
- ✓ Determinar el tiempo de la actividad de recuperación provisional de la capacidad de generación;
- ✓ La formación de brigadas de trabajo y asignación de responsabilidades;
- ✓ Determinar la ubicación de equipos, repuestos y materiales de reserva para contingencias;
- ✓ Describir el traslado de equipos, repuestos y materiales de reserva para contingencias;
- ✓ Efectuar conexiones bypass si la falla fuese entre el transformador elevador de la misma central y la subestación de transmisión, si no estuviese declarado en transmisión;
- ✓ Efectuar conexiones directas (puentes-bypass) variando las configuraciones en las subestaciones;
- ✓ Las pruebas y puesta en servicio de la instalación provisional;

Coordinar con la empresa de distribución correspondiente la puesta en operación de grupos de generación de emergencia y/o subestaciones de emergencia para las localidades a ser afectadas en función al tiempo de la actividad provisional;

- Recuperación plena de la capacidad de generación con una calidad aceptable (a su estado normal de la instalación afectada).

Dependiendo de la naturaleza de la contingencia se deberán establecer procedimientos para:

- ✓ Definir tiempo de la normalización de la instalación afectado por la contingencia luego de los trabajos provisionales o directamente si a sí lo definen las empresas;
- ✓ Formación de brigadas de trabajo y asignación de responsabilidades;
- ✓ Traslado de equipos, repuesto y materiales de reserva para contingencias;
- ✓ Efectuar instalación de equipos de reemplazo y/o la ejecución de obras de reparación;
- ✓ Pruebas en blanco;
- ✓ Desconexión de las instalaciones provisionales;
- ✓ Las pruebas de energización y puesta en servicio de la instalación después de la restauración a su condición normal;
- ✓ Desmontaje de las instalaciones provisionales.

Coordinar con la empresa de distribución el retiro del servicio de los grupos de generación de emergencia y/o subestaciones de emergencia instaladas para la recuperación provisional del suministro eléctrico en las localidades afectadas.

3.6 Administración del Plan de Contingencias Operativo

- a. Para la ejecución del PCO, diseñar una organización específica que estará en función:
 - Antes;
 - Durante, y;
 - Post contingencia.
- b. Asimismo, diseñará un procedimiento para Declarar la Situación de Contingencia.

En el Anexo N° 2.1 del procedimiento se muestra, de manera referencial, una organización básica recomendada para afrontar contingencias y los procedimientos correspondientes. Cada empresa adaptará la organización y los procedimientos a sus propias necesidades.

ANEXO N° 1.6

LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE LOS PLANES DE CONTINGENCIAS OPERATIVOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

1. OBJETIVO DEL PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO

El objetivo general es prever la reacción oportuna y adecuada ante contingencias imprevistas que provoquen interrupciones, con el fin de garantizar la continuidad del servicio eléctrico.

El Plan de Contingencia Operativo (PCO) tendrá además los siguientes objetivos específicos:

- a. Garantizar la continuidad de las operaciones de todos los elementos que forman parte del sistema, especialmente de aquellos que luego de evaluados resulten críticos.
- b. Definir acciones y desarrollar los procedimientos a ejecutar en caso de fallas de cualquiera de los elementos que forman parte del sistema, considerando seguridad y efectividad en las intervenciones. Las acciones a realizar deben

planearse previamente a los hechos para su efectividad. Las decisiones se deben tomar rápidamente durante el período de recuperación del servicio.

- c. Conducir a un sistema efectivo y eficiente de restablecimiento y preservación del servicio, para la protección de la vida, la propiedad y el medio ambiente; así como a disminuir el riesgo del sistema.
- d. Definir los criterios y desarrollar los procedimientos para que los responsables de esta actividad utilicen los recursos humanos y materiales en forma ordenada, reduciendo al mínimo los efectos adversos.
- e. Estar orientado para cumplir las funciones básicas siguientes:
 - Garantizar la continuidad del sistema eléctrico priorizando la salud y la seguridad de la población y del personal técnico en la zona geográfica afectada;
 - Organizar la empresa para administrar las situaciones de contingencias;
 - Diseñar un plan de comunicaciones para brindar rápidamente información: a las empresas de distribución, medios de comunicación, OSINERGMIN, MINEM, Defensa Civil, Policía, Bomberos, Hospitales, otras autoridades y a su propio personal;
 - Posibilitar el suministro eléctrico a un nivel aceptable de calidad en el menor tiempo posible.
 - Minimizar los tiempos de reposición del servicio normal;
 - Evitar la repetición de contingencias similares.

2. ALCANCES DEL PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO

El PCO de los sistemas de distribución eléctrica abarcará las líneas primarias y redes primarias, las instalaciones de transformación de distribución y todo el equipamiento de corte y seccionamiento, los sistemas de medición, protección y control de los equipos indicados.

La elaboración del PCO debe contemplar los eventos que pueden dar lugar a interrupciones del suministro eléctrico por **Fenómeno del Niño, Fenómeno de la Niña, Terremotos, Huaycos, Tsunamis, Inundaciones, Tormentas, Accidentes, Incendios, Sabotajes, Conflictos laborales, Fallas propias en el Sistema, con pérdida parcial o total del suministro.**

Para estos casos, la concesionaria debe contar por lo menos con un plan general que le permita afrontar o mitigar en alguna medida tales eventualidades de desastres naturales. Estas Obligaciones se encuentran establecidas en la Ley N° 29664 del Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres (SINAGERD). Dicha información deberá insertarse en los respectivos PCO's.

3. LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE LOS PLANES DE CONTINGENCIAS OPERATIVOS

El PCO consta de estrategias planificadas con una serie de procedimientos que facilitan y orientan a determinar una solución alternativa, que permita restituir rápidamente el suministro eléctrico, ante la eventualidad de una interrupción parcial o total.

El PCO deberá ser viable y adaptado a la realidad de cada empresa; su elaboración deberá enmarcarse dentro de los lineamientos especificados en el presente documento y deberán incluir las siguientes etapas:

3.1 DIAGNÓSTICO GENERAL DEL SISTEMA

Para identificar los elementos críticos y situaciones críticas y determinar las contingencias más probables, debe realizarse una evaluación detallada de las actuales condiciones del sistema y subestaciones de distribución asociadas:

a. Descripción del Área Geográfica y Sistema de Distribución

- a.1 Describir las áreas geográficas del sistema donde se prevé ocurran las contingencias, detallando las características electromecánicas de las instalaciones involucradas, la longitud y la capacidad de las líneas y redes primarias, las subestaciones de distribución, clasificadas por nivel de tensión, indicando la fecha de puesta en servicio.
- a.2 Adjuntar el diagrama unifilar de los componentes aludidos en el literal a.1.

b. Programas de Mantenimiento

Tiene por objetivo verificar el grado de cumplimiento de los programas de mantenimiento, considerando los elementos críticos, y detectar las faltas u omisiones en el mantenimiento que puedan generar una contingencia. Para ello la empresa deberá:

- b.1 Describir los tipos de mantenimiento que llevan a cabo (preventivo, predictivo, correctivo, etc.).
- b.2 Proporcionar los programas de mantenimiento ejecutados, en el último año, en ellos deberá figurar, en lo que corresponda, lo siguiente:
 - El reemplazo de elementos dañados (tramos de conductor, aisladores, ferreterías, estructuras, etc.).
 - Inspecciones del estado de las estructuras de soporte.
 - Inspección de cimentaciones de las estructuras de soporte.
 - Pruebas eléctricas de los transformadores de potencia y sistemas de regulación.
 - Pruebas físico químicas del aceite dieléctrico de los transformadores de potencia.
 - Inspección y verificación del estado operativo de los sistemas de puesta a tierra.
 - Inspecciones, reparaciones y/o cambios de interruptores, seccionadores, transformadores de medición, transformadores de protección, pararrayos.
 - Inspección, reparación y/o cambio de banco de condensadores, compensadores estáticos de potencia reactiva, etc.
- b.3 Proporcionar los nombres de las empresas con las que se han firmado contratos (temporales y permanentes) para el mantenimiento de los equipos y descripción detallada, por equipo, de los trabajos a realizar.

c. Análisis de fallas en el sistema

Para la elaboración del PCO se deberá efectuar un análisis de las principales fallas ocurridas en los últimos tres años.

La información a presentar contempla la descripción de las principales fallas ocurridas en los últimos tres años, las interrupciones se referirán aquellas que afecten al 5% o más de la carga normalmente abastecida o de los usuarios del sistema eléctrico.

En el análisis se determinará la secuencia de eventos que produjeron la falla, se evaluarán las causas, se revisarán las medidas correctivas que se optaron; se identificarán las dificultades que se presentaron y los tiempos que se emplearon para reponer el servicio.

Todo ello con la finalidad de subsanar las deficiencias y evitar la repetición de situaciones de contingencias.

Para mayor precisión deberá proporcionarse en forma detallada la información requerida en el cuadro N° 1 (en la descripción de la falla podrá utilizarse las abreviaturas señaladas en el Anexo N° 2.2 del procedimiento):

Cuadro N° 1
Información de Principales Fallas ocurridas en los últimos tres años

Item	Descripción de la Falla	Fecha y hora (*)		Tiempo en reponer el servicio (horas)	Causa de la Falla	Acciones (medidas correctivas)	Dificultades presentadas
		Inicio	Fin				
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
...							
...							

(*) En "Inicio" consignar la fecha y hora de inicio de la falla
En "Fin" consignar la fecha y hora de reposición del servicio

d. Estudio de Flujo de Carga

Se efectuará con el fin de detectar el incumplimiento real o potencial de límites operativos y determinar componentes del sistema (líneas y redes primarias, transformadores de distribución, interruptores – cut – out - recloser, etc.), sobrecargados; y analizar si se convierten en elementos críticos que puedan provocar contingencias.

Para mayor precisión deberá proporcionarse la siguiente información:

- d.1 Datos de la oferta y la demanda, utilizados.
- d.2 El estudio de flujo de carga, a partir del cual debe hacerse un breve comentario sobre el estado de los componentes (líneas de transmisión, transformadores de potencia, interruptores, etc.), observando si se ha detectado un incumplimiento real o potencial de los límites operativos de los equipos.
- d.3 Relación de componentes del sistema que han sido observados por estar fuera de sus límites operativos y

señalar si se convierten en elementos críticos.

- d.4 Los diagramas de flujo de potencia, resaltando los puntos críticos en colores e indicando los valores de las magnitudes calculadas.

3.2 INFRAESTRUCTURA Y RECURSOS PARA ATENDER CONTINGENCIAS

La información requerida sobre la infraestructura para atender contingencias, comprenderá lo siguiente:

a. Equipos y Repuestos de Reserva

Se presentará el inventario de los repuestos principales que se podrán utilizar cuando se produzca una contingencia, así como su ubicación física.

Para mayores precisiones, en los casos que corresponda, las concesionarias informarán sobre lo descrito a continuación:

- a.1 Inventario de repuestos para componentes principales de línea y red primaria: conductores, cables de guarda, postes, perfiles, elementos de soporte, aisladores, estructuras provisionales (postes de fibra vidrio, estructuras de aluminio aligerado o similares y aisladores fibra vidrio para bypass);
- a.2 Inventario de repuestos para componentes: transformadores de distribución MT/BT o MT/MT, transformadores de medición, pararrayos, aceite dieléctrico, cambiadores de taps;
- a.3 Relación de herramientas especiales para realizar los mantenimientos.
- a.4 Procedimiento para reponer (luego de su uso) los repuestos y componentes.
- a.5 Ubicación estratégica de los repuestos.
- a.6 Facilidades o dificultades para el traslado de repuestos y herramientas al punto de contingencia.

b. Capacidad Operativa de los Grupos Humanos

- b.1 Organización del personal técnico disponible que posee la empresa para atender la contingencia: ingenieros, técnicos electricistas, técnicos mecánicos.
- b.2 Relación del personal capacitado para atender las contingencias operativas; indicar su especialidad, experiencia y ubicación física.
- b.3 Facilidades existentes para la protección del personal de la empresa (dotación de equipos de protección personal, pólizas vigentes de seguros contra accidentes y otros).

c. Sistema Logístico

- c.1 Diagrama de flujo del procedimiento a seguir para la adquisición de equipos, repuestos y materiales.
- c.2 Unidades propias de transporte de personal y carga con las que cuenta la empresa o de las que dispone a

través de contratos con empresas de servicios.

- c.3 Principales vías de acceso rápido a las líneas, subestaciones y mencionar si existen puntos de difícil acceso para el caso de las líneas de distribución.
- c.4 Restricciones en las vías de acceso, puentes y túneles, para el transporte de equipos, repuestos y maquinarias, durante una contingencia.
- c.5 La existencia de vías alternas.
- c.6 Los medios de comunicación con los que cuenta la empresa para ser usados durante una contingencia.
- c.7 Acuerdos o convenios con otras empresas del sector eléctrico que cuentan con equipos, repuestos y maquinarias similares de reserva y otras facilidades que pudieran ser solicitadas como apoyo en caso de contingencias.

3.3 EVALUACIÓN DE RIESGOS

La evaluación de riesgos tiene como objetivo principal identificar los elementos y situaciones críticas que puedan producir contingencias, afectando las condiciones, de seguridad del servicio; para ello, se deberán tener en cuenta las causas de las interrupciones, que pueden ser climáticos (desastres naturales), humanos, operativos, etc.

Para este fin la empresa deberá elaborar un Estudio Evaluación de Riesgos, en base a la experiencia, las opiniones del personal técnico, los métodos de observación directa, técnicas basadas en la investigación, medición de la magnitud, análisis de datos históricos de las variables climatológicas, hidrológicas, geológicas y sísmicas.

La evaluación de riesgos (identificación de elementos y situaciones críticas) deberá considerar los siguientes elementos o aspectos:

- Los conductores de la línea y cables de guarda: existencia de obstáculos, vientos, hielo, medio ambiente, etc.;
- Las estructuras de soporte: corrosión de elementos metálicos, ataque microbiológicos a estructuras de madera, estado de retenidas y anclajes;
- Los equipos de maniobra y seccionamiento, sistemas de protección, equipos de transformación y regulación en las subestaciones;
- Las condiciones geográficas de la ubicación de las subestaciones de distribución y donde atraviesan las líneas y redes primarias, y;
- Desastres naturales y actos de terceros.

Para los elementos críticos y situaciones críticas, tener en cuenta lo siguiente:

- ✓ **Riesgo:** Está determinado por la probabilidad de ocurrencia y magnitud de la contingencia.
- ✓ **Probabilidad de ocurrencia:** Esta podrá ser baja, media y alta.
- ✓ **Magnitud de la Contingencia:** Esta podrá ser ligeramente dañina, dañina y extremadamente dañina.

Deberá identificarse los riesgos operacionales y no operacionales a los cuales están expuestos los componentes del sistema.

- a. En relación a los riesgos operacionales, se identificarán y precisarán los elementos críticos que se verán afectados, debiendo proporcionarse la información requerida en el cuadro N° 2:

Cuadro N° 2
Riesgos Operacionales

Instalación	Equipo o elemento*	Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud	Tiempo de restricción de operación (h)	Consecuencias
Subestaciones de Distribución	Transformadores					
	Conductores Eléctricos					
	Equipos de Protección					
	Seccionadores					
	Interruptor/ Recloser					
	Puesta a tierra					
	Estructuras y obras civiles					
	Otros					
Líneas de y Redes Primarias	Estructuras					
	obras civiles					
	Puesta a tierra					
	Otros					

(*) En esta columna precisar la identificación del elemento crítico.

- b. Sobre los riesgos no operacionales que afectan al sistema, deberá informarse lo siguiente, en el Cuadro N° 3:

Cuadro N° 3
Riesgos No Operacionales

Situación	Instalaciones y/o elementos afectados (*)	Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud de la Contingencia	Tiempo de restricción de operación (h)	Consecuencias
Fenómeno del Niño						
Fenómeno de la Niña						
Terremotos						
Huaycos						
Tsunamis						
Condiciones hidrogeológicas						
Condiciones geográficas						
Acción de terceros (**)						
...						

(*) En esta columna precisar la identificación de las instalaciones y/o elementos afectados.

(**) Considera atentados, terrorismos, sabotaje y otros.

3.4 ELEMENTOS CRÍTICOS Y SITUACIONES CRÍTICAS

En base a los resultados del Estudio de Evaluación de Riesgos la empresa procederá a lo siguiente:

- a. Identificar los elementos críticos (en líneas y redes primarias, subestaciones, de distribución, equipos de maniobra, etc.) y las situaciones críticas que puedan producir interrupciones del suministro de energía. Los elementos críticos asociados a cada contingencia servirán para definir

los Planes de Acción que se incluirán en el PCO.

Luego del análisis anterior se deberá llenar el siguiente cuadro:

Cuadro N° 4.A
Elementos Críticos del Sistema de Distribución

Ítem	Elemento Crítico	Causas de la Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud de la Contingencia	Duración estimada (h)
1					
2					
3					
4					
5					
...					
...					

- b. En la identificación de situaciones críticas, describir con precisión la situación crítica, causa, probabilidad de ocurrencia, magnitud de la contingencia y duración.

Luego del análisis anterior se deberá llenar el siguiente cuadro:

Cuadro N° 4.B
Situaciones Críticas del Sistema de Distribución

Ítem	Situación Crítica	Causas de la Contingencia	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud de la Contingencia	Duración estimada (h)
1					
2					
3					
4					
5					
...					
...					

3.5 PLAN DE ACCIÓN PARA RECUPERAR EL SERVICIO

Definidos los elementos críticos y las situaciones críticas se elaborarán los Planes de Acción detallados para cada uno de ellos.

