

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 2702-2017**

Lima, 22 de diciembre de 2017

Exp. N° 2014-066

VISTO:

El expediente SIGED N° 201300146672 referido al procedimiento administrativo sancionador iniciado a través del Oficio N° 2062-2014 a la empresa CONSORCIO ENERGÉTICO DE HUANCVELICA S.A. (en adelante, CONENHUA) con RUC N° 20100188628.

CONSIDERANDO:

1. ANTECEDENTES

- 1.1. Mediante el Informe Técnico N° GFE-UTRA-208-2013, se recomendó el inicio de un procedimiento administrativo sancionador a CONENHUA por presuntamente incumplir con el Procedimiento de Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD (en adelante, el Procedimiento).
- 1.2. El referido informe recomendó el inicio del procedimiento administrativo sancionador por las infracciones detalladas a continuación:
 - a) Reportar fuera de plazo hasta por tres (3) días de atraso las desconexiones registradas con los códigos 106209, 112331, 106210, 112332 y 112373, las cuales interrumpieron el suministro eléctrico a los usuarios por más de tres (3) minutos, en el segundo semestre 2012.
 - b) Reportar fuera de plazo por más de diez (10) días de atraso la máxima demanda de transformadores correspondiente al mes de julio 2012.
 - c) Reportar fuera de plazo por más de diez (10) días de atraso la máxima carga de líneas de transmisión correspondiente al mes de julio 2012.
 - d) Exceder la tolerancia de "Número de fallas por cada 100 km-año", en líneas de transmisión igual o mayores de 100 km, en el nivel de tensión de 138 kV (Indicador "Tasa de falla" de líneas de transmisión), establecida en el Cuadro N° 2 (1) del numeral 6.2 del Procedimiento, respecto de la línea de transmisión L-1040 Callalli-Ares, durante el periodo correspondiente al primer y segundo semestre 2012.
 - e) Exceder la tolerancia de "Horas de indisponibilidad por año", en líneas de transmisión menores de 100 km, en el nivel de tensión igual o mayor de 30kV o menor a 75kV, (Indicador "Indisponibilidad" de líneas de transmisión) establecida en el Cuadro N° 2 (1), del numeral 6.2 del Procedimiento, respecto de la línea de transmisión L-6644 Ingenio - Caudalosa, durante el periodo correspondiente al primer y segundo

semestre 2012.

- 1.3. Mediante el Oficio N° 2062-2014-OS-GFE, notificado el 12 de marzo de 2014, se inició un procedimiento administrativo sancionador a CONENHUA por las infracciones descritas en el numeral precedente.
- 1.4. A través de la Carta N° CONENHUA-GG-014-2014, CONENHUA solicitó un plazo adicional de 10 días hábiles para la presentación de sus descargos. Dicho plazo fue concedido a través del Oficio N° 3314-2014-OS-GFE, notificado el 3 de abril de 2014, se otorgó el plazo solicitado.
- 1.5. Mediante la Carta N° CONENHUA-GG-017-2014, recibida el 22 de abril de 2014, CONENHUA remitió sus descargos al inicio del procedimiento administrativo sancionador, los que a continuación se detallan:
 - 1.5.1. **Reportar fuera de plazo hasta por tres (3) días de atraso las desconexiones registradas con los códigos 106209, 112331, 106210, 112332 y 112373, las cuales interrumpieron el suministro eléctrico a los usuarios por más de tres (3) minutos, en el segundo semestre 2012.**
 - a) Manifiesta que únicamente efectuará descargos a las desconexiones con códigos de registro 106209 y 106210. En ese sentido, precisa que a las 13:47 horas del 29 de julio de 2012, se produjo la desconexión de la línea L-6644 Ingenio-Caudalosa (60 kV) por factores climáticos adversos, con afectación a los servicios auxiliares en 220 Vac de la S.E. Ingenio.
 - b) Indica que para el caso de la línea de transmisión, el personal del área ejecuta sus actividades acorde a sus procedimientos correctivos para permitir el ingreso normal de la misma al SEIN.
 - c) Señala que para el caso de la S.E. Ingenio, habiéndose realizado inspección a los tableros y canaletas de cables, personal de turno y propio del área de operaciones encontró abierto el contacto de la llave termomagnética que suministra energía eléctrica en 220 Vac al regulador automático del transformador de potencia TP-01. Agrega que de la ejecución correctiva a esta observación, que incluyó el retiro de las tapas metálicas de las canaletas de los cables de control y medición de los equipos instalados en el lugar, se ocasionó fortuitamente el seccionamiento de los cables de conexión de internet provistos en la subestación eléctrica y, por ende, la falta de conectividad para conexión satelital a internet y telefonía. Señala que luego de ejecutar diversas actividades para identificar y corregir el problema de conectividad, que duró aproximadamente 13:30 horas, se realizó el reporte del evento respectivo tanto para línea de transmisión y equipos de subestación, con códigos de registro 106209 y 106210.
 - d) Adicionalmente, señala que como medida correctiva para evitar ocurrencias similares, se ha canalizado el sistema de comunicación de subestación.
 - 1.5.2. **Exceder la tolerancia de “Número de fallas por cada 100 km-año”, en líneas de transmisión igual o mayores de 100 km, en el nivel de tensión de 138 kV (Indicador “Tasa de falla” de líneas de transmisión), establecida en el**

Cuadro N° 2 (1) del numeral 6.2 del Procedimiento, respecto de la línea de transmisión L-1040 Callalli- Ares, durante el periodo correspondiente al primer y segundo semestre 2012.

