

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1210-2019**

Lima, 09 de mayo del 2019

Exp. N° 2018-108

VISTO:

El expediente SIGED N° 201600124757, referido al procedimiento administrativo sancionador iniciado mediante Oficio N° 1372-2018 a la empresa HIDRANDINA S.A. (en adelante, HIDRANDINA), identificada con R.U.C. N° 20132023540.

CONSIDERANDO:

1. ANTECEDENTES

- 1.1 Mediante el Informe de Instrucción N° DSE-FGT-112, del 8 de mayo de 2018, se determinó el inicio de un procedimiento administrativo sancionador a la empresa HIDRANDINA, por presuntamente haber incumplido con lo establecido en el Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011, aprobado por Resolución Ministerial N° 214-2011-MEM-DM (en adelante, el CNE – Suministro 2011).
- 1.2 El referido informe determinó el inicio del procedimiento administrativo sancionador por la infracción de “no haber cumplido con las inspecciones y mantenimientos en los intervalos o frecuencias que, según las buenas prácticas o experiencia, se consideran necesarios, con respecto al transformador de potencia de la subestación Cajamarca”.
- 1.3 Mediante el Oficio N° 1372-2018, notificado el 10 de mayo de 2018, se inició el procedimiento administrativo sancionador a HIDRANDINA por el presunto incumplimiento detallado en el párrafo anterior.
- 1.4 A través de la Carta N° GR/F-0917-2018, recibida el 24 de mayo de 2018, HIDRANDINA presentó sus descargos al procedimiento administrativo sancionador iniciado, manifestando lo siguiente:
 - Las desconexiones del transformador de potencia TP-6019 de la SET Cajamarca no fueron originadas debido al desbalance de la señal de corriente de la fase B del devanado de 10 kV, como manifiesta Osinergmin, sino que obedecieron a la diferencia de corriente en la fase B, entre el lado primario 60 kV y el lado secundario 10 kV, al haberse producido un falso contacto en los terminales “O” y “R” del TC4 del lado 10 kV.
 - Existe una diferencia clara entre la caja de bornes o terminales y la caja o tablero de agrupamiento. Las cajas de bornes se encuentran adheridas en las mismas cúpulas que contienen los transformadores de corriente inmersos en los bushing 10 kV del transformador de potencia y vienen montadas y selladas desde fábrica. La caja o tablero de agrupamiento contiene grupos de borneras donde llegan y se conectan

los cables de las señales de corriente provenientes de las respectivas cajas de bornes; son precisamente estas cajas de agrupamiento, en la parte baja del transformador, a las que se tiene acceso y las que se encuentran en el programa de inspecciones y mantenimiento predictivo, mas no las cajas de bornes que, por su condición hermética, no deben ser aperturadas o intervenidas.

- Si bien Osinergmin indica que los circuitos de corriente son muy importantes por el riesgo que implica su falta de continuidad, en los módulos de mantenimiento, que son la base para el reconocimiento tarifario, no se incluye ninguna actividad asociada a lo que manifiesta. Así, el módulo de mantenimiento TPD-060-013025-0450, que corresponde al mantenimiento de un transformador de potencia trifásico, de 60 kV, 15-25 MVA para sierra, similar al equipo materia de análisis, no estipula ninguna actividad de este tipo para transformadores de corriente asociados.
- Afirma que, aun así, ha evidenciado el control y monitoreo de la condición del transformador en base a los resultados del análisis de aceite dieléctrico, físico químico y análisis de gases disueltos, respecto de lo cual adjunta registros de inspecciones predictivas.
- En ese sentido, aclara que la avería no se produjo en la caja de agrupamiento, sino en la caja de bornes del transformador de corriente en el bushing de la fase B 10 kV, por lo que es erróneo usar el término borneras, pues tales dispositivos no fueron los que fallaron. Asimismo, indica que el evento observado ha sido el primero en ocurrir por este motivo en todo el parque de transformadores de HIDRANDINA, por lo que no puede concluirse que ha existido infracción alguna al CNE – Suministro 2011.
- La Regla 121.A, cuyo incumplimiento se imputa, ha sido establecida dentro del CNE – Suministro 2011 con el objetivo de “salvaguardar los derechos y la seguridad de las personas y de la propiedad pública y privada durante la instalación, operación o mantenimiento de las estaciones de suministro eléctrico y sus equipos asociados, sin afectar el medio ambiente ni el patrimonio cultural de la nación”. Esto significa que todas estas reglas están orientadas a la seguridad, la cual, según afirma, no ha sido inobservada en este caso debido a las siguientes razones:
 - Se ha desarrollado un plan de mantenimiento y monitoreo de la condición del transformador en base a inspecciones predictivas periódicas y análisis de aceite dieléctrico que han garantizado la performance del equipo de transformación, a tal punto que los eventos ocurridos el 21 y 22 de agosto de 2016 representan condiciones de falla de operación (por vicio oculto), mas no eventos que hayan puesto en riesgo la integridad de las personas ni de los equipos.
 - Las desconexiones oportunas del transformador de potencia TP-6019 han cumplido con proteger de daños al equipo y han permitido identificar una deficiencia de fabricación que no habría podido detectarse dentro del plan de mantenimiento, al constituir un vicio oculto.
 - El artículo 1503 del Código Civil establece que: “El transferente está obligado al saneamiento por los vicios ocultos existentes al momento de la transferencia”;