- a. Para cada elemento crítico deberá considerarse el siguiente detalle en el Plan de Acción:

Cuadro N° 5.A
Plan de Acción de Elementos críticos

Elemento Crítico	
Causa	
Secuencia	Descripción del Plan de Acción para recuperar el servicio
1	
2	
3	
4	
5	
..	
...	

- b. Para cada situación crítica deberá considerarse el siguiente detalle en el Plan de Acción:

Cuadro Nº 5.B
Plan de Acción de Situaciones Críticas

Situación Crítica	
Causa	
Secuencia	Descripción del Plan de Acción para recuperar el servicio
1	
2	
3	
4	
5	
..	
..	

A manera de recomendación la empresa podrá considerar en sus Planes de Acción para la recuperación del servicio lo siguiente:

- Recuperación provisional de la capacidad de distribución en líneas y redes primarias, transformadores de distribución con una calidad aceptable.

Dependiendo de la naturaleza de la contingencia se deberán establecer procedimientos para:

- ✓ Describir brevemente el procedimiento para recuperar provisionalmente la mayor capacidad de transmisión eléctrica. (Metodología de restablecimiento del servicio y listar las prioridades para el restablecimiento del servicio).
- ✓ Describir brevemente la estimación de daños y trabajos necesarios para el restablecimiento el servicio.
- ✓ Determinar el tiempo de la actividad de recuperación provisional de la capacidad de distribución;
- ✓ La formación de brigadas de trabajo y asignación de responsabilidades;
- ✓ Determinar la ubicación de equipos, repuestos y materiales de reserva para contingencias;
- ✓ Describir el traslado de equipos, repuestos y materiales de reserva para contingencias;
- ✓ Efectuar conexiones directas (puentes-bypass) variando las configuraciones en las subestaciones;
- ✓ Las pruebas y puesta en servicio de la instalación provisional.

Coordinar la puesta en operación de grupos de generación de emergencia y/o subestaciones de emergencia para las localidades a ser afectadas en función al tiempo de la actividad provisional;

- Recuperación plena de la capacidad de distribución en líneas y transformación con una calidad aceptable (a su estado normal de la instalación afectada).

Dependiendo de la naturaleza de la contingencia se deberán establecer procedimientos para:

- ✓ Definir el tiempo de la normalización de la instalación afectado por la contingencia luego de los trabajos provisionales o directamente si así lo definen las empresas;

- ✓ La formación de brigadas de trabajo y asignación de responsabilidades;
- ✓ El traslado de equipos, repuestos y materiales de reserva para contingencias;
- ✓ Efectuar la instalación de equipos de reemplazo y/o la ejecución de obras de reparación;
- ✓ Pruebas en blanco;
- ✓ Desconexión de las instalaciones provisionales;
- ✓ Las pruebas de energización y puesta en servicio de la instalación después de la restauración a su condición normal;
- ✓ Desmontaje de las instalaciones provisionales.

3.6 ADMINISTRACIÓN DEL PLAN DE CONTINGENCIAS OPERATIVO

- a. Para la ejecución del PCO, diseñar una organización específica que estará en función:
 - Antes;
 - Durante, y;
 - Post contingencia.
- b. Asimismo, diseñará un procedimiento para Declarar la Situación de Contingencia.

En el Anexo Nº 2.1 del procedimiento se muestra, de manera referencial, una organización básica recomendada para afrontar contingencias y los procedimientos correspondientes. Cada empresa adaptará la organización y los procedimientos a sus propias necesidades.

ANEXO Nº 2

ANEXO Nº 2.1 ADMINISTRACIÓN DEL PLAN DE CONTINGENCIAS OPERATIVO.

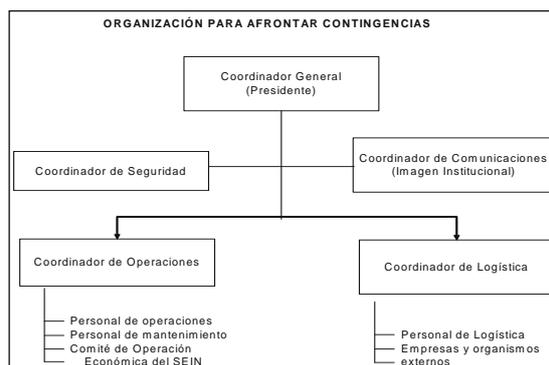
ANEXO Nº 2.2 SIGNIFICADO DE ABREVIATURAS

ANEXO Nº 2.1

Administración del Plan de Contingencia Operativo

1. ORGANIZACIÓN PARA AFRONTAR CONTINGENCIAS

La organización para afrontar contingencias estará conformada por lo menos de cinco (5) personas, cada una de ellas deberá pertenecer al más alto nivel de la empresa en el área correspondiente. El siguiente es el organigrama mínimo sugerido para afrontar contingencias:



De manera referencial, los roles y funciones de cada uno de los miembros se describen a continuación. Cada empresa adaptará estas funciones a las particularidades propias de su organización pudiendo ampliarla si la magnitud y/o la amplitud geográfica de sus instalaciones así lo ameriten.

a. Coordinador General

Dirige todas las actividades hasta superar la contingencia. Se recomienda que este cargo sea ejercido por el Gerente General o por la persona de mayor rango ejecutivo de la empresa.

b. Coordinador de Comunicaciones

Apoya al Coordinador General en las comunicaciones al interior y exterior de la empresa. Al interior, se enlaza con los canales de comunicaciones normales. Para las comunicaciones externas, representa a la empresa ante las entidades públicas y privadas.

c. Coordinador de Seguridad

Preserva la seguridad del personal que interviene en la ejecución del Plan de Contingencias, supervisando el cumplimiento de las normas de seguridad, así como del entorno al lugar de las operaciones.

d. Coordinador de Operaciones

Actúa directamente en línea con el Coordinador General y ejecuta todas las acciones que sean necesarias para superar la contingencia y que se tengan que realizar sobre el sistema eléctrico siguiendo las indicaciones del Plan de Acción. Tendrá a su mando toda el área de operaciones y mantenimiento que normalmente la empresa utiliza y coordinará con el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) las operaciones relacionadas con la solución de la contingencia.

e. Coordinador de Logística

Dirige el área de logística de la empresa en las acciones que se realicen para superar la contingencia y de coordinar la participación de otras empresas u organismos externos cuando la magnitud de la contingencia haga necesario buscar apoyo fuera de la empresa.

f. Contactos

Debe registrarse en un cuadro los números telefónicos de contacto de los integrantes de dicha organización según el siguiente formato:

Nombre	Cargo	Telefónico fijo	Celular	RPM

2. DECLARACIÓN DE LA SITUACIÓN DE CONTINGENCIA Y PUESTA EN EJECUCIÓN DEL PLAN DE ACCIONES

Normalmente, una ocurrencia de falta de suministro en el sistema eléctrico es comunicada al centro de control por agentes internos o externos de la empresa, cualquiera de estas ocurrencias es

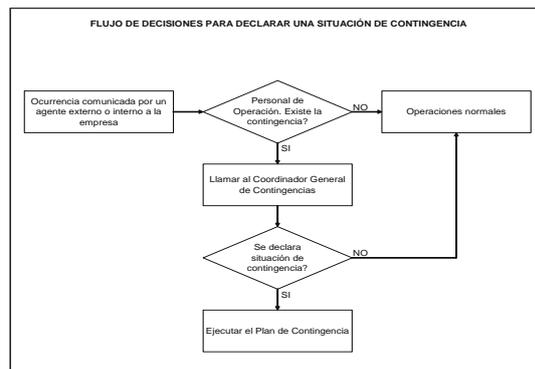
potencialmente una contingencia y es el personal de operación normal el que en cada caso decidirá si para superar el problema es necesario el concurso del Coordinador General de contingencias o si la organización normal de la empresa será suficiente.

El Coordinador General analizará la situación y declarará la situación de contingencia si la ocurrencia de falta de suministro cumple simultáneamente con las siguientes condiciones:

- Que exista una real o potencial falta de suministro.
- Que la falta de suministro afecte a un importante número de usuarios o carga servida en el área de concesión.

Una vez declarada la situación de contingencia, el Coordinador General convocará a los miembros de su organización con quienes pondrá en marcha el Plan de Acciones, siguiendo las indicaciones del Manual de Procedimientos para afrontar contingencias, hasta restablecer las condiciones normales del servicio.

A continuación se muestra el diagrama de flujo de las decisiones que llevan a una declaración de situación de contingencia:



3. NOTIFICACIÓN A OSINERGMIN

Dentro de las dos (2) horas después de haber sido declarada una contingencia operativa, según el procedimiento indicado anteriormente, el funcionario designado por la empresa, comunicará telefónicamente el caso a la Gerencia de Fiscalización Eléctrica del OSINERGMIN.

Los teléfonos disponibles son:

- Central telefónica: 219-3400 Anexo 1412 en horas laborables.
- Call Center: 219-3410 / 219-3411.

Producida una contingencia la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN dispondrá las siguientes acciones:

- Verificar la aplicación de los Planes Acción de los PCO.
- Verificar los daños ocasionados por la ocurrencia de la contingencia operativa.

4. SUPERVISIÓN DE LOS PLANES DE CONTINGENCIAS OPERATIVOS

El PCO de cada empresa se presentará a OSINERGMIN, Organismo que a través de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica se encargará de supervisar su oportuna y correcta elaboración, así como su correspondiente ejecución.

Para ello, OSINERGMIN identificará la contingencia en su sistema SCADA; a continuación se verificará en el Sistema de Supervisión de Planes de Contingencia Operativo (SISUPLAC) si dicha falla fue declarada

en el PCO de la respectiva empresa; de ser así, se efectuará el seguimiento del Plan de Acción registrado, para ello se coordinará directamente con el coordinador de la empresa sobre las acciones que se vayan ejecutando, hasta que la contingencia haya sido superada.

ANEXO Nº 2.2

SIGNIFICADO DE ABREVIATURAS

EXT	Terceros.
FNA	Fenómeno natural.
FHU	Falla humana (de operación).
FEQ-M	Falla de equipo predominantemente por inadecuado mantenimiento (planificación, procedimientos).
FEQ-D	Falla por causal predominante de inadecuado diseño o fabricación del equipo o sus componentes.
FEQ-C	Falla de equipo por causal predominante de corrosión, desgaste o fatiga del material de componentes no reemplazables (bobinado, carcasa, eje, etc.) asociado al desgaste por uso del equipo al cumplir su ciclo.
FEP-M	Falla de equipo de protección por inadecuado mantenimiento (planificación, procedimientos).
FEP-D	Falla de equipo de protección por inadecuado diseño o fabricación del equipo o sus componentes.
FEP-C	Falla de equipo de protección por corrosión, desgaste o fatiga del material de componentes no reemplazables (bobinado, carcasa, eje, etc.) asociado al desgaste por uso del equipo al cumplir su ciclo.
FAB	Falla por desabastecimiento de agua, combustibles por causas de sus proveedores.
RC	Rechazo de carga.
FAT	Falla por atentados.
FNI	Fallas no consideradas en los grupos anteriores o no identificados.
R1,..N	Nº de veces que la falla se repite en la misma ubicación y la misma causa primaria (Recurrencia).

PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN DE LOS PLANES DE CONTINGENCIAS OPERATIVOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO

EXPOSICION DE MOTIVOS

OSINERGMIN ha detectado que las empresas eléctricas no están preparadas ante contingencias que afecten la continuidad del sistema eléctrico, dado que en muchos casos no cuentan con un Plan de Contingencias adecuado para estas situaciones. Esta situación le resta confiabilidad al SEIN, atentando contra la calidad de servicio eléctrico que reciben los usuarios eléctricos.

En ese sentido, este organismo ha considerado necesario aprobar un procedimiento de supervisión que permita verificar la implementación de los Planes de Contingencias Operativos por parte de los integrantes del SEIN, en uso de su Facultad Normativa establecida en el inciso c) del artículo 3º de la Ley Nº 27332 – Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, como el artículo 3º de la Ley Nº 27699 – Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERGMIN.

Este procedimiento es concordante con lo establecido por el artículo 64º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el cual señala que los concesionarios y los titulares de autorizaciones están obligados a garantizar la calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico, cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en

la norma técnica correspondiente. Asimismo, la Ley Nº 26734, Ley del Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería, en su artículo 101º, Inciso b), señala que es materia de fiscalización los aspectos que se relacionen con la prestación del Servicio Público de Electricidad.

Finalmente, con este procedimiento se logrará supervisar y fiscalizar que los concesionarios, los titulares de autorizaciones cuenten con un Plan de Contingencia Operativo que garantice la calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico.

A continuación se cita los comentarios y propuestas de las empresas, seguido del análisis realizado por OSINERGMIN:

1. Observaciones presentadas por ENERSUR

1.1 Observación Nº 1

Numeral 4

Observación:

Consideramos que en la definición de “Sistema Eléctrico Aislado” se debe incluir el sistema de transmisión y distribución asociado.

Comentario OSINERGMIN

En el numeral 4 “Definiciones” se incluirá lo solicitado quedando redactado de la siguiente manera:

Sistema Eléctrico Aislado “Comprende a todos los componentes de las centrales de generación eléctrica aislada, así como los sistemas de transmisión y distribución asociados”

Por lo expuesto, se da por admitida la propuesta de la Empresa.

1.2 Observación Nº 2

Numeral 4

Definición de “elemento crítico” y “situación crítica

Observación:

Al respecto, si tomamos en cuenta la actual definición contemplada en el Proyecto, se podría interpretar que el desperfecto de cada elemento que forma parte de los equipos del sistema eléctrico, podría producir una contingencia, por consiguiente tendríamos varios elementos críticos y situaciones críticas, lo que ameritaría efectuar un gran número de planes de acción.

Así, en vista que la definición de “elemento crítico” y “situación crítica”, es esencial para determinar el cumplimiento del indicador de gestión LIN, consideramos que OSINERGMIN deberá precisar con mayor detalle cuando nos encontramos dentro de los alcances de cada una de dichas definiciones, a efectos de no incurrir en la necesidad de hacer tantos planes de acción como elementos puede tener el sistema o contingencias que puedan derivarse del mismo. Lo que resultaría una carga excesiva para las empresas a ser fiscalizadas.

Comentario OSINERGMIN

Los elementos críticos que se identificarán en los PCO se refieren a los componentes del sistema que por su importancia y alta probabilidad de falla afecten el suministro eléctrico. Queda a criterio de cada empresa, en base a su Estudio de Riesgos” determinar los correspondientes elementos críticos y situaciones críticas de su sistema.

Aclarado.

1.3 Observación Nº 3

Según el numeral 5.4

5.4 Los indicadores de gestión que reflejen los resultados de la supervisión se determinarán por periodos anuales; su oportunidad será cuando se requiera, y las acciones de supervisión, de acuerdo al Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas y Mineras de OSINERGMIN, podrán realizarse inopinadamente.

Observación:

En vista que el incumplimiento de los indicadores constituye una infracción pasible de sanción, consideramos que se debe precisar la oportunidad en la que los mismos serán fijados, indicando el inicio y el fin del periodo anual, así como que deberán ser debidamente comunicados a las empresas a ser fiscalizadas, señalando el plazo por el cual estarán vigentes.

Comentario OSINERGMIN

En este numeral se considerarán periodos bianuales de supervisión, a excepción del indicador sobre la evaluación del PCO, que será evaluado cada vez que se produzca una contingencia (EPC).

El inicio y fin del período bianual será el 1 de enero del Año I y el 31 de diciembre del Año II. La oportunidad en que se fijarán los indicadores estará sujeta a la programación que oportunamente establezca OSINERGMIN.

Lo expuesto precisa y aclara el contenido del numeral 5.4.

1.4 Observación Nº 4

En el literal a) del numeral 6.1 se indica lo siguiente:

6.1 Aspectos generales para la presentación de los PCO's

a) La empresa deberá proporcionar a OSINERGMIN los PCO's de acuerdo a la periodicidad que se indica a continuación:

- Cada año, para Sistemas de Transmisión Eléctrica.
- Cada dos años, Sistemas de Generación y Distribución Eléctrica.

Observación:

Consideramos que el Proyecto debe indicar cómo deberán proceder las empresas, de ser el caso incorporen o retiren equipos a su sistema de transmisión, generación o distribución. Sugerimos que se realicen en la presentación del siguiente PCO.

Comentario OSINERGMIN

Se ha incluido en la Primera Disposición Complementaria lo siguiente:

Cuando se modifique la topología del Sistema de Transmisión y aspectos importantes de los Sistemas de Generación, Distribución y Sistemas Eléctricos Aislados, la Empresa deberá presentar el correspondiente PCO complementario por estas modificaciones, PCO que deberá presentarse a OSINERGMIN

en un plazo máximo de noventa (90) días de producida tal modificación.

Precisado y Aclarado.

1.5 Observación Nº 5

Numeral 7

Observación:

Consideramos que en vista que el incumplimiento de los indicadores será pasible de sanción por parte de OSINERGMIN, se debe indicar de forma expresa cual será el porcentaje mínimo necesario que se requerirá para considerar que se ha cumplido con cada indicador.

Asimismo considerando que existe un proceso de recopilación de información y adecuación a este nuevo procedimiento, sugerimos que el primer periodo anual, no esté sujeto a sanción, esto con el fin de que las empresas puedan implementar las correcciones y observaciones presentadas por Osinergmin en el primer periodo.

Se solicita también indicar los criterios que se tomaron en cuenta para determinar el peso de cada una de las actividades comprendidas dentro de los indicadores LIN y EPC.

Comentario OSINERGMIN

La sanción por el incumplimiento de los indicadores se precisará en una nueva escala de multas y sanciones que emitirá OSINERGMIN.