- a) Indica que la línea de transmisión L-1040, con un nivel de tensión de 138 kV, se encuentra ubicada en las provincias de Caylloma y Castilla, del departamento de Arequipa; con características climáticas marcadas en dos períodos: estiaje y avenida; cuenta de 294 estructuras metálicas aterradas con un sistema que incluye contrapesos de 25 m de longitud aproximadamente y pozos a tierra con electrodo conectados entre sí y en cada una de sus patas.
- b) Manifiesta que las características climatológicas de la zona son propias de la sierra sur del país, con un nivel isoceráunico $T_d = 50$. Agrega que sus condiciones meteorológicas son cambiantes en magnitud e intensidad, producto de los efectos del calentamiento global, volviéndose adversas en magnitud y con frecuencia extraordinaria, imprevisible y hasta incontrolable para cualquier infraestructura eléctrica construida en esta zona, pese a que son diseñados con criterios técnicos normados y regulados para instalaciones de alta tensión e, incluso, en algunos casos se ha sobredimensionado en el equipamiento instalado para menguar las fallas.
- c) Señala que ha realizado un mantenimiento anual del tipo preventivo, desde el año 2005 a la fecha, con la finalidad de contrarrestar las consecuencias sufridas en el sistema eléctrico por las condiciones meteorológicas adversas a las que se está constantemente expuesta.
- d) Sostiene que la misma situación ocurre con el sistema de aterramiento de la línea de transmisión L-1040, que aun siendo normada para trabajar a una resistencia mínima de 25 Ohmios, ésta ha sido mejorada, logrando conseguir resultados que están en el promedio de los 1.88 Ohmios.
- e) Expresa que, a pesar de las medidas preventivas adoptadas para proteger el sistema eléctrico de estas condiciones naturales, se ha logrado resultados poco favorables, y que por ello ha decidido ejecutar estudios técnicos con información actualizada de las condiciones atmosféricas de las zonas y sus implicancias para determinar la mejora del sistema de protección de la línea de transmisión.
- f) Adicionalmente, señala que el costo incurrido en las medidas preventivas adoptadas, que incluye el suministro y montaje de pararrayos, contadores de descarga y separadores de fases, desde el año 2005 a la fecha, asciende aproximadamente en USD \$ 287 500.00 y para los trabajos de mejoramiento del sistema de puesta a tierra efectuados cada año, asciende aproximadamente de S/ 128 765.13 anuales.
- g) Finalmente, manifiesta haber coordinado con SEAL a fin de proceder al resarcimiento a los usuarios finales por las desconexiones imputadas, la misma que remitió la Nota de Débito N° 015-000572, correspondiente a las compensaciones de las desconexiones ocurridas durante el año 2012. Adjunta la copia de la transferencia bancaria efectuada.

1.5.3. **Exceder la tolerancia de “Horas de indisponibilidad por año”, en líneas de transmisión menores de 100 km, en el nivel de tensión igual o mayor de 30kV o menor a 75kV, (Indicador “Indisponibilidad” de líneas de transmisión) establecida en el Cuadro N° 2 (1), del numeral 6.2 del Procedimiento, respecto de la línea de transmisión L-6644 Ingenio - Caudalosa, durante el periodo correspondiente al primer y segundo semestre 2012.**

- a) Manifiesta que la línea de transmisión L-6644 está ubicada entre el distrito de Huachocolpa, provincia de Huancavelica y el distrito de Santa Ana, provincia de Castrovirreyna, ambos en el Departamento de Huancavelica. Agrega que está conformada por 181 torres metálicas y cuenta con una longitud de 52.6 km.
- b) Explica que las características climatológicas de la zona son propias de la sierra sur del país, con un nivel isocerámico $T_d = 50$ y que de acuerdo al mapa ecológico del Perú; la línea de transmisión se encuentra ubicada sobre una tundra ecológica alpino Tropical. Agrega que la tundra alpina es un tipo de bioma que se sitúa en todas las montañas del mundo, a altas altitudes donde los arboles no pueden crecer debido a los efectos de las bajas temperaturas, que llegan generalmente por debajo de los 0°C .
- c) Sostiene que esta tipología natural hace que las condiciones meteorológicas de la zona se vuelvan adversas de magnitud y en frecuencia extraordinaria, imprevisible y hasta incontrolable para cualquier infraestructura eléctrica construida en la zona, aun siguiendo criterios técnicos de construcción normados y regulados para instalaciones para alta tensión.
- d) Señala que de acuerdo a la experiencia obtenida en la operación y mantenimiento en las infraestructuras de propiedad de su propiedad, que han sido replicadas en todas la unidades operativas dadas las condiciones similares, se han realizado programas anuales de mantenimiento preventivo en las líneas eléctricas de transmisión, con la finalidad de contrarrestar las condiciones meteorológicas adversas a las que se encuentra constantemente expuesta. Adjunta un video en la que se observa las condiciones extremas meteorológicas y sus efectos negativos sobre sus instalaciones eléctricas.
- e) Respecto a la Unidad Operativa Huancavelica, indica que está conformada por personal técnico calificado para mantener y operar la línea de transmisión L-6644 S.E. Ingenio – S.E. Caudalosa y subestaciones. Agrega que ejecuta, dentro de sus responsabilidades, actividades preventivas y correctivas para mantener la disponibilidad y continuidad del sistema eléctrico, tales como:
 - Inspección ligera de la línea de transmisión - 2 veces al año
 - Inspección minuciosa de la línea de transmisión- 2 veces al año
 - Mejoramiento del sistema puesta a tierra de las estructuras de la línea de transmisión
 - Mantenimiento programado anual en la línea de transmisión.
- f) Afirma que con estas actividades realizadas anualmente, se ha logrado progresivamente mantener y equipar la línea de transmisión, con la finalidad de proteger su disponibilidad contra los efectos nocivos de las descargas