y, en el caso particular, se desconocía que el equipo tenía una deficiencia en la fabricación.

- Para el caso particular, el procedimiento sancionador iniciado no cuenta con una norma con rango de ley. Ninguna autoridad administrativa podrá crear por vía reglamentaria y, menos aún, a título de acto administrativo singular, un tipo de sanción.
 - De acuerdo a la Ley N° 27444, la responsabilidad debe recaer en quien realiza la conducta omisiva o activa constitutiva de infracción sancionable, por lo cual no podría imponerse sanción por un vicio oculto que fue generado por el transferente, quien vendió un equipo con anomalías en su interior.
 - La falla generada se presentó en un circuito de medición; específicamente, en una parte hermetizada, no en el circuito de potencia de la instalación, situación en la que podía haber sido detectada, lo cual sí podría haber sido materia de observación.
- Por otro lado, señala que, ni la Norma IEC 60076, sobre transformadores de potencia, ni la Norma IEC 60044-1, que trata sobre transformadores de corriente, especifican algún acápite sobre el mantenimiento de dichos equipos, sino únicamente temas asociados a las condiciones de operación, requerimientos de diseño, pruebas de diagnóstico, requerimientos adicionales, entre otros.
 - Adicionalmente, adjunta los manuales de operación y mantenimiento de las empresas Delcrosa y ABB, fabricantes de transformadores de potencia, y resalta que no se plasma la necesidad de revisión y mantenimiento de las cajas de bornes de los trafos de corriente acoplados a los bushing del transformador.
 - De igual forma, indica que, en la Guía de Ensayos de Campo para el diagnóstico de equipos de potencia, emitida por la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, no se hace ninguna referencia a los transformadores de potencia, ni tampoco se sugiere alguna prueba que permita detectar la deficiencia que se presentó.
 - Por tanto, considera que no se ha incumplido con las inspecciones y mantenimientos en los intervalos o frecuencias que, según las buenas prácticas o experiencia, se consideran necesarios con respecto al transformador de potencia TP-6019, pues no existen en las normas internacionales, ni en los manuales de mantenimiento de los propios fabricantes, actividades asociadas a las partes o accesorios que presentaron deficiencias de fabricación y que fueron el origen de las desconexiones.
 - Ante ello, la empresa considera como buena práctica de mantenimiento la ejecución de actividades que viene desarrollando, tales como inspecciones visuales minuciosas, inspecciones termográficas, análisis de aceite dieléctrico, mantenimiento de partes aislantes y, eventualmente, pruebas eléctricas, cuando se tienen indicios de una operación deficiente del transformador, lo cual, según afirma, no ocurrió en el presente caso.