En el PCO que se presentará este año se evaluarán los indicadores y de existir incumplimiento de los mismos, no se aplicarán sanciones; tales incumplimientos serán puestos en conocimiento de la concesionaria, la cual deberá subsanar los incumplimientos en un plazo de treinta (30) días. De persistir el incumplimiento se aplicarán las multas y sanciones correspondientes.

Los criterios utilizados para determinar los pesos de las actividades en los indicadores han tomado en cuenta los resultados de los procesos de evaluación de los PCO efectuados por OSINERGMIN en los últimos años.

Aclarado.

1.6 Observación Nº 6

Numeral 7.1

En el numeral 7.1 "Elaboración de los PCO's de acuerdo a los Lineamientos (LIN)" Actividad 10 y 11, se menciona lo siguiente:

(...)

"Identificar y presentar de acuerdo a lo especificado en el numeral 3.4 del Lineamiento, lo siguiente:

10. Elementos Críticos
11. Situaciones Críticas (...)"

Observación:

Reiteramos nuestro comentario formulado en el numeral 2, precedente.

Comentario OSINERGMIN

Los elementos críticos que se identificarán en los PCO se refieren a los componentes del sistema que por su importancia y alta probabilidad de falla afecten el suministro eléctrico. Queda a criterio de cada empresa, en base a su Estudio



de Riesgos” determinar los correspondientes elementos críticos y situaciones críticas de su sistema.

Aclarado.

1.7 Observación N° 7

Numeral 7.3

7.3 “Evaluación de la disponibilidad y operatividad de los equipos y repuestos para contingencia”

Observación:

Respecto de este numeral, consideramos que el Proyecto debe contemplar que las pruebas operativas se ejecuten durante los mantenimientos que se programan a las instalaciones a ser supervisadas. Ello a efectos de disminuir la cantidad de interrupciones.

Asimismo, es necesario que se incorpore al Proyecto la definición de “Pruebas operativas”, a efectos de que las empresas sepan con claridad el tipo de pruebas que se requerirán durante la evaluación de la disponibilidad de los equipos.

Comentario OSINERGMIN

Las pruebas a las que se refiere el indicador DIS corresponden a la simple verificación del estado operativo de los repuestos que se encuentran en calidad de reserva.

De ser posible, en algunos casos, se realizarán pruebas operativas y en los demás casos, se verificará la documentación que muestre el estado de los mismos.

Pruebas Operativas se refieren a comprobar que el equipo está en condiciones de entrar en servicio en forma inmediata.

Aclarado.

1.8 Observación N° 8

Numeral 7.4

7.4 “Evaluación de la aplicación del PCO en caso de una contingencia”.

Observación:

En el referido numeral no se menciona si el indicador EPC será evaluado para cada contingencia o para todas las contingencias presentadas durante el periodo de evaluación, el cual también deberá ser definido. Sugerimos que sean para todas las contingencias presentadas en el periodo anual.

Comentario OSINERGMIN

La evaluación del indicador EPC, durante el periodo de supervisión bianual, se efectuará luego de superada cada contingencia.

Aclarado.

1.9 Observación N° 9

Según el numeral 9:

9. Disposiciones Transitorias

Primera.- La información, de acuerdo a lo especificado en el numeral 6.2 del procedimiento, será publicada en el portal del Organismo y entregada, en forma impresa y archivo magnético, mediante Oficio al OSINERGMIN.

Observación:

Al respecto, consideramos que precisar que la información se enviará a OSINERGMIN mediante carta, y no mediante Oficio.

Comentario OSINERGMIN

De acuerdo, en las Disposiciones Transitorias se precisará lo siguiente:

Primera.- La información, de acuerdo a lo especificado en el numeral 6.2 del procedimiento, será publicada en el portal del Organismo y entregada, en forma impresa y archivo magnético (PDF, Word y los cuadros en Excel), mediante comunicación al OSINERGMIN.

Aclarado.

1.10 Observación N° 10

Anexo 1.1, literal a.2) del numeral 3.1

Según el literal a.2) del numeral 3.1 se indica lo siguiente:

a.2 Adjuntar el plano de la ubicación geográfica de los sistemas de transmisión aludidos en el literal a.1 con coordenadas UTM y su respectivo diagrama unifilar.

Observación:

El requerimiento de planos de ubicación geográfica con coordenadas UTM, contemplado en el citado numeral, para el caso de las líneas de transmisión, solo debe ser para las subestaciones asociadas a la línea. Ello toda vez que dicha información para todo el tramo de la línea, no es relevante en la aplicación de los PCO.

Comentario OSINERGMIN

En esta oportunidad se presentará solo el diagrama unifilar.

Admitido parcialmente.

1.11 Observación N° 11

Anexo 1.1, literal c) del numeral 3.1

Observación:

Se debe indicar cómo se procederá en caso de no haberse registrado fallas con las características mencionadas y los criterios para considerar fallas que afectan sólo a Usuarios Libres.

Comentario OSINERGMIN

De no haberse presentado falla no corresponde informar al respecto. En el caso de fallas que afecten sólo a usuarios libres deberá presentarse la información del caso.

Aclarado.

1.12 Observación N° 12

Anexo 1.1, literal d) del numeral 3.1

Observación:

Indicar el horizonte y la fuente de donde se tomarán los escenarios de demanda y la base de datos para el estudio de Flujo de Carga. Al respecto, consideramos que debería utilizarse la base de Datos DigSILENT del PDO para escenarios de Máxima, Media y Mínima Demanda de un día particular.

Comentario OSINERGMIN

Respecto al horizonte se debe tener en cuenta el periodo bianual de supervisión; en relación a la base de datos, estamos de acuerdo con la propuesta.

En el presente se ha considerado el retiro de la exigencia de presentar el estudio de flujo de carga para los sistemas de generación de energía eléctrica.

El Estudio de flujo de carga dentro de los alcances del PCO busca identificar los elementos que resulten críticos del sistema.

Aclarado.

1.13 Observación N° 13

Las observaciones 09, 10, 11 también aplican a los demás anexos contemplados por el Proyecto.

Comentario OSINERGMIN

Efectivamente, se realizarán las adecuaciones en todos los anexos del procedimiento.

Admitido.

1.14 Observación N° 14

Anexo 1.2

Según el literal b.2) del numeral 3.1 se indica lo siguiente:

“(…)

b.2 Proporcionar los programas de mantenimiento ejecutados, en el último año, en ellos deberá figurar como mínimo lo siguiente:

(…)

- Inspecciones del estado de las estructuras bases;
- Inspección de cimentaciones de las estructuras bases;

(…)”

Observación:

Consideramos que se estaría duplicando información, debido a que esta es remitida al Osinergmin en cumplimiento de la Resolución N° 304-2009-OS/CD.

Asimismo, consideramos que el Proyecto debe tomar en cuenta que existen algunas tareas de mantenimiento que no son anuales, que se ejecutan por ejemplo cada 4 o 8 años; por lo que se deberá aclarar cuáles serán los equipos, edificios o construcciones que deben ser inspeccionados en virtud al Proyecto.

Comentario OSINERGMIN

La información solicitada deberá ser proporcionada por la concesionaria de acuerdo a lo indicado en los lineamientos. En lo referente a los mantenimientos, efectivamente, prevalece lo establecido en la Resolución N° 304-2009-OS/CD.

Aclarado

1.15 Observación N° 15

Anexo 1.2

Según el literal a.2) del numeral 3.1 se indica lo siguiente:

(…)

b.3 Proporcionar los nombres de las empresas con las que se han firmado contratos para el mantenimiento de los equipos y descripción detallada, por equipo, de los trabajos a realizar.

Observación:

Al respecto, consideramos que se debe especificar si los contratos a ser reportados en virtud al citado literal, contemplan sólo los de naturaleza permanente, o también los de naturaleza temporal.

Comentario OSINERGMIN

Para los fines de supervisión del PCO se debe especificar tanto los contratos permanentes como los temporales

No admitida

1.16 Observación N° 16

Anexo 1.2

Observación:

En el literal c) del numeral 3.5 “Plan de Acción para recuperar el servicio”, se debe especificar el método Diagrama de PERT (Técnica de Evaluación y Revisión de Programas) que debemos presentar en caso de presentarse una falla de un elemento o una situación crítica.

Comentario OSINERGMIN

Teniendo en cuenta que los elementos críticos y sus respectivos Planes de Acción, en muchos casos resultan numerosos, consideramos que con la finalidad de simplificar los PCO's se prescindirá de presentar los diagramas PERT.

Por lo expuesto se admite la propuesta.

1.17 Observación N° 17

Considerando que existe un proceso de recopilación de información y adecuación a este nuevo procedimiento, sugerimos que se determine como inicio de la implementación del proyecto, un plazo de un año luego de su publicación.

Comentario OSINERGMIN

Se respondió la observación mediante el análisis que se muestra en el Ítem N° 1.5 del presente documento.

No admitida

2. Observaciones presentadas por Red de Energía del Perú (REP)**2.1 Observación N° 1****EXPOSICIÓN DE MOTIVOS**

“OSINERGMIN ha detectado que tanto las empresas eléctricas como los Usuarios Libres con sistemas de transmisión interconectados al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) no están preparados ante contingencias que afecten la continuidad y seguridad del sistema eléctrico, dado que en muchos casos no cuentan con un Plan de Contingencias adecuado para estas situaciones. Esta situación le resta confiabilidad al SEIN, atentando contra la calidad de servicio eléctrico que reciben los usuarios eléctricos.”

Observación:

Consideramos que está situación que motiva la resolución no debería producirse, ya que existe la obligación normativa que las empresas estamos obligados a presentar el Plan de Contingencias. Cabe agregar que REP, CTM e ISA, han cumplido anualmente con la presentación de sus respectivos Planes de Contingencia Operativos dentro de los plazos permitidos y según lo lineamientos establecidos por OSINERGMIN. Por lo tanto, se recomienda revisar el texto de la exposición de motivos.

Comentario OSINERGMIN

Efectivamente existen empresas que están cumpliendo con presentar sus Planes de Contingencia Operativos; pero también es cierto que existen Empresas que no están elaborando adecuadamente sus Planes de Contingencias Operativos.

Asimismo, es pertinente indicar que la Exposición de Motivos solo trata de presentar una situación general respecto a la presentación de los PCO's de las Empresas del sector eléctrico.

Aclarado.

2.2 Observación Nº 2

Numeral 4: Definiciones.

Observaciones:

- a. La definición de CONTINGENCIA menciona "...no poder abastecer a un número importante de usuarios ..."; al respecto, se sugiere que es mejor definir la magnitud de la demanda interrumpida, por ejemplo a partir de 50 MW.
- b. También se indica "...También se entiende como una falla inesperada o salida (no programada) de un componente del sistema, que afecta la continuidad del servicio eléctrico...", al respecto se recomienda definir el periodo de tiempo de la interrupción para ser considerado como una contingencia, en aplicación de la norma; por ejemplo 20 horas.
- c. La definición de Planes de Contingencia Operativos (PCO's) menciona: "...los Elementos Críticos y Situaciones Críticas..." se debe precisar los criterios para definir elementos críticos y situaciones críticas; así mismo que estos son desde el punto de vista de indisponibilidad de instalaciones del sistema y concurrentemente interrupción de la demanda, con los criterios que se establezcan de magnitud y tiempo de la misma.

Comentario OSINERGMIN

En relación a los literales **a** y **b** de la observación, por las características operativas de un Sistema de Transmisión se considera contingencia a la indisponibilidad de las instalaciones del sistema eléctrico que afecta la continuidad normal del servicio.

Respecto al literal **c** de la observación, la criticidad se refiere a considerar los componentes del sistema que por su mayor probabilidad de falla (alta probabilidad) afecten el suministro eléctrico. Teniendo en cuenta esta consideración, queda a criterio de cada empresa determinar los correspondientes elementos críticos de su sistema.

Por lo expuesto, no se admite la propuesta de la Empresa.

2.3 Observación Nº 3

Numeral 4: Lineamientos.

Observación:

En cuanto a la actualización de los LINEAMIENTOS para la elaboración de los PCO's por parte del OSINERGMIN, consideramos que esta debe entrar en vigencia al sexto mes de su publicación a fin que las empresas tengamos el tiempo suficiente para actualizar y adecuar los PCO's según los nuevos requerimientos.

Comentario OSINERGMIN

Por excepción, en esta única vez, los PCO's, teniendo en cuenta los Lineamientos del presente procedimiento, se presentarán a más tardar el 31 de marzo del 2013. Los futuros PCO se presentarán a más tardar el 31 de diciembre del segundo año del periodo bianual.

Aclarado.

2.4 Observación Nº 4

Numeral 6.2: Contenido, frecuencia y plazos de entrega y publicación de los PCO's

Comentario

Según este numeral, las empresas de transmisión deberán presentar su Plan de Contingencia la primera quincena del año; se observa que esta disposición no guarda relación con lo establecido en la Resolución OSINERGMIN Nº 091-2006-OS/CD, que señala que el plazo máximo de entrega es el 31 de Diciembre de cada año.

Se sugiere que los PCO's para los Sistema de Transmisión Eléctrica sean presentados cada dos años, similar a los Sistemas de Generación y Distribución Eléctrica, puesto que la topología del SEIN no cambia significativamente de un año a otro y los negocios de generación, transmisión y distribución son una parte de la cadena productiva de la industria eléctrica.

Tomando en cuenta que este Proyecto está en proceso de revisión, consideramos que su aplicación debe regir para la presentación de los PCO's a ser entregados a más tardar el 31 de diciembre del 2013. Al respecto, solicitamos su precisión.

Comentario OSINERGMIN

Los PCO's se presentarán cada dos años. Dicha presentación deberá efectuarse a más tardar el 31 de diciembre del segundo año del periodo bianual.

Lo concerniente a PCO's que se incluyen en los procedimientos Nº 091-2006-OS/CD, Nº 304-2009-OS/CD y Nº 220-2010-OS/CD, quedarán sin efecto en lo que se opongan al presente procedimiento.

Por excepción, en esta única vez, los PCO's, teniendo en cuenta los Lineamientos del presente procedimiento, se presentarán a más tardar el 31 de marzo del 2013.

Aclarado.

2.5 Observación Nº 5

Numeral 7.1: Elaboración de los PCO's de acuerdo a los lineamientos (LIN).

Observación:

Solicitamos que se presente el sustento de los pesos que se le asigna a cada Actividad que se muestran en la tabla de este numeral, y la manera objetiva en que se calificará a la misma; esto es, por ejemplo, en la actividad riesgos operacionales, cómo una empresa se hace acreedor a 10% o en qué caso tiene 0%. En este sentido, siendo que no existen criterios objetivos, no se encuentra sustento a este indicador.

Comentario OSINERGMIN

Los pesos asignados para verificar el cumplimiento del indicador LIN han sido determinados de la información de los PCO's que han sido evaluados por OSINERGMIN.

En relación a la calificación corresponde señalar que esta es totalmente objetiva; asignándose el 100% cuando la concesionaria cumple con la descripción total de la actividad requerida e igual a cero (0) cuando no se informa sobre dicha actividad. Valores intermedios se determinarán proporcionalmente a la cantidad de sub actividades cumplidas.

El detalle de las actividades y sub actividades se incluyen en los respectivos Lineamientos. El objetivo del indicador es que las empresas concesionarias presenten un PCO que cumpla con los Lineamientos establecidos por OSINERGMIN.

Aclarado.

2.6 Observación N° 6

Numeral 7.3: Evaluación de la Disponibilidad y Operatividad de los Equipos y Repuestos para Contingencias (DIS)

Observación:

Las empresas de transmisión no tienen un reconocimiento económico por los equipos de reserva que adquieren; y, las inversiones que realizan en este tipo de equipos son adquiridos por decisión propia debido a su compromiso por el servicio eléctrico y son de libre disponibilidad. En este sentido, estos equipos no deben ser fiscalizados.

Comentario OSINERGMIN

El indicador "Evaluación de la Disponibilidad y Operatividad de los equipos y Repuestos para Contingencias (DIS)" tiene por objetivo verificar que los elementos declarados por la Empresa como equipos y repuestos de reserva, estén operativos ante una contingencia; esto con la finalidad de asegurar la continuidad del servicio eléctrico.

Por lo expuesto, no se admite la propuesta de la Empresa.

2.7 Observación N° 7

Numeral 8: SANCIONES Y MULTAS

Observación:

Se sugiere que se presenten los valores de tolerancia de los indicadores sobre los cuales se aplicaran sanciones y multas; así como el sustento de los mismos. También se recomienda que se presente el sustento de las escalas de las multas a ser aplicadas.

Adicionalmente consideramos que no deben existir multas por cuanto se estaría incurriendo en doble sanción puesto que las interrupciones

de suministro están sujetas a la aplicación de la norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, en virtud de la cual se compensa económicamente a los clientes afectados por las interrupciones del suministro eléctrico.

Comentario OSINERGMIN

Oportunamente, elaborará la escala de multas, la cual de ser el caso, considerará las respectivas tolerancias.

Aclarado.

2.8 Observación N° 8

ANEXO 1: LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE LOS PCO's

Numeral 1: OBJETIVO DEL PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO

Propuesta:

Literal a) Garantizar la continuidad de las operaciones, Se sugiere reemplazar la frase "garantizar la continuidad de las operaciones", por "reducir o mitigar los riesgos de interrupciones", debido a que todos los elementos están sujetos a fallas de diversa naturaleza a pesar del buen mantenimiento que se le puede dar; todos los elementos de un sistema de potencia presentan fallas.

Literal e) segundo párrafo: Dice: "Planificar un sistema eficiente de fuentes alternativas para suministrar energía temporal hasta que se supere la contingencia en la zona afectada";

No se puede garantizar un sistema eficiente de fuentes de energía alternativas para suministrar energía temporal, ya que esta función primordial no corresponde a una empresa de transmisión, por lo que se sugiere eliminar este párrafo.