atmosféricas y hasta nevadas. Agrega que, a pesar de haber sido construida sin requerimiento de equipamiento de protección, acorde a los estudios realizados para su operatividad; con el inicio de operación desde el año 1985, ha variado en su infraestructura. Añade que para el año 2014 estaría adquiriendo 24 pararrayos de fase.

- g) Por otro, lado, indica que sucede lo mismo con el sistema de aterramiento de la línea de transmisión, que aun siendo normado para trabajar a una resistencia mínima de 25 Ohmios, ésta ha sido mejorada (anualmente) logrando conseguir resultados de resistencia equivalente que están en el promedio de los 5.11 Ohmios. Precisa que esta actividad que ha sido elaborada y adecuada por el personal de la empresa a través de un procedimiento estándar para la Unidad Operativa, consiste en adicionar 2 contrapesos a las dos 2 ya existentes, unidas entre sí en serie con un sistema anillo. Adjunta el procedimiento de trabajo.
- h) De igual modo, manifiesta que la operación del sistema eléctrico de la L-6644 durante el año 2012 ha sido un periodo de trabajo muy complicado, con fuertes implicancias en la continuidad del servicio debido a los efectos naturales de la temporada, que al incrementarse en su intensidad, magnitud y frecuencia interrumpieron el flujo eléctrico en reiteradas ocasiones, pese a los esfuerzos realizados de manera preventiva, en años anteriores.
- i) Asegura que con los trabajos preventivos y correctivos realizados en esta infraestructura ha logrado obtener resultados favorables, llegando a mitigar estas condiciones violentas. Precisa que el costo incurrido para el suministro y montaje de pararrayos contadores de energía y separadores de fases, desde el año 2009 a la fecha asciende aproximadamente a USD \$ 80 000.00, sin contabilizar los costos económicos invertidos para el mejoramiento del sistema de puesta a tierra anualmente.
- j) Sin perjuicio de lo anterior, manifiesta que los valores reconocidos del CMA aprobado para sus concesiones son menores a los valores reales que garantizan la continuidad del servicio de transmisión, que efectivamente permitan le permitan cumplir con su responsabilidad de concesionario de transmisión en las áreas de demanda 5 y 9.
- k) Agrega que los montos aprobados que están siendo regulados no cubren ni siquiera los costos reales de operación y mantenimiento en que incurre para llevar a cabo la operación y mantenimiento de las citadas instalaciones de transmisión de los SST indicados en las Áreas de demanda 5 y 9. En ese sentido, considera que Osinergmin debe promover los mecanismos legales, normativos y regulatorios para reconocer los costos reales en que se incurre para dar una atención que cumpla con el Performance de los Sistemas de Transmisión.
- l) Manifiesta que en numeral 2.5 análisis del Informe N° 439-2009-GART de la Resolución de Consejo Directivo N° 184-2009-OS/CD se fijó, por única vez, el CMA inicial de cada titular de los Sistemas Secundarios de Transmisión, en el que Osinergmin señalaba que el CMA inicial era equivalente al ingreso anual por el servicio de transmisión que vienen percibiendo las empresas por el total de sus instalaciones eléctricas y no eléctricas existentes al 23 de julio de 2006.

**RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 2702-2017**

- m) Adicionalmente, señala que mediante Resolución de Conejo Directivo N° 023-2008-OS/CD que aprobó la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" en su numeral 24.1.1 se estableció que el CMA se calculaba por única vez para cada empresa titular del SSTD, como la suma de los ingresos por concepto de Peaje e Ingreso Tarifario que venían percibiendo por el total de las instalaciones eléctricas y no eléctricas existentes al 23 de julio de 2006. Precisa que en el numeral 24.1.2 se fijó que para este cálculo se deberían emplear los valores de la demanda de energía correspondiente al periodo anual comprendido desde el mes de agosto de 2005 hasta julio de 2006, así como el Peaje, factores de pérdidas marginales y las tarifas en Barra vigentes al 31 de marzo de 2009.
- n) En ese sentido, considera que, siendo el CMA inicial equivalente al ingreso anual por el servicio de transmisión que venían percibiendo las empresas por el total de sus instalaciones eléctricas y no eléctricas existentes al 23 de julio de 2006, entonces, el CMA a través del tiempo debe garantizar que el valor equivalente debe cumplir con la normativa y con el fin que esta normado en el Artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones.
- o) De otro lado, respecto a la Valorización a Módulos Estándar aprobados por Osinergmin, manifiesta que siendo que los SST y los SCT de construcción similar y cumpliendo una misma finalidad de transmisión de energía al mercado, para corroborar la diferencia de tratamiento regulatorio entre nuestros SST y un "SCT de similares características técnicas con MODULOS ESTANDAR aprobados con Osinergmin" se ha realizado una valorización de los elementos que componen sus SST, de cuya comparación llega a las siguientes conclusiones:

SST	CMA con Módulos Estándar	CMA Fijado	Diferencia
Huancavelica	S/. 3'860,883	S/. 583,476	S/. 3'277,407
Callali - ARES	S/. 4'738,559	S/. 955,508	S/. 3'738,051

- p) Asimismo, según afirma, muestra las diferencias de los Costos de Operación y Mantenimiento anual en ambos casos

SST	Costos de OyM con Módulos Estándar	Costos de OyM con CMA Fijado	Diferencia	Variación %
Huancavelica	S/. 806,237	S/. 121,170	S/. 685,067	-565 %
Callali - ARES	S/. 914,166	S/. 185,070	S/. 729,096	-394 %

- q) Agrega que esta situación crítica, que hace inviable continuar con la concesión de dichos sistemas, ha sido expuesta en reiteradas oportunidades a la GART, a la Gerencia de Fiscalización y la Gerencia General de Osinergmin, así como a la Presidencia del Organismo, recogiendo siempre la disposición a ser revisada a fin de corregir ésta distorsión regulatoria, que pasa por buscar el mecanismo legal que permita una actualización del CMA de dichos sistemas, que permitan su sostenimiento en el tiempo y las inversiones necesarias para mantener la confiabilidad de dichos sistemas en la zona de influencia de cada una de ellas.
- r) Finalmente, manifiesta haber coordinado con SEAL a fin de proceder al resarcimiento a los usuarios finales por las desconexiones imputadas, la misma que remitió la Nota de Débito N° 015-000572, correspondiente a las

compensaciones de las desconexiones ocurridas durante el año 2012.
Adjunta la copia de la transferencia bancaria efectuada.

- 1.6. El 15 de diciembre de 2017, mediante el Oficio N° 257-2017-DSE/CT, se notificó a CONENHUA el Informe Final de Instrucción N° 195-2017-DSE, que recomendó sancionarla por las imputaciones detalladas en los literales a), b), c) y d) del numeral 1.2 precedente; otorgándole un plazo de 5 días hábiles a fin de que formule sus descargos.
- 1.7. El 18 de diciembre de 2017, mediante el Memorándum N° DSE-CT-398-2017, el Jefe de Fiscalización de Generación y Transmisión Eléctrica remitió a este despacho el presente expediente.
- 1.8. El 20 de diciembre de 2017, a través de la Carta S/N, CONENHUA reconoció expresamente las imputaciones detalladas en los literales a), b), c) y d).

2. CUESTIÓN PREVIA

De conformidad con lo establecido en el inciso a) del artículo 39° del Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 010-2016-PCM, publicado el 12 de febrero de 2016 en el Diario Oficial "El Peruano", corresponde a la División de Supervisión de Electricidad conducir la supervisión del cumplimiento de la normativa sectorial por parte de los agentes que operan las actividades de generación y transmisión de electricidad.

Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 1° de la Resolución de Consejo Directivo N° 218-2016-OS/CD, y a su Disposición Complementaria Derogatoria, que dejó sin efecto el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo N° 133-2016-OS/CD, el Gerente de Supervisión de Electricidad actúa como órgano sancionador en los procedimientos sancionadores iniciados a los agentes que operan las actividades antes señaladas, correspondiéndole, por tanto, emitir pronunciamiento en el presente caso.

3. CUESTIONES EN EVALUACIÓN

- 3.1. Respecto a las obligaciones contenidas en el Procedimiento.
- 3.2. Respecto a reportar fuera de plazo hasta por tres (3) días de atraso las desconexiones registradas con los códigos 106209, 112331, 106210, 112332 y 112373, las cuales interrumpieron el suministro eléctrico a los usuarios por más de tres (3) minutos, en el segundo semestre 2012.
- 3.3. Respecto a reportar fuera de plazo por más de diez (10) días de atraso la máxima demanda de transformadores correspondiente al mes de julio 2012.
- 3.4. Respecto a reportar fuera de plazo por más de diez (10) días de atraso la máxima carga de líneas de transmisión correspondiente al mes de julio 2012.
- 3.5. Respecto a exceder la tolerancia de "Número de fallas por cada 100 km-año", en líneas de transmisión igual o mayores de 100 km, en el nivel de tensión de 138 kV (Indicador "Tasa de falla" de líneas de transmisión), establecida en el Cuadro N° 2 (1) del numeral 6.2 del Procedimiento, respecto de la línea de transmisión

L-1040 Callalli-Ares, durante el periodo correspondiente al primer y segundo semestre 2012.