- No procede el inicio del procedimiento administrativo sancionador teniendo en cuenta que las desconexiones materia de análisis corresponden a eventos operativos cuya supervisión está bajo el alcance de los procedimientos de fiscalización de performance.
- 1.5 A través de la Resolución de Ampliación de Plazo N° 13, notificada el 7 de febrero de 2019, Osinergmin resolvió ampliar por tres (3) meses el plazo para resolver el presente procedimiento sancionador, de conformidad con lo establecido en el numeral 28.2 del artículo 28 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.
- 1.6 Mediante el Oficio N° 165-2019-DSE/CT, notificado el 30 de abril de 2019, Osinergmin remitió a HIDRANDINA el Informe Final de Instrucción N° 69-2019-DSE, otorgándole un plazo de cinco (5) días hábiles para formular los descargos que estimara convenientes.
- 1.7 Pese al tiempo transcurrido, HIDRANDINA no presentó descargos al Informe Final de Instrucción.
- 1.8 Mediante Memorándum N° DSE-CT-134-2019, del 9 de mayo de 2019, el Jefe de Fiscalización de Generación y Transmisión Eléctrica remitió el presente expediente al Gerente de Supervisión de Electricidad para la emisión de la resolución correspondiente.

2. CUESTIÓN PREVIA

De conformidad con lo establecido en el literal a) del artículo 39 del Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 010-2016-PCM¹, 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 del Anexo 1 de la Resolución de Consejo Directivo N° 057-2019-OS/CD², 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 CNE – Suministro 2011.
- 3.2. Respecto a no haber cumplido con las inspecciones y mantenimientos en los intervalos o frecuencias que, según las buenas prácticas o experiencia, se consideran necesarios, con respecto al transformador de potencia de la subestación Cajamarca.
- 3.3. Graduación de la sanción.

¹ Publicado en el Diario Oficial "El Peruano" el 12 de febrero de 2016.

² Publicada en el Diario Oficial "El Peruano" el 11 de abril de 2019.

4. ANÁLISIS

4.1. Respecto a las obligaciones contenidas en el CNE – Suministro 2011

El CNE – Suministro 2011 fue aprobado por Resolución Ministerial N° 214-2011-MEM-DM³ y tiene como objetivo establecer las reglas preventivas que permitan salvaguardar a las personas y las instalaciones durante la construcción, operación y/o mantenimiento de las instalaciones, tanto de suministro eléctrico, como de comunicaciones y sus equipos asociados.

Según lo establecido en su Regla 011.A, es de aplicación a las instalaciones de suministro eléctrico y de comunicaciones, equipos y métodos de trabajo utilizados por los titulares de empresas de servicio público y privado de suministro eléctrico, de comunicaciones, ferroviarias y compañías que cumplen funciones similares a las de una empresa de servicio público. Asimismo, su Regla 011.B establece que es de uso obligatorio en todo el Perú.

Cabe señalar que la Regla 121.A. del CNE – Suministro 2011, establece lo siguiente:

“121.A. Equipo en servicio

El equipo eléctrico será sometido a inspección y mantenimiento en los intervalos o frecuencias que según las buenas prácticas o experiencia se consideren necesarios. Se podrá tomar como referencia las correspondientes normas internacionales o las de otros países.

Para la inspección, mantenimiento o ensayos de los equipos se podrán usar como referencia las Guías de la Dirección General de Electricidad.

El equipo o los cables que se encuentren defectuosos serán reparados o desconectados en forma permanente.”

De igual forma, es preciso indicar que, de acuerdo con lo establecido en el literal e) del artículo 31 de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844⁴, los concesionarios de generación, transmisión y distribución están obligados a cumplir con el Código Nacional de Electricidad.

Finalmente, cabe precisar que el numeral 1.6 Anexo N° 1 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD⁵, establece como infracción sancionable “[c]uando los concesionarios no cumplan con lo dispuesto en el Código Nacional de Electricidad (...)”.

4.2. Respecto a no haber cumplido con las inspecciones y mantenimientos en los intervalos o frecuencias que, según las buenas prácticas o experiencia, se consideran necesarios, con respecto al transformador de potencia de la subestación Cajamarca

³ Publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 5 de mayo de 2011.

⁴ Publicado en el Diario Oficial “El Peruano” el 19 de noviembre de 1992.

⁵ Publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 12 de marzo de 2003.