Comentario OSINERGMIN

En relación a la propuesta del literal a), se mantiene como objetivo el "garantizar la continuidad de las operaciones".

Sobre el literal e) se considera pertinente retirar del Lineamiento.

Por lo expuesto, se admite parcialmente la propuesta de la Empresa.

2.9 Observación N° 9

Numeral 2: Alcances del Plan de Contingencia Operativo.

Observaciones:

Dice: "La elaboración del PCO debe contemplar los eventos que pueden dar lugar a interrupciones del suministro eléctrico por Fenómeno del Niño, Fenómeno de la Niña, Terremotos, Tsunamis, Inundaciones, Tormentas, Accidentes, Incendios, Sabotajes, Conflictos laborales, Fallas propias en el Sistema, con pérdida parcial o total del suministro".

La elaboración del PCO no debe tener como alcance los eventos que pueden dar lugar a interrupciones del suministro eléctrico por Fenómeno del Niño, Fenómeno de la Niña, Terremotos, Tsunamis, Inundaciones, Tormentas, Accidentes, Incendios, Sabotajes, Conflictos laborales; ya que estos no son predecibles, y van más allá del control razonable y previsible de las empresas, siendo imposible predecir la magnitud de los daños que se puedan ocasionar, por lo que en estos casos se

debe aplicar la Resolución OSINERG N° 010-2004-OS/CD para calificarlos como CAUSA DE FUERZA MAYOR.

Cabe mencionar en el caso de REP, la CLÁUSULA DÉCIMO SEXTA, Título: FUERZA MAYOR de su contrato indica:

16.1 "Ninguna de las Partes es imputable por la inexecución de una obligación o por su cumplimiento parcial, tardío o defectuoso, durante el término en que la Parte obligada se vea afectada por Fuerza Mayor y siempre que acredite que tal causa impidió su debido cumplimiento.

16.2 Para fines de este Contrato, el término "Fuerza Mayor" significará un evento, condición o circunstancia más allá del control razonable y previsible de la Parte que la invoca, la cual a pesar de sus esfuerzos razonables para prevenirla o mitigar sus efectos, causa un retraso o suspensión material de cualquier obligación impuesta bajo este Contrato, incluyendo, pero no limitándose a lo siguiente:

- (i) cualquier acto de guerra externa (declarada o no declarada), invasión, conflicto armado, bloqueo, embargo, revolución, motín, insurrección, conmoción civil o actos de terrorismo; siempre que la afecten directamente.
- (ii) cualquier paro o huelga de trabajadores que afecte directamente a la Sociedad Concesionaria por causas más allá de su control razonable, o que sean imprevisibles.
- (iii) la existencia de una Causal de Suspensión tal como esta se entiende de acuerdo al Numeral 19.1;
- (iv) cualquier terremoto, inundación, tormenta, huracán, tornado, tormenta eléctrica, incendio, explosión, o evento similar de la naturaleza, siempre que afecten de manera directa, total o parcialmente, al Sistema de Transmisión; y
- (v) actos de Gobierno cuyo efecto o consecuencia impidan o limiten de manera directa y sustancial la prestación del Servicio."

Comentario OSINERGMIN

Para estos casos, la concesionaria debe contar por lo menos con un plan general que le permita afrontar o mitigar en alguna medida tales eventualidades de desastres naturales. Estas obligaciones encuentran establecidas en la Ley N° 29664 "Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres (SINAGERD)". Dicha información deberá insertarse en los respectivos PCO's.

Por lo expuesto, no se admite la propuesta de la Empresa.

2.10 Observación N° 10

Numeral 3.1.a. Planos con coordenadas UTM

Observación:

Dice: "Adjuntar el plano de la ubicación geográfica de los sistemas de transmisión aludidos en el literal a.1 con coordenadas UTM y su respectivo diagrama unifilar".

Consideramos que este párrafo debe ser eliminado debido a que no contribuye al restablecimiento del servicio eléctrico. No se cuenta con la totalidad de las coordenadas UTM de las instalaciones del SEIN, y su

implementación requiere tiempo y costo que no es reconocido a las empresas.

Comentario OSINERGMIN

Debido a que no se cuenta con la totalidad de coordenadas UTM, en esta oportunidad solo se exigirá el diagrama unifilar.

Por lo expuesto, se admite parcialmente la propuesta de la Empresa.

2.11 Observación N° 11

Numeral 3.3.b Cuadro N° 3 Riesgos no operacionales

Observación:

Consideramos que debe ser eliminado por lo expresado en el numeral 3 que corresponde a los casos de fuerza mayor.

Comentario OSINERGMIN

La observación se atendió en el análisis del ítem 2.9.

Por lo expuesto, no se admite la propuesta de la Empresa.

3. Propuestas presentadas por DUKE ENERGY

3.1 Observación N° 1

Propuesta:

En el numeral 4 "DEFINICIONES" se establece al SISUPLAC como el sistema de información que consolida los Planes de Contingencia Operativo (PCO). Al respecto las empresas venimos reportando de manera impresa y medio magnético, los PCO conforme los procedimientos vigente 091 y 304. Con la implementación del SISUPLAC ¿Cómo quedarán los sistemas de información que las empresas venimos reportando conforme a los procedimientos vigentes? Sugerimos eliminar el SISUPLAC y mantener los sistemas de información vigentes.

Comentario OSINERGMIN

Se mantienen los sistemas de información en los que las empresas reportan sus respectivos Planes de Contingencias Operativos.

El SISUPLAC es un sistema informático de uso interno de OSINERGMIN, que tiene por finalidad procesar la información de los PCO's.

Aclarado.

3.2 Observación N° 2

6. REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN

Propuesta:

Respecto al numeral 6.1 y 6.2, los plazos deben ser coherentes y precisos con relación a los plazos previstos en los procedimientos 091 y 304. Por ejemplo, tal como está establecido en el proyecto, el plazo otorgado para remitir el PCO para una empresa de transmisión es hasta la primera quincena del año, lo cual contradice lo establecido en el procedimiento 091 que fija la fecha hasta el 31 de diciembre de cada año. Por tanto sugerimos eliminar lo concerniente a los plazos de entrega de información e indicar que se fiscalizarán los plazos establecidos en los procedimientos vigentes.

Comentario OSINERGMIN

Los PCO's se presentarán cada dos años. Dicha presentación deberá efectuarse a más tardar el 31 de diciembre del segundo año del período bianual.

Lo concerniente a PCO's que se incluyen en los procedimientos N° 091-2006-OS/CD, N° 304-2009-OS/CD y N° 220-2010-OS/CD, quedarán sin efecto en lo que se opongan al presente procedimiento.

Aclarado.

3.3 Observación N° 3**Observación:**

Los puntos 1 y 2 deben estar claros y obedecer a un solo procedimiento.

Comentario OSINERGMIN

La observación queda atendida en virtud a las aclaraciones de los dos ítems anteriores (numeral 3.1 y 3.2).

3.4 Observación N° 4**7. INDICADORES DE GESTIÓN****Observación:**

El numeral 7.1 debe ser claro en la definición del indicador LIN el cual es calculado mediante el uso del factor K. Según se define en el procedimiento el factor K es un valor de cumplimiento de cada actividad; sin embargo, no es correcta esta afirmación ya que el primer párrafo del numeral 7.1 menciona que este indicador evalúa si el Lineamiento está contenido en el PCO, siguiendo la siguiente regla:

K=1 indica que el Lineamiento está contenido en el PCO

K=0 indica que el Lineamiento no está contenido en el PCO

Comentario OSINERGMIN

El Indicador "LIN" busca que los Planes de Contingencia Operativos se elaboren siguiendo los Lineamientos establecidos.

El factor "K", valor de cumplimiento de cada actividad, es igual a uno (1) cuando se verifica el cumplimiento total de la actividad e igual a cero (0) cuando no se informa sobre dicha actividad. Valores intermedios de "K" se determinarán proporcionalmente a la cantidad de sub actividades cumplidas.

El detalle de las actividades y sub actividades se incluyen en los respectivos Lineamientos.

Aclarado.

3.5 Observación N° 5**7.2 Elaboración de Planes de Acción....****Propuesta:**

Tomando en cuenta que en el análisis del riesgo se identifican situaciones o elementos con criticidad baja, moderada o alta, el numeral 7.2 "Elaboración de los Planes de Acción", no precisa sobre cuál de los tres tipos de criticidades se debe realizar la evaluación del indicador EPA. Cabe precisar que el análisis de riesgo puede contemplar múltiples escenarios con criticidad baja lo cual conlleva a elaborar múltiples planes de contingencia, haciéndose

inmanejable la supervisión del indicador EPA. Por tanto sugerimos que se precise que el indicador solo considera criticidad alta.

Comentario OSINERGMIN

La criticidad se refiere a considerar los componentes del sistema que por su mayor probabilidad de falla (alta probabilidad) afecten el suministro eléctrico. Teniendo en cuenta esta consideración, queda a criterio de cada empresa determinar los correspondientes elementos críticos de su sistema.

Aclarado.

3.6 Observación N° 6

7.4 Evaluación de la aplicación del PCO en caso de una Contingencia (EPC)

Observación:

Con relación al numeral 7.4, se solicita al Osinergmin aclarar de qué manera realizará la evaluación de la aplicación del Plan, da a entender que realizará simulacros para evaluar la aplicación. O este indicador solo se calculará después de presentarse una contingencia.

Comentario OSINERGMIN

La evaluación de la aplicación del PCO en caso de una Contingencia (EPC) se realizará luego de producida y superada una contingencia. Se verificará el cumplimiento de los aspectos contenidos en el cuadro del numeral 7.4 del presente procedimiento.

Aclarado.

3.7 Observación N° 7

Los planes se les está enviando en pdf, según este procedimiento y de acuerdo a los indicadores propuestos, no está claro cómo van a desglosar cada ítem en su sistema SISUPLAC para los cálculos respectivos.

Comentario OSINERGMIN

La información de los PCO's de las empresas se presentarán en formato PDF, asimismo, para fines de su procesamiento deberán remitirse también en formato Word y los cuadros contenidos en los lineamientos en formato Excel.

Aclarado.

3.8 Observación N° 8

Sería aconsejable que Osinergmin elabore un modelo de Plan de Contingencia en donde contenga estos puntos a evaluar, así como se pueda notar que información va en texto, en Excel, etc. Esto aliviaría bastante en cuanto al trabajo de ambas partes. Muchas veces se incluye información excesiva que si bien es cierto pueda aclarar algún tema, pero no es necesaria.

Comentario OSINERGMIN

Se atendió. Ver respuesta en ítem anterior (numeral 3.7)

Aclarado.

4. Propuestas presentadas por EDEGEL**4.1 Observación N° 1**

6.2. Contenido, frecuencia y plazos de entrega y publicación de los PCO's



Observación:

Se sugiere que el PCO de Líneas de Transmisión debe tener el mismo periodo de presentación que los demás PCO, estos es se solicita cambiar de 1 a cada 2 años porque las líneas de transmisión no cambia todos los años.

Esto implicará un cambio en la Resolución OSINERGMIN N° 091-2006-OS/CD.

Comentario OSINERGMIN

Los PCO's se presentarán cada dos años. Dicha presentación deberá efectuarse a más tardar el 31 de diciembre del segundo año del período bianual.

Lo concerniente a PCO's que se incluyen en los procedimientos N° 091-2006-OS/CD, N° 304-2009-OS/CD y N° 220-2010-OS/CD, quedarán sin efecto en lo que se opongan al presente procedimiento.

Por lo expuesto, se admite la propuesta de la Empresa.

4.2 Observación N° 2

7.1 Elaboración de los PCO's de acuerdo a los Lineamientos (LIN)

Tabla Actividad 4 "Estudio de flujo de carga"

Observación:

Para el caso de las Centrales Térmicas de Santa Rosa y Ventanilla al no tener líneas de transmisión asociadas a estas instalaciones estimamos que este tipo de estudios no aplica. Se ha considerado estas configuraciones, cual es el trámite a realizar para que se considere esto.

Comentario OSINERGMIN

El Estudio de flujo de carga se elaborará cuando corresponda. En los Lineamientos se precisará la exigencia.

Por lo expuesto, no se requiere realizar el estudio de flujo carga para los casos de centrales de generación.

Por lo expuesto, se admite la propuesta de la Empresa.

4.3 Observación N° 3

7.2 Elaboración de Planes de Acción detallados para cada uno de los elementos críticos y situaciones críticas identificadas en la evaluación de riesgos (EPA)

Para la determinación del indicador se verificará que cada uno de los Elementos Críticos y Situaciones Críticas cuente con un adecuado Plan de Acción para superar la contingencia.

Observación:

¿Existe alguna consideración especial de la información que debe contener el Plan de Acción para superar la contingencia?

Comentario OSINERGMIN

Los Planes de Acción consideran las actividades secuenciales que se ejecutarán cuando falle un Elemento Crítico del sistema o de la instalación eléctrica, provocadas por fallas operativas o por Situaciones Críticas; estas actividades tienen por finalidad superar la contingencia.

En los Lineamientos se precisa el contenido mínimo del Plan de Acción (numeral 3.5 de los Lineamientos)

Aclarado.

4.4 Observación N° 4

7.3 Elaboración de la Disponibilidad y Operatividad de los Equipos y Repuestos para Contingencias (DIS).

Para la determinación del indicador se evaluará mediante pruebas operativas en campo y evaluación documentaria sobre el estado operativo de los Equipos y Repuestos para contingencias declarados en el numeral 3.2 del respectivo Lineamiento.

Observación:

Para el caso de la Líneas de Transmisión, no estamos de acuerdo con establecer pruebas operativas periódicas de los repuestos críticos, sino, bastaría declararse un ambiente adecuado de almacenamiento y además los protocolos de pruebas por componente y equipo que debe efectuarse antes de utilizarlo.

Para el caso de las Centrales Hidráulicas y de las Centrales Termoeléctricas a gas, vapor y ciclo combinado, como se ha considerado efectuar estas pruebas operativas? Que parámetros se van a medir? Son pruebas cualitativas o cuantitativas?

En el caso que las Centrales Térmicas quien asumirá el costo del combustible en caso de tener que efectuar pruebas de arranque de las unidades?

En el caso que la central se encuentre en "servicio", ¿cómo se ha planeado realizar las pruebas operativas de los equipos de servicios auxiliares?

Comentario OSINERGMIN

El Indicador "DIS" busca que los Equipos y Repuestos para atender Contingencias estén permanentemente disponibles.

La evaluación de la operatividad de los Equipos y Repuestos, dentro del presente procedimiento no se limita a la verificación mediante pruebas; también se ha considerado, en el procedimiento la identificación y verificación documentaria de la información que sustente la operatividad de los Equipos y Repuestos declarados para atender una Contingencia. Efectivamente, la evaluación de este indicador consistirá también en la revisión de los respectivos protocolos de pruebas.

Las pruebas operativas se realizarán en los casos que sean factibles y sin afectar la operación normal.

Aclarado.

4.5 Observación N° 5

7.4 Evaluación de la aplicación del PCO en caso de una Contingencia (EPC)

Para determinar este indicador, a partir de la información proporcionada por la Empresa o de la información recabada por OSINERGMIN, se evaluará la capacidad de respuesta de la Empresa ante una contingencia. Los aspectos a evaluar se indican a continuación".

La evaluación de cada uno de los indicadores definidos en los numerales 7.1, 7.2, 7.3 y 7.4 será anual.

Observación:

Aclarar este numeral. De acuerdo al punto 6.2, el PCO se debe presentar cada año (Resolución OSINERGMIN 091-2006-OS/CD), para el caso de los PCO de las Centrales se debe presentar cada 2 años ((Resolución OSINERGMIN N° 304-2009-OS/CD).

En concordancia con nuestra observación del punto 6.2 solicitamos que OSINERGMIN modifique los plazos de entrega del PCO de Líneas de Transmisión, debe tener el mismo periodo de presentación que los demás PCO, estos es, se solicita cambiar de 1 a cada 2 años porque las líneas de transmisión no cambia todos los años.

Esto implicará un cambio en la Resolución OSINERGMIN 091-2006-OS/CD.

Comentario OSINERGMIN

Los PCO's se presentarán cada dos años. Dicha presentación deberá efectuarse a más tardar el 31 de diciembre del segundo año del período bianual.

Por lo expuesto, la evaluación de cada uno de los indicadores definidos en los numerales 7.1, 7.2, 7.3 será bianual. La evaluación del indicador del numeral 7.4 será cada vez que se presente una contingencia.

Lo concerniente a PCO's que se incluyen en los procedimientos N° 091-2006-OS/CD, N° 304-2009-OS/CD y N° 220-2010-OS/CD, quedarán sin efecto en lo que se opongan al presente procedimiento.

Por lo expuesto, se admite la propuesta de la Empresa.

4.6 Observación N° 6

LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE LOS PCO's

Para todos los PCO's se solicita la elaboración del control PERT (Técnica de Evaluación y Revisión de Programas).

Sugerencia:

Solicitamos precisar la metodología de elaboración de los diagramas de control PERT.

Comentario OSINERGMIN

Teniendo en cuenta que los elementos críticos y sus respectivos Planes de Acción, en muchos casos resultan numerosos, consideramos que con la finalidad de simplificar los PCO's se prescindirá de presentar los diagramas PERT.

Se ha modificado este ítem.

5. Propuestas presentadas por ELECTROPERÚ

5.1 Observación N° 1

EXPOSICION DE MOTIVOS

DICE:

- OSINERGMIN ha detectado que tanto las empresas eléctricas como los Usuarios Libres con sistemas de transmisión interconectada al Sistema eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) no están

preparados ante contingencias que afecten la continuidad y seguridad del sistema eléctrico, dado que en muchos casos no cuentan con un Plan de Contingencias adecuado para estas situaciones. Esta situación le resta confiabilidad al SEIN, atentando contra la calidad de servicio eléctrico que reciben los usuarios eléctricos.