- 3.6. Respecto a exceder la tolerancia de "Horas de indisponibilidad por año", en líneas de transmisión menores de 100 km, en el nivel de tensión igual o mayor de 30kV o menor a 75kV, (Indicador "Indisponibilidad" de líneas de transmisión) establecida en el Cuadro N° 2 (1), del numeral 6.2 del Procedimiento, respecto de la línea de transmisión L-6644 Ingenio - Caudalosa, durante el periodo correspondiente al primer y segundo semestre 2012.
- 3.7. Graduación de la sanción.

4. ANÁLISIS

4.1. Respecto a las obligaciones contenidas en el Procedimiento

Mediante Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD¹ se aprobó el Procedimiento para Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión. Dicho Procedimiento tiene por objeto establecer el mecanismo para la supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión eléctricos, a fin de garantizar el suministro de electricidad a los usuarios del servicio eléctrico. Asimismo, el referido Procedimiento es de aplicación para las empresas que operan Sistemas de Transmisión Eléctrica.

Su numeral 6 establece que las empresas están obligadas a poner a disposición de Osinergmin, con carácter de declaración jurada la siguiente información:

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

Asimismo, su numeral 6.2 establece los indicadores que se utilizarán para verificar el performance de las instalaciones de transmisión eléctrica. Entre estos casos, se encuentra el Indicador "Disponibilidad de Líneas", que utiliza como referencia las horas de indisponibilidad por año (HIND), empleando la siguiente fórmula:

$$\text{INDISL} = \sum \text{HIND}$$

De igual modo, se establecen tolerancias para las horas de indisponibilidad por año, dependiendo del tipo de componente, la región y el tiempo de operación.

Finalmente, su numeral 9 establece que el incumplimiento de lo dispuesto en el Procedimiento se considerará como infracción, correspondiendo aplicar sanción de acuerdo a lo dispuesto en la Escala de Multas y Sanciones de Osinergmin.

¹ Publicada en el diario oficial El Peruano el 10 de marzo de 2006.

En ese sentido, la Resolución de Consejo Directivo N° 285-2009-OS/CD² aprobó el Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, que tipifica las conductas relacionadas con este Procedimiento que son consideradas como infracción administrativa sancionable.

4.2. Respecto a reportar fuera de plazo hasta por tres (3) días de atraso las desconexiones registradas con los códigos 106209, 112331, 106210, 112332 y 112373, las cuales interrumpieron el suministro eléctrico a los usuarios por más de tres (3) minutos, en el segundo semestre 2012.

Si bien respecto a las desconexiones con código de registro 106209 y 106210 CONENHUA manifiesta que tuvo un problema de conexión a internet debido a las acciones correctivas que efectuó respecto a la desconexión producida, se debe resaltar que para el reporte de la información, se deben tener en cuenta las siguientes alternativas:

- Inicialmente, se puede reportar el inicio de la desconexión y, posteriormente, se puede reportar la fecha fin de la desconexión.
- El Sistema de Información de Transmisión (SITRAE) opera desde cualquier estación remota, incluso de cualquier cabina de internet.

Por tal motivo, los descargos presentados por CONENHUA no permiten desvirtuar la imputación efectuada respecto al reporte de las desconexiones con código de registro 106209 y 106210.

Asimismo, se debe tener en cuenta que de acuerdo a lo previsto en el artículo 14 del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS/CD, el contenido del informe de supervisión se presume cierto salvo prueba en contrario.

En ese sentido, y debido a que CONENHUA no ha presentado descargos respecto a las demás desconexiones imputadas, e incluso ha reconocido la imputación bajo análisis, se ha verificado que ha incumplido con lo establecido en el numeral 6.1 y el literal a) del ítem 01 del Cuadro N° 3 del numeral 8 del Procedimiento, hecho que constituye infracción según su numeral 9, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el numeral 1.2 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad.

4.3. Respecto a reportar fuera de plazo por más de diez (10) días de atraso la máxima demanda de transformadores correspondiente al mes de julio 2012.

Como se mencionó en el numeral precedente, se debe tener en cuenta que de acuerdo a lo previsto en el artículo 14 del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS/CD, el contenido del informe de supervisión se presume cierto salvo prueba en contrario.

En ese sentido, y debido a que CONENHUA no ha presentado descargos respecto a la imputación bajo análisis, e incluso la ha reconocido, se ha

² Publicada en el diario oficial El Peruano el 31 de diciembre de 2009.

verificado que ha incumplido con lo establecido en el numeral 6.3 y el ítem 04 del Cuadro N° 3 del numeral 8 del Procedimiento, hecho que constituye infracción según su numeral 9, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el numeral 1.3 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad.

4.4. Respecto a reportar fuera de plazo por más de diez (10) días de atraso la máxima carga de líneas de transmisión correspondiente al mes de julio 2012

Conforme se mencionó en los numerales precedentes, se debe tener en cuenta que de acuerdo a lo previsto en el artículo 14 del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS/CD, el contenido del informe de supervisión se presume cierto salvo prueba en contrario.