En el presente caso, la supervisión efectuada por Osinergmin verificó que los días 21 de agosto de 2016 (18:38 horas) y 22 de agosto de 2016 (12:55 horas; 13:26 horas; 20:21 horas; 21:26 horas y 22:18 horas), se produjeron 6 desconexiones, las cuales ocurrieron en el transformador de potencia de 60/10 kV de la subestación Cajamarca. A partir de dichos eventos, se analizaron las fallas ocurridas con relación al equipo mencionado, observándose que las mismas obedecerían a la falta de mantenimientos preventivos periódicos (limpieza y reajuste) que debieron ser ejecutados por HIDRANDINA como parte de sus obligaciones como concesionaria de un sistema de transmisión eléctrica.

En primer lugar, se observa que el elemento sensor del falso contacto de la fase B del transformador de corriente del devanado de 10 kV (equipo TP-6019) fue la protección diferencial del transformador (87T), que disparó a los interruptores del equipo, dejándolo fuera de servicio, operación que se ajusta a su función.

En este contexto, con relación a los argumentos técnicos expuestos por HIDRANDINA en su escrito de descargos, cabe precisar que la señal de corriente se origina en el transformador de corriente inmerso en el bushing; luego, pasa a la caja de bornes instalado en el propio bushing para continuar por la caja de agrupamiento, en donde convergen las señales de las otras fases y niveles de tensión para llegar al relé o medidor de energía. Lo importante es que la señal de corriente tiene que tener continuidad; por lo tanto, las cajas indicadas deben permitir que la señal no se pierda por las graves consecuencia que pueden derivarse de presentarse dicha anomalía.

El mantenimiento del equipo, correctamente ejecutado, debe permitir evitar fallas, es decir, que el equipo cumpla su función. Las buenas prácticas involucradas al respecto implican tener el proceso controlado, para lo cual el mantenimiento predictivo y preventivo permite monitorear el estado del funcionamiento de los equipos.

Como equipo eléctrico, el transformador de corriente debe ser sometido a pruebas de rutina a fin de verificar su estado y de validar su funcionamiento. Durante la vida útil de un transformador de instrumentación (de medida y protección), se realizan varias pruebas para detectar anomalías constructivas y operativas.

En el terreno, se realizan pruebas de aceptación en sitio (SAT) con la finalidad de inspeccionar el equipo en el lugar de la instalación para garantizar un inicio de servicio sin problemas y para verificar que el transformador de corriente cumpla con sus requisitos de funcionamiento. Las pruebas SAT se realizan, igualmente, en compañía del cliente final del equipo. Estos ensayos iniciales en terreno, se conocen más como pruebas de puesta en servicio.

Luego de la instalación y puesta en servicio, se realizan ensayos de rutina a lo largo de toda la vida útil del transformador, en los cuales se evalúan los parámetros eléctricos y dieléctricos a fin de determinar la degradación de sus componentes y a fin de establecer la trazabilidad de las medidas para diagnosticar el equipo.

Los transformadores de corriente pueden llegar a operar continuamente, incluso durante años en subestaciones, por lo que tienen una vida útil de décadas. La selección y el adecuado mantenimiento del transformador de corriente son esenciales para un

seguro y confiable comportamiento de los sistemas de protección y para la facturación correcta de energía.

En ese sentido, para garantizar una protección confiable y una correcta medición, los transformadores de corriente deben ser probados en varias etapas de su ciclo de vida. Los fabricantes verifican los parámetros necesarios durante el diseño y la fabricación. Luego del transporte y la instalación, los ingenieros de puesta en servicio comprueban el cableado y verifican que el transformador de corriente operará correctamente con la carga funcional.

Cabe señalar, por ejemplo, que la Resolución CREG 038 del año 2014, normativa de Colombia, define en su artículo 28, una frecuencia mínima de dos años para la verificación del sistema de medida de una frontera comercial, de la cual hace parte el juego de transformadores de corriente.

Considerando el peligro que representa un circuito de abierto de corriente, es necesario revisar y asegurar la continuidad del circuito de corriente, en un período que cada concesionaria deberá programar. Es evidente que, en transformadores de corriente instalados en los bushing, serán afectados por la vibración natural del equipo y, en consecuencia, los elementos de ajuste como los pernos, tuercas, tornillos, etcétera, deberán ser monitoreados periódicamente para tener un programa de ajustes que asegure el correcto funcionamiento de los circuitos de corriente, lo cual no ha sido cumplido por HIDRANDINA y se ha podido verificar a partir de las desconexiones ocurridas.