- En este contexto, es necesario contar con un procedimiento que permita supervisar y fiscalizar que los concesionarios, los titulares de autorizaciones y los usuarios Libres con sistema de transmisión interconectados al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) cuenten con una Plan de contingencia Operativo que garantice la calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico.
- Este procedimiento es concordante con lo establecido por el artículo 64° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el cual señala que los concesionarios y los titulares de autorizaciones están obligados a garantizar la calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en la norma técnica correspondiente.
- En ese sentido, este organismo ha considerado necesario aprobar un procedimiento de supervisión que permita verificar la implementación de los Planes de Contingencias Operativos por parte de los integrantes del SEIN, en uso de su Facultad Normativa establecida en el inciso c) del artículo 3° de la Ley N° 27332 – Ley Marco de los Organismo Reguladores de la Inversión Privada en los Servicio Públicos, como el artículo 3° de la Ley N° 27699- Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERGMIN.

DEBE DECIR:

- Según lo establecido por el artículo 64° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el cual señala que los concesionarios y los titulares de autorizaciones están obligados a garantizar la calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en la norma técnica correspondiente.
- En este contexto, es necesario contar con un procedimiento que permita supervisar y fiscalizar que los concesionarios, los titulares de autorizaciones y los usuarios Libres con sistema de transmisión interconectados al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) cuenten con una Plan de contingencia Operativo que garantice la calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico.
- En ese sentido, este organismo ha considerado necesario aprobar un procedimiento de supervisión que permita verificar la implementación de los Planes de Contingencias Operativos por parte de los integrantes del SEIN, en uso de su Facultad Normativa establecida en el inciso c) del artículo 3° de la Ley N° 27332 – Ley Marco de los Organismo Reguladores de la Inversión Privada en los Servicio Públicos, como el artículo 3° de la Ley N° 27699- Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERGMIN.

Sustento

OSINERGMIN para su emisión del presente procedimiento de supervisión debe basarse en el cumplimiento estricto del Art. 64° del



RLCE; dicho artículo se refiere a la obligación de las concesionarias a garantizar la calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico; y no la continuidad y seguridad del sistema eléctrico.

La Norma correspondiente a que hace referencia el Art. 64º del RLCE, está vinculada a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos aprobada mediante D. S. N° 020-97-EM de fecha 1997-10-09 y la última actualización aprobada mediante D.S. N° 040-2011-EM de fecha 2011-07-20.

De mantener dicho párrafo se imputa responsabilidad a las concesionarias por la seguridad del servicio eléctrico y la falta de confiabilidad en el SEIN, contraviniendo el espíritu del Art. 64º del RLCE

Por lo que se debe suprimirse el primer párrafo.

Comentario OSINERGMIN

Respecto a la observación es pertinente indicar que la Exposición de Motivos solo trata de presentar una situación general respecto a la presentación de los PCO's de las Empresas del sector eléctrico.

En razón de ello, se considera aceptable la propuesta y se retira el término "seguridad" del primer párrafo de la Exposición de Motivos.

Por lo expuesto, se admite parcialmente la propuesta de la Empresa.

5.2 Observación N° 2

DEFINICION DE CONTINGENCIA.

DICE:

Es una situación causada por falla interna, falla humana, fenómeno natural o provocado por terceros que afecta cualquiera de las partes del sistema eléctrico, cuyo resultado es no poder abastecer a un número importante de usuarios. También se entiende como una falla inesperada o salida (no programada) de un componente del sistema, que afecta la continuidad del servicio eléctrico.

Observación:

Una empresa generadora abastece al sistema en general y no se le puede identificar con un número de usuarios, más aún los tipos de contingencia son muy diferentes y su efecto no es directo sobre los usuarios. Como concesionaria de generación hidráulica el suministro de energía y potencia es bloque sin identificar el número de usuarios, esta definición no es correcta para una empresa generadora y corresponde a una distribuidora, debe retirar el concepto de usuarios afectados.

Observación:

La definición vincula la contingencia también, a una falla inesperada o salida (no programada) de un componente del "sistema", que afecta la continuidad del servicio eléctrico.

Interpretación N° 1

Se entiende que "sistema" son las instalaciones de la central. En su contexto si falla un componente de un grupo generador y sale fuera de servicio el mencionado generador; sin embargo como sistema de generación los otros de la central continúan con el servicio eléctrico.

En este caso no corresponde presentar el Plan de Contingencia.

Interpretación N° 2.

Si falla un componente de un grupo generador y sale fuera de servicio la central, en este caso corresponde presentar el Plan de Contingencia.

Es necesario aclarar y precisar lo que se entiende por sistema y a que se refiere la norma con componente del sistema que afecta la continuidad del servicio eléctrico.

Comentario OSINERGMIN

Estamos de acuerdo con la propuesta, por tanto, esta definición quedará de la manera siguiente:

Es una situación causada por falla interna, falla humana, fenómeno natural o provocado por terceros que afecta cualquiera de las partes del sistema eléctrico. También se entiende como una falla inesperada o salida (no programada) de un componente del sistema, que afecta la continuidad del servicio eléctrico.

En lo que respecta a "sistema", efectivamente, este se refiere a las instalaciones de la central, cuya falla de alguno de sus componentes restrinjan el normal abastecimiento de energía eléctrica, y en razón de ello, debe presentarse el respectivo PCO.

Por lo expuesto, se admite parcialmente la propuesta de la Empresa.

5.3 Observación N° 3

NUMERAL 4.0 - DEFINICION DE PCO's

Dice:

"Documentos que contienen principalmente la Descripción de las áreas geográficas del sistema eléctricos en los que podrían ocurrir contingencias, la Evaluación de riesgos de las instalaciones en operación; los Elementos Críticos y Situaciones Críticas, los Planes de Acción, el inventario de Equipos y repuestos de Reserva. Los Planes de Contingencias Operativos son elaborados de acuerdo a los Lineamientos establecidos por el OSINERGMIN."

Dice: PROCEDIMIENTO 304-2009-OS/CDE.

Esta definición contradice lo establecido en el "Procedimiento para la supervisión y fiscalización del Desempeño de las Unidades de Generación despachadas por el COES" OSINERGMIN N° 304-2009-OS/CD en la que el numeral 6.6 señala:

"6.6 Plan de Contingencia Operativas.

El Plan de Contingencias Operativa de las centrales de generación del SEIN presentado cada dos años, permitirá tomar las acciones necesarias que minimicen el tiempo de las interrupciones de generación por:

Desconexiones forzadas debido a la operación inadecuada de las unidades generación, cuya reposición no pueda lograrse antes de 12 horas.

Por daños ocasionados a las unidades de generación por causas de fuerza mayor, fenómenos naturales o hechos fortuito, que no permitan el restablecimiento de generación eléctrica después de la 12 horas de ocurrido el evento".

Observación:

Se debe tener en cuenta que el PCO's de una central se refiere a la central y a sus instalaciones y lo que la empresa generadora puede y debe hacer en ellas en el caso de un evento que ocasione una desconexión.

Corresponde aclarar por parte de OSINERGMIN el criterio en función al Procedimiento 304.

Comentario OSINERGMIN

Esta observación ha sido atendida en el ítem anterior. Además, corresponde señalar que en el numeral 6.6 del procedimiento N° 304-2009-OS/CD se indican las bondades de los PCO's; por lo expuesto a nuestro entender no hay contradicción.

Por lo expuesto, no se admite la propuesta de la Empresa.

5.4 Observación N° 4

NUMERAL 6.2 - CONTENIDO, FRECUENCIA Y PLAZOS DE ENTREGA Y PUBLICACIÓN DE LOS PCO's

Dice:

Contenido	Frecuencia	Plazo máximo
Información indicada en los literales a) y b) del numeral 6.1 del procedimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Cada año Sistema de Transmisión eléctrica • Cada 2 años Sistema de Generación y Distribución Eléctrica 	La primera quincena del año (cuando corresponda)

Observación:

- El Plazo para presentar los PCO's para la actividad de transmisión, según el Procedimiento 091-2006-OS/CD, señala: hasta el 31 de diciembre del año anterior a la aplicación del respectivo programa o plan.
- Mientras para presentar los PCO's para la actividad de generación, según el Procedimiento 304-2009-OS/CD, señala: 120 días hábiles de emitida la actualización de lineamientos por OSINERG o desde la puesta en servicio comercial para las nuevas unidades.

Aparte de la contradicción existente con los plazos indicados y que debe aclararse, se debe tener en cuenta que los lineamientos propuestos obligan a reformular el plan de contingencia actual, lo que requiere de un plazo adecuado, incluso considerando el apoyo de un consultor externo que se deba contratar.

Comentario OSINERGMIN

Debido a que se han reformulado los Lineamientos para la elaboración de los PCO, a manera de excepción, para el presente año, estos podrán presentarse hasta el 31 de marzo del 2013.

Asimismo, lo concerniente a PCO's que se incluyen en los procedimientos N° 091-2006-OS/CD, N° 304-2009-OS/CD y N° 220-2010-OS/CD, quedarán sin efecto en lo que se opongan al presente procedimiento.

Aclarado.

5.5 Observación N° 5

NUMERAL 7.3 - EVALUACIÓN DE LA DISPONIBILIDAD Y OPERATIVIDAD DE

LOS EQUIPOS Y REPUESTOS PARA CONTINGENCIAS (DIS)

DICE.

"Para la determinación del indicador se evaluará mediante pruebas operativas en campo y evaluación documentaria sobre el estado operativo de los Equipos y Repuestos para contingencias declarados en el numeral 3.2 del respectivo Lineamiento".

Observación:

Se plantean las siguientes preguntas:

- Las pruebas serán ejecutadas con personal propio de OSINERGMIN?
- Las pruebas serán en grupos generadores que están en servicio para verificar su operatividad de equipos y repuestos. De ser así la responsabilidad de su instalación y las pruebas serán por cargo del personal de OSINERGMIN?
- Para realizar las pruebas serán comunicadas con la debida anticipación y las gestiones ante el COES para salir fuera de servicio grupo lo realizará OSINERGMIN?
- Los equipos de prueba serán suministrados por OSINERGMIN?
- La concesionaria se reserva el derecho de solicitar al personal de OSINERGMIN, los documentos que acrediten la experiencia para realizar las pruebas de equipos y pruebas.
- Existe algún artículo en el RCL o RLCE u otra norma en la que establezca que el personal de OSINERGMIN esté facultada a realizar las pruebas en campo en grupos en servicio?

Comentario OSINERGMIN

Las pruebas a las que se refiere el indicador DIS corresponden a la simple verificación del estado operativo de los equipos y repuestos declarados por la Empresa como "equipos y repuestos de reserva".

De ser posible, en algunos casos, se realizarán pruebas operativas y en los demás casos, se verificará la documentación que muestre el estado de los equipos y repuestos declarados como reserva.

Aclarado.

5.6 Observación N° 6

NUMERAL 7.c) - INCUMPLIR LOS INDICADORES ESTABLECIDOS EN EL NUMERAL 7 DEL PRESENTE PROCEDIMIENTO.

Observación:

No se establece como se aplicarán las sanciones por incumplimiento de los sub ítem de los indicadores establecidos en los numerales 7.1, 7.2, 7.3 y 7.4, ni tampoco los rangos.

Comentario OSINERGMIN

Próximamente, se emitirá la escala de multas y sanciones por los incumplimientos al presente procedimiento. En tanto esto no ocurra, se aplicará la escala de multas y sanciones aprobadas mediante Resolución del Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD.

Aclarado.

5.7 Observación N° 7

NUMERAL 7. Último párrafo.

Dice:

Las infracciones serán sancionadas de acuerdo a lo dispuesto en la tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN, aprobada por la Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD

Observación:

En la Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD, no establece una escala de multa por PCO's, tampoco está disgregado como lo indicado en el numeral 7.1, 7.2, 7.3 y 7.4.

Comentario OSINERGMIN

Próximamente, se emitirá la escala de multas y sanciones por los incumplimientos al presente procedimiento. En tanto esto no ocurra, se aplicará la escala de multas y sanciones aprobadas mediante Resolución del Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD.

Aclarado.

5.8 Observación N° 8

LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE LOS PLANES DE CONTINGENCIAS OPERATIVOS DE SISTEMA DE GENERACIÓN HIDRAULICA – ANEXO 1.2

Numeral 1 - Objetivos 1 e) segunda viñeta

Dice:

Garantizar la seguridad del sistema priorizando la salud y la seguridad de la población y del personal técnico en la zona geográfica afectada.

Debe ser:

Garantizar la oportunidad del servicio eléctrico priorizando la salud y la seguridad de la población y del personal técnico en la zona geográfica afectada.

Esta modificación se basa en cumplimiento estricto del Art. 64° del RLCE.

Comentario OSINERGMIN

Se modificará según lo siguiente:

“Garantizar la continuidad del servicio eléctrico priorizando la salud y la seguridad de la población y del personal técnico en la zona geográfica afectada”.

Por lo expuesto, se admite parcialmente la propuesta de la Empresa.

5.9 Observación N° 9

Numeral 3.1 b) programas de mantenimiento.

“b.2 proporcionar los programas de mantenimiento ejecutados, en el último año, en ellos deberá figurar como mínimo lo siguiente”:

Comentario 1

Los programas de mantenimiento mayor, preventivo y ejecutados de los últimos años están consignados en el sistema extranet de OSINERGMIN, lo que se realiza en

cumplimiento del Procedimiento 304-2009-OS/CD.

Se debe coordinar con el coordinador del procedimiento 304-2009-OS/CD, para facilitar dicha información en tiempo real.

Comentario 2

Al señalar que “deberá figurar como mínimo”, es una obligación que se debe cumplir; sin embargo el mantenimiento del cauce de los ríos; al no estar dentro del área de concesión no puede ser una obligación del generador; por consiguiente no se podrá cumplir con esta exigencia.

Se debe modificar de la siguiente manera:

“b.2 proporcionar los programas de mantenimiento ejecutados, en el último año, en ellos podrá figurar como mínimo lo siguiente:”

Comentario OSINERGMIN

Respecto al Comentario 1, en los casos que la Empresa haya entregado al Organismo la información solicitada, deberá precisar la fecha de depósito en el sistema extranet.

En relación al Comentario 1, se modificará el Lineamiento señalando lo siguiente:

“deberá figurar, en lo que corresponda, lo siguiente:”

Por lo expuesto, se ha precisado lo señalado por la Empresa.

5.10 Observación N° 10

Numeral 3.1 c) Análisis de fallas en el Sistema

Dice:

“Para la elaboración del PCO se deberá efectuar un análisis de las principales fallas ocurridas en los últimos tres años.

La información a presentar contempla la descripción de la principales fallas ocurridas en los último tres años, con interrupciones en localidades con más de mil (1000) suministros, con una duración mayor a 12 horas.”

Observación:

Como empresa generadora, el suministro de potencia y energía se realiza en bloque al sistema, por lo que las interrupciones con más de mil (1000) usuarios no tienen vínculo alguno con la operación del generador, correspondiendo su atención a la empresa distribuidora.

Ante tal situación la descripción de análisis de falla no se debe efectuar bajo la modalidad descrita; sino en función al registro de fallas de los componentes propios de la Central Hidroeléctrica.

Comentario OSINERGMIN

Es atendible esta propuesta; en razón de ello se modificará el Lineamiento correspondiente.

Por lo expuesto, se admite la propuesta de la Empresa.

5.11 Observación N° 11

Numeral 3.1 d) Estudio de Flujo de Carga

Dice:

Se efectuará con el fin de detectar el incumplimiento real o potencial de límites operativos o sobrecargados; y analizar si se convierte en elementos críticos que puedan provocar contingencias

Para mayor precisión deberá proporcionarse la siguiente información:

- d.1 Datos de la oferta y la demanda, utilizados.
- d.2 El estudio de flujo de carga, a partir del cual debe hacerse un breve comentario sobre el estado de los componentes (Generadores, Líneas de transmisión, transformadores de potencia, interruptores, compensadores, estáticos de potencia reactiva, etc.), observando si se ha detectado un incumplimiento real o potencia de los límites operativos de los equipos.
- d.3 Relación de componentes del sistema de Generación que han sido observados por estar fuera de sus límites operativos y señalar si se convierte en elementos críticos.
- d.4 los diagramas de flujo de potencia, resaltando los puntos críticos en colores e indicando los valores de las magnitudes calculadas.

Además para las otras actividades:

Dice:**SISTEMAS DE TRANSMISIÓN**

Se efectuará con el fin de detectar el incumplimiento real o potencial de límites operativos y determinar componentes del sistema de transmisión (líneas de transmisión, transformadores de potencia, interruptores, compensadores estáticos de potencia reactiva, etc.), sobrecargados; y analizar si se convierten en elementos críticos que puedan provocar contingencias.

SISTEMAS DE GENERACION HIDRÁULICA

Se efectuará con el fin de detectar el incumplimiento real o potencial de límites operativos y sobrecargados; y analizar si se convierten en elementos críticos que pueden provocar contingencias.

SISTEMAS ELÉCTRICOS AISLADOS

Se efectuará con el fin de detectar el incumplimiento real o potencial de límites operativos y determinar componentes del sistema (equipos de generación, redes primarias y transformadores de distribución MT/BT o MT/MT etc. sobrecargados; y analizar si se convierten en elementos críticos que puedan provocar contingencias.

SISTEMAS DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA CON MOTORES DIESEL

Se efectuará con el fin de detectar el incumplimiento real o potencial de límites operativos y determinar los componentes del sistema de generación sobrecargados; y analizar si se convierten en elementos críticos que puedan provocar contingencias.