En ese sentido, y debido a que CONENHUA no ha presentado descargos respecto a la imputación bajo análisis, e incluso la ha reconocido, se ha verificado que ha incumplido con lo establecido en el numeral 6.3 y el ítem 04 del Cuadro N° 3 del numeral 8 del Procedimiento, hecho que constituye infracción según su numeral 9, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el numeral 1.3 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad.

4.5. Respecto a exceder la tolerancia de “Número de fallas por cada 100 km-año”, en líneas de transmisión igual o mayores de 100 km, en el nivel de tensión de 138 kV (Indicador “Tasa de falla” de líneas de transmisión), establecida en el Cuadro N° 2 (1) del numeral 6.2 del Procedimiento, respecto de la línea de transmisión L-1040 Callalli- Ares, durante el periodo correspondiente al primer y segundo semestre 2012

Si bien CONENHUA es amplia en mencionar las acciones correctivas y preventivas efectuadas en la línea de transmisión a fin de corregir la situación presentada, se debe tener en cuenta que, conforme a lo reconocido por la propia empresa, estas acciones no ha contribuido a mitigar las causas de las desconexiones de la línea de transmisión y por tanto, tampoco han permitido mantener su performance, dentro de las tolerancias establecidas.

Asimismo, se debe tener en cuenta que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 23 del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS-CD, la responsabilidad administrativa por el incumplimiento de la normativa bajo el ámbito de competencia de Osinergmin *“es determinada de forma objetiva, conforme a lo previsto en los artículos 1 y 13 de las Leyes Nos. 27699 y 28964, respectivamente.”* Por tal motivo, las acciones correctivas o preventivas no desvirtúan la responsabilidad de CONENHUA, pues estas no inciden en el cálculo de los indicadores “tasa de fallas” evaluado en el primer y segundo semestre del año 2012.

De igual modo, se debe tener en cuenta que si bien CONENHUA manifiesta que el exceso de la tolerancia se debió a situaciones de fuerza mayor, solo se excluyeron del cálculo de los indicadores de performance las desconexiones con códigos 100072, 100088 y 100093 de la Línea L-1040 Callalli-Ares, por haberse calificado como eventos de fuerza mayor, de acuerdo a la Resolución N° 0773-2012-OS/GFE. No obstante, ninguna de las demás desconexiones observadas

en el periodo evaluado fue calificada por Osinergmin como evento de fuerza mayor, por lo que la afirmación de CONENHUA carece de sustento.

No obstante, de la revisión de la última información remitida por CONENHUA y en concordancia con lo establecido en el numeral 19.2 del artículo 19 del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS/CD, se ha podido comprobar que CONENHUA cumplió con compensar a SEAL por las desconexiones durante el año 2012 por lo que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 3 de la Resolución Ministerial N° 163-2011-MEM/DM, no cabe la aplicación de sanción alguna por dichas desconexiones.

En ese sentido, corresponde disponer el archivo de la imputación bajo análisis.

4.6. Exceder la tolerancia de “Horas de indisponibilidad por año”, en líneas de transmisión menores de 100 km, en el nivel de tensión igual o mayor de 30kV o menor a 75kV, (Indicador “Indisponibilidad” de líneas de transmisión) establecida en el Cuadro N° 2 (1), del numeral 6.2 del Procedimiento, respecto de la línea de transmisión L-6644 Ingenio - Caudalosa, durante el periodo correspondiente al primer y segundo semestre 2012

Tal como se mencionó en el numeral anterior, si bien CONENHUA es amplia en mencionar las acciones correctivas y preventivas efectuadas en la línea de transmisión a fin de corregir la situación presentada, se debe tener en cuenta que, conforme a lo reconocido por la propia empresa, estas acciones no ha contribuido a mitigar las causas de las desconexiones de la línea de transmisión y por tanto, tampoco han permitido mantener su performance, dentro de las tolerancias establecidas.

Asimismo, se debe tener en cuenta que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 23 del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS-CD, la responsabilidad administrativa por el incumplimiento de la normativa bajo el ámbito de competencia de Osinergmin *“es determinada de forma objetiva, conforme a lo previsto en los artículos 1 y 13 de las Leyes Nos. 27699 y 28964, respectivamente.”* Por tal motivo, las acciones correctivas o preventivas no desvirtúan la responsabilidad de CONENHUA, pues estas no inciden en el cálculo de los indicador “indisponibilidad” evaluado en el primer y segundo semestre del año 2012.

Si bien CONENHUA manifiesta que el exceso de la tolerancia se debió a situaciones de fuerza mayor, no ha presentado las resoluciones de Osinergmin que califiquen las desconexiones observadas durante el año 2012 como eventos de fuerza mayor, por lo que su afirmación de carece de sustento.

Por otro lado, corresponde mencionar que si bien CONENHUA no se encuentra conforme con el CMA respecto al sistema eléctrico que mantiene, estos montos han sido calculados, en su oportunidad, bajo la normativa vigente, como un sistema económicamente adaptado. Asimismo, es necesario resaltar que el presente procedimiento administrativo sancionador no es el medio idóneo para solucionar temas tarifarios.