Al respecto, y respondiendo a lo señalado por la empresa con relación a la pertinencia del CNE – Suministro 2011 en este caso, precisamos que dicho Código señala en su Regla 010. que su objetivo es establecer las reglas preventivas que permitan salvaguardar a las personas y a las instalaciones, durante la construcción, operación y/o mantenimiento de instalaciones, ya sean de suministro eléctrico como de comunicaciones, y sus equipos asociados.

La Regla 011.A de la misma norma indica que estas reglas se aplican, entre otras, a las instalaciones de suministro eléctrico, equipos y métodos de trabajo utilizados por los titulares de empresas de servicio público y privado de suministro eléctrico. Asimismo, las instalaciones de suministro comprenden las instalaciones de generación, transmisión, distribución y utilización.

Por su parte, la Regla 011.C prescribe que todo proyecto o ejecución de obras eléctricas, así como la operación y mantenimiento deberá realizarse de acuerdo al CNE – Suministro 2011 y a las normas complementarias.

En ese sentido, en el presente caso, existe el sustento normativo necesario para imputar el incumplimiento de una norma que debía ser observada por HIDRANDINA en el desarrollo de la operación y mantenimiento de los equipos asociados a su sistema de transmisión.

De acuerdo a ello, HIDRANDINA se encontraba obligada a aplicar la Regla 121.A del CNE – Suministro 2011, cuyo cumplimiento es fiscalizado por Osinergmin en virtud de su

competencia. De esta forma, a fin de detectar cualquier defecto en los equipos eléctricos y garantizar, así, su seguridad y correcto funcionamiento, la concesionaria debe someterlos a las inspecciones y mantenimientos en los intervalos o frecuencias que según las buenas prácticas o experiencia se consideren necesarios.

Asimismo, en el contexto del marco normativo expuesto, debe indicarse que la imputación atribuida a HIDRANDINA no se ve desvirtuada por el alcance del Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión, aprobado mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD. Si bien el incumplimiento imputado ha sido verificado con ocasión de las desconexiones ocurridas los días 21 y 22 de agosto de 2016, estas no conforman la base de la imputación. En el presente procedimiento sancionador, conforme se ha sustentado, no se evalúan transgresiones a indicadores de desconexiones, sino la observancia de normas técnicas para la seguridad y el funcionamiento de las instalaciones eléctricas.

De esta forma, también cabe precisar respecto de los descargos de HIDRANDINA que la Regla 012.B del CNE – Suministro 2011, señala de forma expresa lo siguiente:

“El Titular es responsable frente al Estado y ante terceros respecto al cumplimiento de este Código, sea que lo haga por sí mismo o mediante Contratistas (o subcontratistas). El Contratista responde frente al Titular por el cumplimiento de este Código”.

En consecuencia, carece de sustento el argumento de la concesionaria dirigido a soslayar la responsabilidad que le concerniría respecto al cumplimiento del CNE – Suministro 2011, al aducir la existencia de una falla oculta a cargo del transferente del equipo.

Debe recordarse, asimismo, que en virtud de lo dispuesto por el inciso b) del artículo 31 de la Ley de Concesiones Eléctricas, los concesionarios deben conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, de acuerdo a lo previsto en el contrato de concesión, o de acuerdo a las normas que emita el Ministerio de Energía y Minas, según corresponda.

Por otro lado, con relación al cuestionamiento a los principios de legalidad y tipicidad en el presente procedimiento sancionador, cabe destacar que, conforme lo establece el artículo 3 de la Ley N° 29901, Ley que precisa competencias del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Osinergmin es competente para supervisar y fiscalizar, en el ámbito nacional, el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de los subsectores minería, electricidad e hidrocarburos.

Asimismo, en virtud del artículo 1 de la Ley N° 27699 – Ley Complementaria del Fortalecimiento Institucional de Osinergmin, el Consejo Directivo de la institución se encuentra facultado a tipificar los hechos y omisiones que configuran infracciones administrativas, así como a graduar las sanciones aplicables.