SISTEMAS DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA A GAS, VAPOR Y CICLO COMBINADO

Se efectuará con el fin de detectar el incumplimiento real o potencial de límites operativos y determinar componentes del sistema de generación sobrecargados, y analizar si se convierten en elementos críticos que puedan provocar contingencias.

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Se efectuará con el fin de detectar el incumplimiento real o potencial de límites operativos y determinar componentes del sistema (líneas y redes primarias, transformadores de distribución, interruptores - cut- out- recloser, etc.), sobrecargados; y analizar si se convierten en elementos críticos que puedan provocar contingencias.

Comentario

Una entidad no puede ser responsable de aquello bajo lo que no tiene control, ni de las consecuencias de aquellos riesgos que afectan instalaciones sobre las que –no siendo de su propiedad– no le compete tomar medidas, pues ya existe alguien (el propietario) que es el responsable de tomar las medidas pertinentes.

Observación:

Siendo los lineamientos respecto al estudio de flujo de carga los mismos en todos los casos, se interpreta que el estudio de flujo de carga es común para todos, pues corresponde a un mismo sistema y cada integrante del sistema debe evaluar aquellos equipos que son de su responsabilidad. En ese sentido consideramos que el flujo de carga para el SEIN debe ser realizado por el COES, organismo encargado de la operación y que sus resultados deben ser distribuidos entre los integrantes del COES, con el fin de que cada integrante haga la evaluación solicitada en los objetivos de los lineamientos establecidos en cada uno de los Anexos.

En el caso del generador hidráulico no ha quedado claro el objetivo pues establece que debe detectar el incumplimiento real o potencial de límites operativos y sobrecargados; pero no establece el alcance (los equipos de la central en los que debe hacer esa evaluación).

Algo diferente ocurre en el caso de los generadores termoelectricos, donde se establece una mayor delimitación: componentes del sistema de generación sobrecargados. Debe entenderse que se refiere a los componentes del sistema de la central que son de su competencia, no a los componentes de todo el sistema.

Propuesta:

Bajo esta interpretación, nuestra propuesta los lineamientos debería ser modificada en el siguiente sentido:

d. Estudio de Flujo de Carga

Se efectuará con el fin de detectar el incumplimiento real o potencial de límites operativos, a fin de determinar aquellos elementos del sistema de generación bajo su responsabilidad que se encuentran sobrecargados; y analizar si se convierten en elementos críticos que pueden provocar contingencias.

Esta actividad deberá realizarse considerando la siguiente información:

- El COES efectuará el flujo de carga del sistema y será entregado a sus integrantes, debiendo proporcionar los datos de demanda y oferta utilizados.
- A partir de este estudio de flujo de carga, cada integrante deberá efectuar un breve comentario sobre el estado de los



componentes bajo su responsabilidad (componentes del sistema de generación sobrecargados en el caso de los generadores hidráulicos), observando si se ha detectado un incumplimiento real o potencial de los límites operativos de los equipos.

- Relación de componentes del sistema de Generación que han sido observados por estar fuera de sus límites operativos y señalar si se convierten en elementos críticos.
- Los diagramas de flujo de potencia, resaltando los puntos críticos en colores e indicando los valores de las magnitudes calculadas.

Comentario OSINERGMIN

El Estudio de flujo de carga se elaborará cuando corresponda. En el Procedimiento se precisará la exigencia.

En los Lineamientos se eliminará la exigencia de presentar un estudio de flujo carga para casos de centrales de generación eléctrica.

Por lo expuesto, se admite parcialmente la propuesta de la Empresa.

5.12 Observación Nº 12

Numeral 3.3 Cuadro 2 y Cuadro 3.

Observación:

En los cuadros 2 y 3 existen una columna con la palabra "Contingencia"

Mientras en los cuadros 4.A y 4.B para la columna similar se refiere "Causas de la Contingencia"

Corresponde precisar los cuadros 2 y 3.

Comentario OSINERGMIN

En los Cuadro 2 y 3, el término "contingencia", se refiere a precisar la contingencia (falla) ocurrida. En la tercera columna de los Cuadros 4.A y 4.B debe consignarse las causas que provocaron la contingencia (falla).

Aclarado.

5.13 Observación Nº 13

Recomendación:

Como todo procedimiento que promulga OSINERGMIN y en función su complejidad y sobre todo cuando es supervisado bajo el sistema extranet, previamente debe dictar charlas de capacitación, antes de que ingrese oficialmente, lo que permitirá facilitar y elaboración de los PCO's.

Comentario OSINERGMIN

OSINERGMIN ha previsto realizar charlas de capacitación, las cuales oportunamente serán comunicadas.

6. Propuestas presentadas por EDELNOR

6.1 Observación Nº 1

4. Definiciones

Dice:

Contingencias:

Es una situación causada por falla interna, falla humana, fenómeno natural o provocado por terceros que afecta cualquiera de las partes del sistema eléctrico, cuyo resultado es no poder abastecer a un número importante de usuarios. También se entiende como una falla inesperada o salida (no programada) de un componente del sistema, que afecta la continuidad del servicio eléctrico.

Debe decir:

Contingencias:

Es una situación causada por falla interna, falla humana, fenómeno natural o provocado por terceros que afecta cualquiera de las partes del sistema eléctrico, cuyo resultado es no poder abastecer al 5% o más usuarios del Sistema Eléctrico. También se entiende como una falla inesperada o salida (no programada) de un componente del sistema, que afecta la continuidad del servicio eléctrico.

Sustento:

Tal como se ha definido en la Resolución Consejo Directivo Nº 074-2004 OS/CD ítem 6 Comunicación de Interrupciones Importantes, en éste caso debe establecerse una cantidad de usuarios afectados que permita establecer un criterio para determinar si amerita un Plan de Contingencias.

Comentario OSINERGMIN

Se considera razonable la propuesta de 5% o más de la carga normalmente abastecida o de los usuarios del sistema eléctrico, por ello la definición de Contingencia será:

Sistema de Distribución y Sistemas Eléctricos Aislados:

Es una situación causada por falla interna, falla humana, fenómeno natural o provocado por terceros que afecta cualquiera de las partes del sistema eléctrico, cuyo resultado es no poder abastecer el 5% de la carga normalmente abastecida o de los usuarios del sistema eléctrico. También se entiende como una falla inesperada o salida (no programada) de un componente del sistema, que afecta la continuidad del servicio eléctrico.

Sistema de Generación y Transmisión:

Es una situación causada por falla interna, falla humana, fenómeno natural o provocado por terceros que afecta cualquiera de las partes del sistema eléctrico. También se entiende como una falla inesperada o salida (no programada) de un componente del sistema, que afecta la continuidad del servicio eléctrico.

Por lo expuesto, se admite la propuesta de la Empresa.

6.2 Observación Nº 2

6.1 Aspectos generales para la presentación de los PCO's

Dice:

- a) La Empresa deberá proporcionar a OSINERGMIN los PCO's de acuerdo a la periodicidad que se indica a continuación:

- Cada año, para Sistemas de Transmisión Eléctrica.

- Cada dos años, Sistemas de Generación y Distribución Eléctrica.

Debe decir:

- a) La Empresa deberá proporcionar a OSINERGMIN los PCO's de acuerdo a la periodicidad que se indica a continuación:

- Cada dos años, Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución Eléctrica.

Sustento:

Las instalaciones de Transmisión por lo general no sufren grandes cambios en un periodo de un año, es por ello que es conveniente mantener la periodicidad de dos (02) años al igual que la información sobre las Centrales de Generación y las Redes de Distribución.

Comentario OSINERGMIN

Los PCO's se presentarán cada dos años. Dicha presentación deberá efectuarse a más tardar el 31 de diciembre del segundo año del periodo bianual.

De haberse producido alguna modificación de la topología del sistema, deberá presentarse el PCO de esa parte de dicha instalación modificada.

En razón a lo expuesto, se ha considerado que la presentación de los PCO's, en todos los casos, sean cada 2 años.

Por lo expuesto, se admite la propuesta de la Empresa.

6.3 Observación Nº 3

Lineamientos para la Elaboración de los Planes de Contingencias Operativos del Sistema de Transmisión (Anexo 1.1)

3.1. Diagnostico General del Sistema

Dice:

Descripción del Área Geográfica y Sistema de Transmisión Eléctrica

- a.2 Adjuntar el plano de la ubicación geográfica de los sistemas de transmisión aludidos en el literal a.1 con coordenadas UTM y su respectivo diagrama unifilar.

Debe decir:

- a.2 Adjuntar el Diagrama Unifilar de los componentes aludidos en el literal a.1

Sustento:

En algunos casos no es tan exacto y práctico precisar que zonas se dejarían de abastecer de suministro eléctrico ante una contingencia de una Línea ó Transformador, ello debido a que por lo general producida la contingencia el Centro de Control selecciona a que circuitos racionallo en función de datos como el histórico de fallas, etc. Por otro lado, a la fecha no se cuenta con información de las coordenadas UTM de los componentes de la Red por lo tanto es suficiente con describir las características técnicas y ubicación referencial.

Comentario OSINERGMIN

La concesionaria manifiesta no contar con la información de coordenadas UTM, por ello se acepta en esta oportunidad lo indicado.

Por lo expuesto, se admite parcialmente la propuesta de la Empresa.

6.4 Observación Nº 4

Programas de Mantenimiento

- b.2 Proporcionar los programas de mantenimiento ejecutados, en el último año, en ellos deberá figurar como mínimo lo siguiente:

- El reemplazo de elementos dañados (tramos de conductor, aisladores, ferreterías, estructuras, etc.).
- Inspecciones del estado de las estructuras de soporte.
- Inspección de cimentaciones de las estructuras de soporte.
- Pruebas eléctricas de los transformadores de potencia y sistemas de regulación.
- Pruebas físico químicas del aceite dieléctrico de los transformadores de potencia.
- Inspección y verificación del estado operativo de los sistemas de puesta a tierra.
- Inspecciones, reparaciones y/o cambios de interruptores, seccionadores, transformadores de medición, transformadores de protección, pararrayos.
- Inspección, reparación y/o cambio de banco de condensadores, compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC), etc.

Debe decir:

- b.2 Proporcionar los programas de mantenimiento ejecutados, en el último año, en ellos deberá figurar lo siguiente:

Las diferentes actividades de Mantenimiento que figuran en la Política ó estrategia de Mantenimiento que sigue cada Concesionaria.

Sustento:

Muchas de las actividades de mantenimiento como son las Pruebas Eléctricas, reemplazos de equipos ó Análisis de Aceite tienen una frecuencia de más de 12 Meses, en consecuencia *No se puede incorporar lo que se propone un mínimo de actividades.*

Comentario OSINERGMIN

Las concesionarias deberán informar sobre los ítems que correspondan; para ello se ha modificado el Lineamiento quedando redactado tal como se muestra a continuación:

- b.2 Proporcionar los programas de mantenimiento ejecutados, en el último año, en ellos deberá figurar, **en lo que corresponda**, lo siguiente:

Aclarado.

6.5 Observación Nº 5

Análisis de fallas en el sistema

Dice:

Para la elaboración del PCO se deberá efectuar un análisis de las principales fallas ocurridas en los últimos tres años.

La información a presentar contempla la descripción de las principales fallas ocurridas en los últimos tres años, con interrupciones en localidades con más de mil (1 000) suministros, con una duración mayor a 12 horas.

Debe decir:

Para la elaboración del PCO se deberá efectuar sólo el análisis de las principales fallas ocurridas en los últimos tres años.

La información a presentar contempla la descripción de las principales fallas ocurridas en los últimos tres años, con interrupciones que afecten al 5% o más usuarios del Sistema Eléctrico, con una duración mayor a 12 horas.

Sustento:

Si se trata de fallas relevantes este punto tiene que tener coherencia con la definición de contingencias señaladas en la página 1 del presente documento según registro de Interrupciones importantes.

Comentario OSINERGMIN

Las interrupciones a informar se referirán aquellas que afecten al 5% o más de la carga normalmente abastecida o de los usuarios del sistema eléctrico.

Por lo expuesto, se admite parcialmente la propuesta de la Empresa.

6.6 Observación N° 6

Equipos y Repuestos de Reserva

Dice:

- a.1 Inventario de los repuestos para los componentes principales de las líneas de transmisión eléctrica: conductores, cables de guarda, postes, perfiles, elementos de soporte, aisladores, estructuras provisionales (postes de fibra de vidrio, estructuras de aluminio aligerado o similares y aisladores de fibra de vidrio para bypass).
- a.2 Inventario de los repuestos para los componentes principales de transformación (transformadores de potencia, interruptores de potencia, seccionadores, transformadores de protección, transformadores de medición, pararrayos, aceite dieléctrico, cambiadores de taps , etc.)
- a.3 Relación de herramientas especiales para realizar los mantenimientos.
- a.4 Procedimiento para reponer (luego de su uso) los repuestos y componentes.
- a.5 Ubicación estratégica de los repuestos.
- a.6 Facilidades o dificultades para el traslado de repuestos y herramientas al punto de contingencia.

Debe decir:

Inventario de los repuestos principales por cada contingencia señalada así como su ubicación física. Sólo para el caso de zonas rurales se debe considerar las dificultades para el traslado de repuestos.

Sustento:

Cada Concesionaria tiene una estrategia particular para la ejecución del mantenimiento y atención de emergencias y del stock disponible

de repuestos y componentes que deben estar alienados a un reconocimiento en las inversiones.

Comentario OSINERGMIN

Como introducción de este ítem se incluirá lo siguiente:

Equipos y Repuestos de Reserva

Se presentará el Inventario de los repuestos principales que se podrán utilizar cuando se produzca una contingencia, así como su ubicación física.

Para mayores precisiones, en los casos que corresponda, las concesionarias informarán sobre lo descrito a continuación:

- a.1 Inventario de los repuestos para los componentes principales de las líneas de transmisión eléctrica: conductores, cables de guarda, postes, perfiles, elementos de soporte, aisladores, estructuras provisionales (postes de fibra de vidrio, estructuras de aluminio aligerado o similares y aisladores de fibra de vidrio para bypass).
- a.2 Inventario de los repuestos para los componentes principales de transformación (transformadores de potencia, interruptores de potencia, seccionadores, transformadores de protección, transformadores de medición, pararrayos, aceite dieléctrico, cambiadores de taps , etc.)
- a.3 Relación de herramientas especiales para realizar los mantenimientos.
- a.4 Procedimiento para reponer (luego de su uso) los repuestos y componentes.
- a.5 Ubicación estratégica de los repuestos
- a.6 Facilidades o dificultades para el traslado de repuestos y herramientas al punto de contingencia.

Aclarado.

6.7 Observación N° 7

b. Capacidad Operativa de los Grupos Humanos

- b.1 Organización del personal técnico disponible que posee la empresa para atender la contingencia: ingenieros, técnicos electricistas, técnicos mecánicos.
- b.2 Relación del personal capa citado para atender las contingencias operativas; indicar su especialidad, experiencia y ubicación física.
- b.3 Facilidades existentes para la protección del personal de la empresa (dotación de equipos de protección personal, pólizas vigentes de seguros contra accidentes y otros).

Debe decir:

- b.1 Organización del personal técnico disponible que posee la empresa para atender la contingencia: ingenieros, técnicos electricistas, técnicos mecánicos.

Sustento:

Es suficiente que la Concesionaria demuestre que cuenta con el personal experto en los temas de Transmisión, para ello deberá mostrar el organigrama que posee.

Comentario OSINERGMIN

De acuerdo con la propuesta, sin embargo, deberá precisarse la relación del personal de la empresa que atenderán las contingencias.

Por lo expuesto, se admite parcialmente la propuesta de la Empresa.

7. Propuestas presentadas por Abengoa Transmisión Norte (ATN)**7.1 Observación N° 1**

Numeral 4. DEFINICIONES

Observación:

Debe establecerse la definición de la continuidad del servicio eléctrico.

Comentario OSINERGMIN

Se define como "Continuidad del Servicio" el mantener el servicio en condiciones normales de operación.

Por lo expuesto, se admite la propuesta de la Empresa.

7.2 Observación N° 2

Numeral 6.1, inciso a) de la Resolución

Observación:

Los PCO's deberían ser cada 2 años para las concesiones de transmisión que no ha tenido de motivaciones de su topología; no hay razón de mantener la forma física.

Comentario OSINERGMIN

Los PCO's se presentarán cada dos años. Dicha presentación deberá efectuarse a más tardar el 31 de diciembre del segundo año del periodo bianual.

De haberse producido alguna modificación de la topología del sistema, deberá presentarse el PCO de esa parte de dicha instalación modificada.

Por lo expuesto, se admite la propuesta de la Empresa.

7.3 Observación N° 3

Numeral 7.1 de la Resolución

Observación:

Los estudios de carga son de responsabilidades del COES, no debería ser objeto de una evaluación en el presente procedimiento.

Comentario OSINERGMIN

El Estudio de flujo de carga dentro de los alcances del PCO difiere del estudio de flujo de carga del COES, ya que dentro del PCO se busca identificar los elementos que resulten críticos del sistema, por tanto se hace necesario el mencionado estudio.

Por lo expuesto, no se admite la propuesta de la Empresa.

7.4 Observación N° 4

Numeral 7.3 de la Resolución

Observación:

Este indicador no mide DIS

Comentario OSINERGMIN

El indicador DIS mide la relación entre el número de equipos y repuestos que se han verificado operativos respecto al número total de equipos y repuestos verificados. Por tanto, este indicador si refleja la disponibilidad de los equipos y repuestos, en caso ocurra una contingencia.

Aclarado.

7.5 Observación N° 5

7.4 de la Resolución

Si se aplica.

Comentario OSINERGMIN

La concesionaria confirma el indicador.