En ese sentido, lo alegado por CONENHUA no justifica haber excedido las tolerancias establecidas a la normativa vigente, más aún si se tiene en cuenta que de acuerdo a lo establecido en el artículo 3 de la Resolución Ministerial N° 163-2011-MEM/DM, esta empresa pudo efectuar las compensaciones establecidas a fin de evitar que el exceso de las tolerancias diese lugar a la imposición de una sanción.

No obstante, de la revisión de la última información remitida por CONENHUA y en concordancia con lo establecido en el numeral 19.2 del artículo 19 del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS/CD, se ha podido comprobar que CONENHUA cumplió con compensar a SEAL por las desconexiones durante el año 2012 por lo que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 3 de la Resolución Ministerial N° 163-2011-MEM/DM, no cabe la aplicación de sanción alguna por dichas desconexiones.

En ese sentido, corresponde disponer el archivo de la imputación bajo análisis.

4.7. Respecto a la graduación de la sanción

A fin de graduar la sanción a imponer debe tomarse en cuenta, en lo pertinente, tanto los criterios de graduación establecidos en el artículo 25° del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS/CD, como lo previsto en el numeral 3 del artículo 246° del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS.

Esta última norma establece que la comisión de la conducta sancionable no debe resultar más ventajosa para el infractor que cumplir las normas infringidas o asumir la sanción, así como también que en la sanción a imponer debe considerarse: i) el beneficio ilícito resultante por la comisión de la infracción, ii) la probabilidad de detección de la infracción, iii) la gravedad del daño al interés público y/o bien jurídico protegido, iv) perjuicio económico causado, v) la reincidencia, por la comisión de la misma infracción dentro del plazo de un (1) año desde que quedó firme la resolución que sancionó la primera infracción, vi) las circunstancias de la comisión de la infracción, y vii) la existencia o no de intencionalidad en la conducta del infractor.

En ese orden de ideas, la sanción aplicable considerará los criterios antes mencionados en tanto se encuentren inmersos en el caso bajo análisis.

Respecto a la probabilidad de detección, se debe precisar que el incumplimiento ha sido detectado producto de la supervisión anual efectuada por Osinergmin en base a la información reportada por la empresa.

Respecto a la gravedad del daño al interés público y/o bien jurídico protegido, la empresa incumplió con reportar la información dentro del plazo establecido, así como las tolerancias establecidas en el Procedimiento, lo que representa un riesgo para el adecuado suministro eléctrico.

Respecto al perjuicio económico causado, se debe tener en cuenta que este criterio no aplica para el caso bajo análisis pues no se ha verificado ningún perjuicio económico directo.

Respecto a la reincidencia en la comisión de la infracción, debe mencionarse que éste no es un factor que daba tenerse en cuenta en la graduación de la sanción.

Respecto a las circunstancias de la comisión de la infracción, en el caso evaluado no existen condiciones particulares que ameriten ser tenidas en cuenta para graduar la sanción.

En relación a la existencia o no de intencionalidad en la conducta del infractor, cabe mencionar que este elemento se encuentra presente en la medida en que la empresa conocía las obligaciones establecidas en la normativa y en el presente caso no concurren circunstancias que la obligaran a tal incumplimiento.

En relación al beneficio ilícito cabe mencionar que este se ve expresado en los costos no incurridos por la empresa para cumplir con el Procedimiento.

a) Respecto a reportar fuera de plazo hasta por tres (3) días de atraso las desconexiones registradas con los códigos 106209, 112331, 106210, 112332 y 112373, las cuales interrumpieron el suministro eléctrico a los usuarios por más de tres (3) minutos, en el segundo semestre 2012.

A fin de determinar la sanción a imponer se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

Descripción	Cantidad
Longitud de líneas de transmisión que opera la concesionaria	366.26 km. (Mayor a 200 kilómetros.)
Número de desconexiones reportadas fuera de plazo, hasta por tres (3) días de atraso	5 (Más de 03)

Por lo tanto, de acuerdo a lo previsto en el numeral 1.2 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, corresponde sancionar a CONENHUA con una multa ascendente a 1 UIT.

No obstante, en el presente caso, CONENHUA ha reconocido expresamente y por escrito su responsabilidad dentro del plazo otorgado para la presentación de descargos al Informe Final de Instrucción.

En ese sentido, de acuerdo a lo establecido en el literal g.1.2) del numeral 25.1 del artículo 25 del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a Cargo de Osinergmin, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS/CD, corresponde reducir el importe de la multa en un 30%, por lo que la multa a imponer a CONENHUA asciende a 0.70 UIT.

b) Respecto a reportar fuera de plazo por más de diez (10) días de atraso la máxima demanda de transformadores correspondiente al mes de julio 2012.

A fin de determinar la sanción a imponer se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

Descripción	Cantidad
Longitud de líneas de transmisión que opera la concesionaria	366.26 km. (Mayor a 200 kilómetros.)
Reportar fuera de Plazo la máxima Demandas de Transformador, por más de 10 días de atraso.	1

Por lo tanto, de acuerdo a lo previsto en el numeral 1.2 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, corresponde sancionar a CONENHUA con una multa ascendente a 1.5 UIT.