8. Propuestas presentadas por MARSA**8.1 Observación N° 1**

Comentario:

MARSA es Concesionaria de Transmisión de solo 5,3 Km de una línea de transmisión de 138 KV, que llega a la Subestación Llacubamba, para alimentar a las cargas de MARSA, CMHSA y del PSE Llacubamba.

Sin embargo, las exigencias para preparar y presentar el Plan de Contingencia Operativo, son las mismas como que si nosotros fuéramos un gran transmisor, como REP por ejemplo, con centenares de kilómetros de líneas de transmisión y múltiples subestaciones en AT.

En vista que el 29 de noviembre pasado, ha sido publicado en El Peruano el Proyecto de Procedimiento para la Supervisión de los Planes de Contingencias Operativos en el Sector Eléctrico, les hacemos llegar este nuestro comentario, para que consideren algún tipo de diferencia en las exigencias que ustedes solicitan a transmisores con líneas pequeñas como la nuestra.

Comentario OSINERGMIN

Teniendo en cuenta que la Línea de Transmisión también alimenta al PSE Llacubamba, deberán elaborar un Plan de Contingencia que contenga los aspectos relevantes vinculados a su Línea de Transmisión y Subestación asociada. Con esta aclaración se reduce sustancialmente los alcances que figuran en los lineamientos alcanzados por OSINERGMIN.

Aclarado.

9. Propuestas presentadas por Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE).**9.1 Observación N° 1**

6.2. Contenido, frecuencia y plazos de entrega y publicación de los PCO's

Observación:

Se sugiere que el PCO de Líneas de Transmisión debe tener el mismo periodo de presentación que los demás PCO, estos es se solicita cambiar de 1 a cada 2 años porque las líneas de transmisión no cambia todos los años.

Esto implicará un cambio en la Resolución OSINERGMIN N° 091-2006-OS/CD.

Comentario OSINERGMIN

Los PCO's se presentarán cada dos años. Dicha presentación deberá efectuarse a más tardar el 31 de diciembre del segundo año del período bianual.

Lo concerniente a PCO's que se incluyen en los procedimientos N° 091-2006-OS/CD, N° 304-2009-OS/CD y N° 220-2010-OS/CD, quedarán sin efecto en lo que se opongan al presente procedimiento.

Por lo expuesto, se admite la propuesta de la Empresa.

9.2 Observación N° 2

7. Indicadores de Gestión

La evaluación de cada uno de los indicadores definidos en los numerales 7.1, 7.2, 7.3 y 7.4 será anual.

Observación:

De acuerdo al punto 6.2, el PCO se debe presentar cada año (Resolución OSINERGMIN 091-2006-OS/CD), para el caso de los PCO's de las Centrales se debe presentar cada 2 años (Resolución OSINERGMIN N° 304-2009-OS/CD).

En concordancia con nuestra observación del punto 6.2 solicitamos que OSINERGMIN modifique los plazos de entrega del PCO de Líneas de Transmisión, debe tener el mismo periodo de presentación que los demás PCO's, estos es, se solicita cambiar de 1 a cada 2 años porque las líneas de transmisión no cambia todos los años.

Solicitamos se aclare este numeral. Esto implicará un cambio en la Resolución OSINERGMIN N° 091-2006-OS/CD.

Comentario OSINERGMIN

Los PCO's se presentarán cada dos años. Dicha presentación deberá efectuarse a más tardar el 31 de diciembre del segundo año del período bianual.

Por lo expuesto, la evaluación de cada uno de los indicadores definidos en los numerales 7.1, 7.2, 7.3 será bianual. La evaluación del indicador del numeral 7.4 (EPC) será cada vez que se presente una contingencia.

Lo concerniente a PCO's que se incluyen en los procedimientos N° 091-2006-OS/CD, N° 304-2009-OS/CD y N° 220-2010-OS/CD, quedarán sin efecto en lo que se opongan al presente procedimiento.

Por lo expuesto, se admite la propuesta de la Empresa.

9.3 Observación N° 3

7.1 Tabla Actividad 4 "Estudio de flujo de carga"

Observación:

Para el caso de las Centrales Térmicas de Santa Rosa y Ventanilla al no tener líneas de transmisión asociadas a estas instalaciones, estimamos que este tipo de estudios no podrían aplicarse en la práctica.

Se ha considerado estas configuraciones, cuáles podrían ser los mecanismos para que se considere esto en este procedimiento.

Comentario OSINERGMIN

El Estudio de flujo de carga se elaborará cuando corresponda. En el procedimiento se precisará la exigencia.

Por lo expuesto, no se requiere realizar el estudio de flujo carga para los casos de centrales de generación.

Por lo expuesto, se admite la propuesta de la Empresa.

9.4 Observación N° 4

7.2 Elaboración de Planes de Acción detallados para cada uno de los elementos críticos y situaciones críticas identificadas en la evaluación de riesgos.

Observación:

¿Existe alguna consideración especial de la información que debe contener el Plan de Acción para superar la contingencia?

Comentario OSINERGMIN

Los Planes de Acción consideran las actividades secuenciales que se ejecutarán cuando falle un Elemento Crítico del sistema o de la instalación eléctrica, provocadas por fallas operativas o por Situaciones Críticas; estas actividades tienen por finalidad superar la contingencia.

En los Lineamientos se precisa el contenido mínimo del Plan de Acción (numeral 3.5 de los Lineamientos)

Aclarado.

9.5 Observación N° 5

7.3 Elaboración de la Disponibilidad y Operatividad de los Equipos y Repuestos para Contingencias (DIS).

Observación:

Para el caso de las Líneas de Transmisión, no estamos de acuerdo con establecer pruebas operativas periódicas de los repuestos críticos, sino, bastaría declararse un ambiente adecuado de almacenamiento y además los protocolos de pruebas por componente y equipo que debe efectuarse antes de utilizarlo.

Para el caso de las Centrales Hidráulicas y de las Centrales Termoeléctricas a gas, vapor y ciclo combinado, como se ha considerado efectuar estas pruebas operativas? Que parámetros se van a medir? Son pruebas cualitativas o cuantitativas?

En el caso que las Centrales Térmicas quien asumirá el costo del combustible en caso de tener que efectuar pruebas de arranque de las unidades?

En el caso que la central se encuentre en "servicio", ¿cómo se ha planeado realizar las pruebas operativas de los equipos de servicios auxiliares?

Comentario OSINERGMIN

El Indicador "DIS" busca que los Equipos y Repuestos para atender Contingencias estén permanentemente disponibles.

La evaluación de la operatividad de los Equipos y Repuestos, dentro del presente procedimiento no se limita a la verificación mediante pruebas; también se ha considerado, en el procedimiento la identificación y verificación documentaria de la información que sustente la operatividad de los Equipos y Repuestos declarados para atender una Contingencia. Asimismo, efectivamente, la evaluación de este indicador consistirá también en la revisión de los respectivos protocolos de pruebas.

Las pruebas operativas se realizarán en los casos que sean factibles y sin afectar la operación normal de la instalación.

Aclarado.

9.6 Observación N° 6

LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE LOS PCO's

Para todos los PCO's se solicita la elaboración del control PERT (Técnica de Evaluación y Revisión de Programas).

Sugerencia:

Solicitamos precisar la metodología de elaboración de los diagramas de control PERT.

Comentario OSINERGMIN

Teniendo en cuenta que los elementos críticos y sus respectivos Planes de Acción, en muchos casos resultan numerosos, consideramos que con la finalidad de simplificar los PCO's se prescindirá de presentar los diagramas PERT.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN
EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 265-2012-OS/CD**

Lima, 27 de diciembre de 2012

VISTO:

El Memorando N° GFE-2012-1459 de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, por el cual se solicita al Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, la aprobación del "Procedimiento para supervisar las condiciones de prestación del servicio público de electricidad en los Sistemas Aislados";

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 y las 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, el inciso a) del artículo 5° de la Ley N° 26734, Ley de Creación de OSINERGMIN, establece como función velar por el cumplimiento de la normativa que regule la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario. Asimismo, el artículo 121° de la Ley de Concesiones Eléctricas señala que el suministro de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, que no requiere de concesión, puede ser desarrollado por personas naturales o jurídicas con el permiso que será otorgado por los Concejos Municipales. Esto es compatible con la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, que establece la modalidad de Concesiones Eléctricas Rurales;

Que, en ese sentido, es necesario contar con un procedimiento de supervisión que permita verificar las condiciones de la prestación del servicio público de electricidad en los Sistemas Aislados. Asimismo, este procedimiento permitirá detectar aquellas personas naturales o jurídicas que no cuenten con título habilitante para desarrollar la prestación del servicio público de electricidad;

Que, en ese sentido, OSINERGMIN prepublicó el 29 de noviembre de 2012 en el Diario Oficial "El Peruano" el "Procedimiento para supervisar las condiciones de prestación del servicio público de electricidad en los Sistemas Aislados"; 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 General, la Gerencia Legal y la Gerencia de Fiscalización Eléctrica.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar el "Procedimiento para supervisar las condiciones de prestación del servicio público de electricidad en los Sistemas Aislados"; contenido en el anexo adjunto y cuyo texto forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2°.- El presente Procedimiento entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Artículo 3°.- La presente Resolución deberá ser publicada en el Portal Institucional de OSINERGMIN.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

**PROCEDIMIENTO PARA SUPERVISAR
LAS CONDICIONES DE PRESTACION
DEL SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD
EN LOS SISTEMAS AISLADOS**

1. OBJETIVO

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

Anexo

Procedimiento N° 220-2010-OC/DC

ORGANISMOS REGULADORES

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

Aprueban procedimiento para la supervisión de la operatividad de la generación en sistemas eléctricos aislados

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 220-2010-OS/CD

Lima, 26 de agosto de 2010

VISTO:

El Memorando N° GFE-1217-2010 de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, por el cual se solicita al Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, la aprobación del "Procedimiento para la Supervisión de la Operatividad de la Generación en Sistemas Eléctricos Aislados"; y,

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 y las 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, el inciso b) del artículo 31° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas establece la obligación de las empresas de conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente. Asimismo, el inciso a) del artículo 5° de la Ley N° 26734, Ley de Creación de OSINERGMIN, establece como función velar por el cumplimiento de la normativa que regule la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario;

Que, mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 152-2005-OS/CD, OSINERGMIN aprobó el "Procedimiento para Supervisar la Generación en Sistemas Eléctricos Aislados", a través del cual mediante una muestra representativa se establecen determinados indicadores que permiten evaluar la confiabilidad del suministro de las empresas que desarrollan actividades de generación eléctrica para el suministro a sistemas aislados;

Que, no obstante, en el tiempo transcurrido desde la aplicación del referido Procedimiento, se ha procesado y analizado el resultado de los indicadores de desempeño de las empresas, identificándose aspectos que deben ser mejorados a fin de garantizar una aplicación más efectiva del "Procedimiento para Supervisar la Generación en Sistemas Eléctricos Aislados";

Que, en ese contexto, es necesario contar con un nuevo procedimiento que permita a OSINERGMIN supervisar y fiscalizar la generación eléctrica en los Sistemas Aislados a fin de garantizar la confiabilidad, continuidad, eficiencia y calidad del suministro para el servicio público de electricidad;

Que, en ese sentido, OSINERGMIN prepublicó el 10 de junio de 2010 en el Diario Oficial El Peruano el "Procedimiento para la Supervisión de la Operatividad de la Generación en Sistemas Eléctricos Aislados", 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, no habiéndose recibido comentarios al respecto;

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 de Fiscalización Eléctrica, Gerencia Legal y de la Gerencia General;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar el "Procedimiento para la Supervisión de la Operatividad de la Generación en Sistemas Eléctricos Aislados", contenido en el anexo adjunto y cuyo texto forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2°.- Derogar la Resolución de Consejo Directivo N° 152-2005-OS/CD, que aprobó el "Procedimiento para Supervisar la Generación en Sistemas Eléctricos Aislados", no obstante, seguirá aplicándose para aquellos incumplimientos ocurridos durante su vigencia, salvo que las normas posteriores sean más beneficiosas.

Artículo 3°.- Entiéndase que el presente procedimiento reemplazará al aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 152-2005-OS/CD. Asimismo, la Escala de Multas y Sanciones aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 032-2010-OS/CD o la que la reemplace será aplicada tanto para este procedimiento como para aquellos casos que continúen tramitándose con el anterior procedimiento.

Artículo 4°.- El presente Procedimiento entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Artículo 5°.- La presente Resolución deberá ser publicada en el Portal del Estado Peruano y en el Portal Institucional de OSINERGMIN.

ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo

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

1. OBJETIVO

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

2. ALCANCES

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

3. BASE LEGAL

- Ley N° 27332 - Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos.

- Ley N° 27699 - Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERGMIN.

- Decreto Ley N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas.



- D.S. N° 009-93 EM - Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

- Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas y Mineras de OSINERGMIN, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 205-2009-OS/CD.

4. DEFINICIONES

GART: Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN.

GFE: Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Sistema aislado: Sistema eléctrico no enlazado al SEIN.

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

5. METODOLOGÍA

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

a) Mediante el presente procedimiento, OSINERGMIN establece: el requerimiento de información, indicadores y tolerancias para obtener los niveles de confiabilidad y

calidad que requiere la generación de energía eléctrica para el suministro en los sistemas aislados.

b) Las Empresas proporcionarán la información requerida mediante los formatos y en los plazos establecidos por el presente procedimiento, los que deberán ser reportados en forma sistematizada a través del Sistema Informático Extranet desarrollado por la GFE.

c) La supervisión se realizará por cada sistema eléctrico, mediante evaluación semestral de los indicadores, desviaciones de los límites y tolerancias establecidos, en función de cuyo resultado se priorizarán las inspecciones de campo a las instalaciones generadoras. Lo expuesto no exceptúa la realización de inspecciones imprevistas ante eventos extraordinarios.

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

d) Para alcanzar los niveles de tolerancia y estándares de confiabilidad y calidad de generación, las Empresas deberán implementar un Programa de Adecuación de Confiabilidad del Suministro (PACS) para garantizar el Margen de Reserva Operativo de Generación que cubra el incremento de la demanda, además de un Plan de Contingencias Operativas (PCO) para mitigar los efectos de las interrupciones del servicio.

e) OSINERGMIN podrá instalar equipos registradores de medición para validar la información remitida por las Empresas.

f) El incumplimiento al presente procedimiento constituye infracción pasible de sanción.

6. INDICADORES

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

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

7. REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN

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

7.1 DATOS GENERALES Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS INSTALACIONES GENERADORAS

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

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



- Mediante el formato del Anexo 02-A: las características técnicas de las instalaciones por cada central generadora.

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

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

7.3 REPORTE DIARIO DE FALLAS Y SALIDAS FORZADAS

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

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

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

7.4 REPORTE DEL MANTENIMIENTO PROGRAMADO

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

7.5 REPORTE DE RACIONAMIENTO POR DÉFICIT DE GENERACIÓN

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

7.6 REPORTE DEL MARGEN DE RESERVA OPERATIVO DE GENERACIÓN

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

7.7 REPORTE MENSUAL DEL DESPACHO DE CARGA

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

7.8 PLAN DE CONTINGENCIAS OPERATIVAS

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

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

- Por falla o deterioro de cualquier componente de las instalaciones generadoras, cuya rehabilitación no pueda lograrse antes de 24 horas. Para el caso de los servicios

donde el suministro sea de 12 horas diarias o menos, el período máximo de rehabilitación será de 36 horas.

- En la ejecución de actividades de mantenimiento preventivo o correctivo con restricción total del suministro que dure más de 12 horas consecutivas.

- Ante daños causados a las instalaciones generadoras por causas de fuerza mayor, fenómenos naturales o hechos fortuitos, que no permitan el restablecimiento de las instalaciones afectadas después de las 24 horas de su ocurrencia.

7.9 PROGRAMA DE ADECUACIÓN DE CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO

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

8. PLAZOS PARA REMITIR LA INFORMACIÓN

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

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

9. TRANSFERENCIA DE INFORMACIÓN

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

10. INSPECCIÓN DE CAMPO

En base al programa de supervisión elaborado por OSINERGMIN se efectúa la correspondiente inspección



de campo a las respectivas instalaciones de generación seleccionadas, donde se verificará lo siguiente:

- La información enviada por las Empresas.
- La implementación de los Programas de Contingencias Operativas y Planes de Adecuación de Confiabilidad del Suministro.
- La comprobación de las potencias efectivas reportadas por las Empresas.
- El cumplimiento de las obligaciones técnicas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas, su reglamento y demás normas técnicas.

Adicionalmente a lo señalado, mediante el formato de verificación de campo, se constatará el estado de las instalaciones de generación y las condiciones adecuadas que garanticen su operación continua y confiable, así como el cumplimiento de las normas de seguridad y cuidado del medio ambiente.

Las intervenciones de supervisión o fiscalización de OSINERGMIN no son limitativas a lo señalado en el presente párrafo, siendo facultad del ente supervisor realizar intervenciones no programadas, cuando se considere pertinente para el cumplimiento de su labor.

11. MULTAS

El incumplimiento de 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 emitida por OSINERGMIN, en los siguientes casos:

- Por entrega de información inexacta y/o inoportuna.
- Por exceder los límites y tolerancias establecidos en Resolución de Consejo Directivo de OSINERGMIN.
- Por no implementar los Planes de Contingencias Operativas.
- Por no implementar los Programas de Adecuación de Confiabilidad del Suministro.
- Por incumplir las obligaciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas, su reglamento y demás normas técnicas.

12. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS Y TRANSITORIAS

En el caso de existir centrales de generación a cargo de distintas empresas en un mismo sistema eléctrico, la responsabilidad sobre el cumplimiento de la presente directiva, es de aquella que posea mayor capacidad instalada.

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

ANEXO N° 01

RELACIÓN DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

N°	SIGLA	EMPRESA
1	ELN	ELECTRONORTE
2	EOR	ELECTROORIENTE
3	HID	HIDRANDINA
4	EDN	EDELNOR
5	EUC	ELECTRO UCAYALI
6	ELC	ELECTROCENTRO
7	ESE	ELECTRO SUR ESTE
8	SEA	SEAL
9	CHA	CHAVIMOCHIC
10	EGP	EGEPSA
11	EHC	EILHICHA

FORMATOS ESTABLECIDOS EN EL SISTEMA INFORMÁTICO EXTRANET

ANEXO N° 02

DATOS TÉCNICOS DE GENERACIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS AISLADOS

Tipo Sistema	Nombre Sistema Eléctrico	Código Sistema Eléctrico	N° de Horas de Suministro	Localidades que abastece	Sector Típico	N° de Clientes	Máxima Demanda (kW)	Distrib. Primaria (kV)	Tipo M=Mixta H=Hidro T=Term	Nombre de la Central	Código de la Central	Potencia Instalada (kW)

Donde:

Tipo Sistema	: Tipificación de cada sistema eléctrico aislado a cargo de OSINERGMIN
Nombre Sistema Eléctrico	: Nombre con el cual se ha denominado al sistema eléctrico
Código Sistema Eléctrico	: Codificación a cargo de OSINERGMIN
N° de Horas de Suministro	: N° de horas de suministro eléctrico comprometido en forma contractual por la Entidad
Localidades que abastece	: Principales localidades que se abastece el suministro eléctrico en el sistema aislado
Sector Típico	: Sector típico denominado para cada sistema eléctrico
N° de Clientes	: N° de clientes del sistema aislado del último semestre (Tomado de la información "Formato 05")
Máxima Demanda (kW)	: Máxima demanda del sistema aislado del último semestre. (Tomado de la información "Formato 05")
Distrib. Primaria (kV)	: Tensión primaria preponderante del sistema eléctrico
Tipo	: Tipo de generación de cada central (Tomado de la información "Formato 02-A")
Nombre de la Central	: Nombre denominado a la central eléctrica (Tomado de la información "Formato 02-A")
Código de la Central	: Codificación a cargo de OSINERGMIN
Potencia Instalada	: Potencia total de la central eléctrica (Tomado de la información "Formato 02-A")

ANEXO N° 02-A

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

CENTRAL

Nombre	
Tipo de Generación (M,H,T)	
N° Grupos	
Potencia Instalada (kW)	
Potencia Efectiva (kW)	
Año puesta en servicio	
Sistema aislado que abastece	
Nombre del río	

Ubicación

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

Código Grupo			
Denominación Grupo			
Motor Primo	Marca		
	Tipo		
	N° Serie		
	Potencia Nominal (kW)		
	Año puesta en servicio		
	Velocidad (rpm)		
	Regulador de velocidad		
	Tipo de combustible		
Turbina	Marca		
	Tipo		
	Modelo		
	N° de Serie		
	Salto (m)		
	Caudal Diseño (m³/s)		
	Potencia Nominal (kW)		
	Velocidad (rpm)		
Válvula Principal			
Tipo Válvula			
Accionamiento			
Generador	Marca		
	Modelo		
	Potencia instalada (kVA)		
	Potencia Instalada (kW)		
	Tensión (kV)		
	Corriente (A)		
	Cos φ		
	Excitatriz		
Tensión (V)			
Corriente (A)			
Obras Hidráulicas	Canal de conducción		
	Tipo		
	Sección (m²)		
	Q (m³/s)		
	Material		
	Tubería de Presión		
	Tipo de Instalación		
	Longitud (m)		
	N° Tuberías		
	N° Junta Dilatación		
	Desarenador		
	N° Naves		
	Volumen (m³)		
Cámara de Carga			
Volumen Util (m³)			
Válvula de ingreso a tubería			
Transformador	Denominación del Trafo		
	Marca		
	Modelo		
	N° Serie		
	Año puesta servicio		
	Tensión Primaria (kV)		
	Tensión Secundaria (kV)		
	Potencia (kVA)		
	Grupo de Conexión		
	Refrigeración		

**ANEXO N° 03 y 04****REGISTRO DE SALIDAS FORZADAS EN LAS CENTRALES DE GENERACIÓN AISLADA**

Ubicación

Sistema Aislado:

Central:

Registro de Falla:

Inicio de Falla:

Fin de Falla:

Potencia pre-falla (kW):

Suministro afectado (kW):

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

Sistema Eléctrico Afectado:

Central que originó la falla

Grupos:

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

Tiempo de Indisponibilidad:

Grupos afectados por la falla

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

Detalles de la Causa

Causa que ocasionó la falla:

Origen:

Señalización:

Descripción:

Acciones Correctivas:

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

Ubicación

Sistema Aislado:

Central:

Inicio de Mantenimiento Programado:

Fin de Mantenimiento Programado:

Inicio de Mantenimiento Ejecutado:

Fin de Mantenimiento Ejecutado:

Suministro a afectar (kW):

Estado:

Instalación Afectada

Grupos:

Código	Nombre	Fecha Parada	Fecha Reposición

Detalle de actividades

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

Descripción Sistema Aislado: Central: Registro de falla: Inicio de Racionamiento: Fin de Racionamiento: Potencia racionada (kW): Tiempo de Racionamiento: Alcance:
--

Causa Causa del racionamiento: Origen: Descripción: Acciones correctivas:

ANEXO N° 05
MARGEN DE RESERVA OPERATIVO DE GENERACIÓN

Sistema Eléctrico	Central(es) de Generación	Tipo	Potencia Efectiva (kW)	Potencia Firme Total (kW)	Máxima Demanda total del Sistema (kW)	Margen de Reserva (kW)	(%) Reserva	N° de Usuarios

ANEXO N° 06
DESPACHO DE CARGA DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN

Empresa:
Sistema Eléctrico:
Mes:

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

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



EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

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

Mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 152-2005-OS/CD, OSINERGMIN aprobó el "Procedimiento para Supervisar la Generación en Sistemas Eléctricos Aislados", a través del cual mediante una muestra representativa se establecen determinados indicadores que permiten evaluar la confiabilidad del suministro de las empresas que desarrollan actividades de generación eléctrica para el suministro a sistemas aislados. En efecto, establece la evaluación periódica de los indicadores que determinen las condiciones operativas de las centrales eléctricas, lo que permite supervisar que las empresas generadoras cumplan con implementar tanto el Plan de Contingencias Operativas como el Programa de Adecuación de Confiabilidad del Suministro, para alcanzar los niveles de confiabilidad que se plantean como metas para mejorar la calidad del suministro en los Sistemas Aislados.

No obstante, en el tiempo transcurrido desde la aplicación del referido Procedimiento, se ha procesado y analizado el resultado de los indicadores de desempeño de las empresas, identificándose aspectos que deben ser mejorados a fin de garantizar una aplicación más efectiva del "Procedimiento para Supervisar la Generación en Sistemas Eléctricos Aislados".

Dichas mejoras y actualizaciones, entre otras son: establecer un nuevo sistema informático extranet para poder remitir información; establecer nuevos reportes de información con sus correspondientes formatos; y actualizar algunas definiciones utilizadas en el Procedimiento. Consideramos que con este nuevo procedimiento, las empresas podrán participar mejor del proceso de supervisión que este organismo realiza en los sistemas eléctricos aislados.

De otro lado, debemos señalar que a pesar de haber sido prepublicado el presente procedimiento, no se han presentado observaciones al respecto, por lo que se ha optado por aprobar la propuesta original.

Finalmente, debemos señalar que este procedimiento se enmarca 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, que establece la función normativa de los Organismos Reguladores, entre ellos OSINERGMIN, la cual 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. Además, el artículo 3° de la Ley N° 27699 – Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de OSINERGMIN, señala que el Consejo Directivo está facultado para aprobar procedimientos administrativos vinculados, entre otros, a la Función Supervisora.

538455-1

**ORGANISMOS TECNICOS
ESPECIALIZADOS****SERVICIO NACIONAL
DE AREAS NATURALES
PROTEGIDAS POR EL ESTADO**

Precisan que procedimientos administrativos para obtener opinión favorable al expediente técnico para reconocimiento de Áreas de Conservación Privadas, iniciados con anterioridad a la vigencia de la Res. N° 144-2010-SERNANP, se regirán por la normatividad vigente a su presentación

**RESOLUCIÓN PRESIDENCIAL
N° 155-2010-SERNANP**

Lima, 2 de setiembre de 2010

VISTO:

El Informe N° 204-2010-SERNANP-OAJ, de fecha 02 de setiembre de 2010, de la Oficina de Asesoría Jurídica del Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado – SERNANP, en el cual se recomienda precisar los alcances de la Resolución Presidencial N° 144-2010-SERNANP de fecha 12 de agosto del 2010 y publicada en el Diario Oficial El Peruano el 14 de agosto del 2010.

CONSIDERANDO:

Que, la Constitución Política del Perú establece en su artículo 68° que el Estado está obligado a promover la conservación de la diversidad biológica y de las Áreas Naturales Protegidas; asimismo establece en el artículo 103° que la Ley desde su entrada en vigencia, se aplica a las consecuencias de las relaciones y situaciones jurídicas existentes y no tiene fuerza ni efectos retroactivos; salvo, en ambos supuestos, en materia penal cuando favorece al reo;

Que, el artículo 3° de la Ley N° 26834, Ley de Áreas Naturales Protegidas, establece que las Áreas Naturales Protegidas pueden ser de administración nacional, las mismas que conforman el Sistema Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado – SINANPE, de administración regional y de administración privada, denominadas Áreas de Conservación Regionales y Áreas de Conservación Privadas respectivamente;

Que, el artículo 70° del Reglamento de la Ley de Áreas Naturales Protegidas Decreto Supremo N° 038-2001-AG, señala que las Áreas de Conservación Privadas son aquellos predios de propiedad privada que por sus características ambientales, biológicas, paisajísticas u otras análogas, contribuyen a complementar la cobertura del SINANPE, aportando a la conservación de la diversidad biológica e incrementando la oferta para investigación científica y la educación, así como de oportunidades para el desarrollo de turismo especializado;

Que, de conformidad con el inciso b) del numeral 2 de la Segunda Disposición Complementaria Final del Decreto Legislativo señalado en el considerando que antecede, es función del SERNANP aprobar las normas y establecer los criterios técnicos y administrativos, así como los procedimientos para el establecimiento y gestión de las Áreas Naturales Protegidas;

Que, en este sentido, y tal como se concluye en el documento señalado en el visto, resulta necesario precisar los alcances de la Resolución Presidencial N° 144-2010-SERNANP que aprueba las Disposiciones Complementarias para el Reconocimiento de las Áreas de Conservación Privadas, respecto a los procedimientos administrativos para obtener la opinión favorable al expediente técnico para el reconocimiento de las mismas iniciados con anterioridad a la entrada en vigencia de la precitada resolución;

En uso de las facultades conferidas mediante el inciso b) del artículo 3° y el inciso e) del artículo 11° del Reglamento de Organización y Funciones del SERNANP, aprobado mediante Decreto Supremo N° 006-2008-MINAM;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Precisar que los procedimientos administrativos para obtener la opinión favorable al expediente técnico para reconocimiento de Áreas de Conservación Privadas, iniciados con anterioridad a la entrada en vigencia de la Resolución Presidencial N° 144-2010-SERNANP de fecha 12 de agosto del 2010, que aprueba las Disposiciones Complementarias para el Reconocimiento de las Áreas de Conservación Privadas, se regirán por la normatividad vigente a su presentación, hasta que concluyan.

Artículo 2°.- Publicar la presente Resolución en la página web institucional del SERNANP: www.sernanp.gob.pe y en el Diario Oficial El Peruano.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

LUIS ALFARO LOZANO
Jefe

539127-1

PLAN DE ADECUACIÓN DE CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO (PACS)

1. Antecedentes

En cumplimiento a lo establecido en el acápite 7.9 de la Resolución OSINERG N° 220-2010-OS/CD, las empresas presentarán a Osinergmin hasta el último día hábil del mes de diciembre, cada dos años, un Plan de Adecuación de Confiabilidad del Suministro por cada sistema eléctrico aislado a su cargo.

2. Objetivo del programa

El Plan de Adecuación de Confiabilidad del Suministro, en adelante PACS, tiene como objetivo principal, sustentar la existencia del Margen de Reserva Operativo de Generación en cada sistema eléctrico aislado, que garantice la cobertura permanente de la demanda del sistema al cual abastece.

3. Disposiciones generales

En los casos en que, por déficit de capacidad de generación, surjan restricciones del servicio eléctrico, el aludido PACS debe contener un Plan de Expansión de la Generación debidamente sustentado, para alcanzar el margen de reserva en capacidad de generación requerido para cubrir la demanda del sistema al cual alimenta.

En todos los sistemas aislados, inclusive en los que exista el respectivo margen de reserva en capacidad de generación sobre la demanda, el PACS debe contener las medidas para mantener el correspondiente margen reconocido en la respectiva tarifa en barra.

Para el cumplimiento de la existencia del respectivo margen de reserva, se han considerado los porcentajes que se aplican en las correspondientes resoluciones de fijaciones tarifarias, los mismos que se indican en el Anexo N° 1.

4. Guía para elaborar los programas de confiabilidad de suministro

La estructura del PACS por cada sistema, deben contener como mínimo los siguientes componentes:

ESTRUCTURA DEL INFORME DE PACS

La estructura y los alcances para la elaboración y presentación de los PACS, por parte de las Empresas del sector eléctrico deberán contener como mínimo la siguiente información:

I. Diagnóstico general del sistema a diciembre 2022

- 1.1 Análisis de la oferta de generación existente
 - a) Composición del parque generador (térmico, hidráulico o hidrotérmico)
 - b) Potencia instalada, potencia efectiva, tipo de combustible, velocidad (RPM)
 - c) Estado operativo y horas de operación de cada grupo generador
 - d) Diagrama de carga típico del día de máxima demanda
 - e) Mantenimiento overhaul de cada grupo generador (fecha de ejecución de última ejecución y fecha prevista para la siguiente intervención)
- 1.2 Evolución histórica de la máxima demanda al año 2022
- 1.3 Margen de reserva
 - Periodo de avenida
 - Periodo de estiaje
- 1.4 Evolución histórica de la máxima demanda al año 2022
- 1.5 Consumo de combustible y rendimiento específico (kwh/g)
- 1.6 Procedimiento de operación en caso de salidas forzadas de generación

II. Proyección anual referencial para el periodo 2023-2030

Información referencial anual

- 2.1 Oferta de generación
- 2.2 Máxima demanda
- 2.3 Margen de reserva de generación

III. Análisis para el periodo 2023-2024

- 3.1 Proyección mensual de la oferta de generación, que debe considerar la Potencia Instalada y la Potencia Efectiva
- 3.2 Proyección mensual de la Máxima Demanda
- 3.3 Grupos de generación indisponibles por cada mes, de acuerdo al Plan de mantenimiento anual
- 3.4 Cálculo del margen de reserva de generación mensual y comparación con el valor límite establecido (anexo 1).

En base a los datos consignados en los numerales 3.1, 3.2 y 3.3, calcular el margen de reserva para cada mes del periodo 2015-2016. El cálculo se debe realizar de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$MR(\%) = \left(\frac{PE}{MD} - 1 \right) * 100\%$$

Dónde:

PE: Potencia Efectiva mensual, descontado los grupos indisponibles por mantenimiento (kW o MW)

MD: Máxima Demanda (kW o MW)

MR: Margen de Reserva de Generación (%)

IV. Medidas para mantener el margen de reserva para el periodo 2023-2024

Enumerar y describir las principales gestiones y actividades a realizar, con la finalidad de garantizar el margen de reserva establecido para cada sistema eléctrico aislado evaluado, la información requerida debe contener como mínimo:

- 4.1 Descripción del Plan de mantenimiento mayor por cada unidad de generación con documentación que la sustente
- 4.2 Descripción de posibles alternativas de interconexión al SEIN
- 4.3 Descripción de alternativas de uso de fuentes de energías renovables
- 4.4 Descripción del Plan de expansión de la generación (por ejemplo: Compra y/o alquiler de grupos)

Anexo N° 1
MARGEN DE RESERVA DE GENERACION RECONOCIDO EN TARIFA

Empresa	Sistema	Margen de Reserva
Adinelsa	Cajatambo	30%
Adinelsa	Santa Leonor	30%
Enel Distribución Perú	Canta	30%
Enel Distribución Perú	Churín	30%
Enel Distribución Perú	Ravira Pacaraos	30%
Enel Distribución Perú	Hoyos Acos	30%
Enel Distribución Perú	Yaso	30%
Electro Ucayali	Atalaya	20%
Electro Ucayali	Purús	30%
Seal	Atico	30%
Hidrandina	Chiquián	30%
Chavimochic	Tanguche-Desarenador	30%
Eilhicha	Chacas – San Luis	30%
Electro Oriente	Cabaloccocha	30%
Electro Oriente	Santa Rosa	30%
Electro Oriente	Contamana	30%
Electro Oriente	Orellana	30%
Electro Oriente	Iquitos	20%
Electro Oriente	Nauta	30%
Electro Oriente	Requena	30%
Electro Oriente	Tamshiyacu	30%
Electro Oriente	Gran Perú	30%
Electro Oriente	Indiana	30%
Electro Oriente	Mayoruna	30%
Electro Oriente	San Francisco de Asís	30%
Electro Oriente	El Estrecho	30%
Electro Oriente	Petrópolis	30%
Electro Oriente	Islandia	30%
Electro Oriente	San Lorenzo	30%
Electro Oriente	Lagunas	30%