No obstante, en el presente caso, CONENHUA ha reconocido expresamente y por escrito su responsabilidad dentro del plazo otorgado para la presentación de descargos al Informe Final de Instrucción.

En ese sentido, de acuerdo a lo establecido en el literal g.1.2) del numeral 25.1 del artículo 25 del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a Cargo de Osinergmin, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS/CD, corresponde reducir el importe de la multa en un 30%, por lo que la multa a imponer a CONENHUA asciende a 1.05 UIT.

c) Respecto a reportar fuera de plazo por más de diez (10) días de atraso la máxima carga de líneas de transmisión correspondiente al mes de julio 2012.

A fin de determinar la sanción a imponer se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:



Descripción	Cantidad
Longitud de líneas de transmisión que opera la concesionaria	366.26 km. (Mayor a 200 kilómetros.)
Reportar fuera de Plazo la máxima Demandas de Transformador, por más de 10 días de atraso.	1

Por lo tanto, de acuerdo a lo previsto en el numeral 1.2 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, corresponde sancionar a CONENHUA con una multa ascendente a 1.5 UIT.

No obstante, en el presente caso, CONENHUA ha reconocido expresamente y por escrito su responsabilidad dentro del plazo otorgado para la presentación de descargos al Informe Final de Instrucción.

En ese sentido, de acuerdo a lo establecido en el literal g.1.2) del numeral 25.1 del artículo 25 del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a Cargo de Osinergmin, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS/CD, corresponde

reducir el importe de la multa en un 30%, por lo que la multa a imponer a CONENHUA asciende a 1.05 UIT.

De conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 9° de la Ley N° 26734, Ley de Osinergmin, el inciso a) del artículo 39° del Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 010-2016-PCM, el artículo 1° de la Resolución de Consejo Directivo N° 218-2016-OS/CD, la Ley N° 27699, lo establecido por el Capítulo III del Título IV del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2017-JUS y las disposiciones legales que anteceden;

SE RESUELVE:

Artículo 1.- SANCIONAR a la empresa CONSORCIO ENERGÉTICO DE HUANCVELICA S.A. con una multa ascendente a 0.70 UIT, vigente a la fecha de pago, por reportar fuera de plazo hasta por tres (3) días de atraso las desconexiones registradas con los códigos 106209, 112331, 106210, 112332 y 112373, las cuales interrumpieron el suministro eléctrico a los usuarios por más de tres (3) minutos, en el segundo semestre 2012, incumpliendo con lo establecido en el numeral 6.1 y el ítem 01 literal a) del Cuadro N° 3 del numeral 8 del Procedimiento de Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD, hecho que constituye infracción según su numeral 9, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el numeral 1.2 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 285-2009-OS/CD.

Código de Infracción: 1300146672-01

Artículo 2.- SANCIONAR a la empresa CONSORCIO ENERGÉTICO DE HUANCVELICA S.A. con una multa ascendente a 1.05 UIT, vigente a la fecha de pago, por reportar fuera de plazo por más de diez (10) días de atraso la máxima demanda de transformadores correspondiente al mes de julio 2012, incumpliendo con lo establecido en el numeral 6.3 y el ítem 04 del Cuadro N° 3 del numeral 8 del Procedimiento de Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD, hecho que constituye infracción según su numeral 9, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el numeral 1.3 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 285-2009-OS/CD.

Código de Infracción: 1300146672-02

Artículo 3.- SANCIONAR a la empresa CONSORCIO ENERGÉTICO DE HUANCVELICA S.A. con una multa ascendente a 1.05 UIT, vigente a la fecha de pago, por reportar fuera de plazo por más de diez (10) días de atraso la máxima carga de líneas de transmisión correspondiente al mes de julio 2012, incumpliendo con lo establecido en el numeral 6.3 y el ítem 04 del Cuadro N° 3 del numeral 8 del Procedimiento de Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD, hecho que constituye infracción según su numeral 9, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el numeral 1.3 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y

Sanciones de Electricidad, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 285-2009-OS/CD.

Código de Infracción: 1300146672-03

Artículo 4.- ARCHIVAR las imputaciones contenidas en los literales d) y e) del numeral 1.2 de la presente Resolución.

Artículo 5.- DISPONER que el monto de la multa sea depositado en la cuenta recaudadora N° 193-1510302-0-75 del Banco de Crédito del Perú o en la cuenta recaudadora del Scotiabank Perú S.A.A., importes que deberá cancelarse en un plazo no mayor de 15 días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución, debiendo indicarse al momento de la cancelación al banco el número de la presente resolución y los códigos de infracción, sin perjuicio de informar en forma documentada a Osinergmin del pago realizado.

Artículo 6.- De conformidad con el segundo párrafo del numeral 42.4 del artículo 42° del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador de Osinergmin, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 272-2012-OS/CD, modificado por Resolución de Consejo Directivo N° 187-2013-OS/CD, la multa se reducirá en un 25% si se cancela el monto de ésta dentro del plazo fijado en el artículo anterior y la sancionada se desiste del derecho de impugnar administrativa y judicialmente la presente resolución.



Roberto Tamayo Pereyra
Gerente de Supervisión de Electricidad (e)