De conformidad con lo establecido en el literal e) del artículo 31 de la Ley de Concesiones Eléctricas, los concesionarios están obligados a cumplir con las

disposiciones del Código Nacional de Electricidad y demás normas técnicas aplicables. De igual forma, según el literal b) del artículo 201 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, Osinergmin sancionará a los concesionarios que incumplan con la obligación antes mencionada.

En ese sentido, los incumplimientos verificados en el presente caso constituyen infracciones sancionables y debidamente tipificadas por Osinergmin en uso de sus facultades, a través del numeral 1.6 del Anexo N° 1 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD.

De acuerdo a los fundamentos antes expuestos, se ha verificado que HIDRANDINA ha incumplido lo dispuesto en la Regla 121.A. de la Sección 12 del CNE – Suministro 2011, lo que determina la infracción de lo establecido en el inciso e) del artículo 31 de la Ley de Concesiones Eléctricas, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el numeral 1.6 del Anexo N° 1 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad.

4.3. Graduación de la sanción

A fin de graduar la sanción a aplicar, se debe tomar 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 248 de del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS.

Este último artículo rige el principio de razonabilidad dentro de la potestad sancionadora, el cual establece que las autoridades deben prever que la comisión de la conducta sancionable no resulte más ventajosa para el infractor que cumplir las normas infringidas o asumir la sanción. Sin embargo, las sanciones a ser aplicadas deben ser proporcionales al incumplimiento calificado como infracción, observando los siguientes criterios que se señalan a efectos de su graduación: i) el beneficio ilícito resultante por la comisión de la infracción, ii) la probabilidad de la detección de la infracción, iii) la gravedad del daño al interés público y/o bien jurídico protegido, iv) el perjuicio económico causado, v) la reincidencia por la comisión de la 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 que corresponde aplicar por la infracción verificada considera los criterios que se encuentran inmersos en el caso bajo análisis:

Respecto a la gravedad del daño al interés público y/o bien jurídico protegido, HIDRANDINA ha vulnerado lo establecido en el CNE – Suministro 2011, poniendo en riesgo las instalaciones eléctricas, al no haber efectuado el mantenimiento necesario del equipo, y afectando la continuidad del servicio eléctrico.

En cuanto a la existencia o no de intencionalidad en la conducta del infractor, este elemento se encuentra presente en la medida en que HIDRANDINA conocía las obligaciones establecidas en la normativa y, en el presente caso, además, se ha verificado que no concurren circunstancias que la obligaran a tal incumplimiento.

Con relación al beneficio ilícito resultante por la comisión de la infracción, el mismo se manifiesta como el costo en que dejó de incurrir la empresa para cumplir con las inspecciones y mantenimientos del transformador de potencia TP-6019 en los intervalos o frecuencias que, según las buenas prácticas o experiencia, se consideran necesarios con respecto al transformador de potencia de la subestación de Cajamarca.

Considerando los criterios de graduación antes expuestos, a continuación, se procederá a determinar el cálculo de la multa que correspondería imponer a HIDRANDINA por el incumplimiento verificado:

El costo evitado de no realizar las inspecciones y los mantenimientos del transformador de potencia es calculado como el costo de operación y mantenimiento que efectúa la empresa en el transformador de potencia TP-6019, con anterioridad a las desconexiones, por lo que se tomará en cuenta el periodo de un mes del año 2016. Al respecto, la fuente de información empleada para estimar dicho costo es la base de datos de los Módulos Estándar elaborado por la Gerencia de Regulación de Tarifas del año 2016⁶. Primero, se determina el costo del transformador de potencia y luego se estima el costo anual estándar de operación y mantenimiento del transformador empleando un porcentaje (%) respecto del costo del transformador. El porcentaje se encuentra establecido en la Resolución de Consejo Directivo N° 147-2015-OS/CD⁷, que para el presente caso es 3.51%, dado que la línea está en la Sierra y tiene un nivel de tensión del lado primario de 60 kV (mayor que 30 kV y menor que 138 kV). Asimismo, para determinar el costo mensual de operación y mantenimiento, se divide entre 12 el costo anual de operación y mantenimiento estimado anteriormente.

Para ubicar el transformador de potencia en la base de datos de los módulos estándar de la Gerencia de Regulación de Tarifas, se construye un código, el cual se basa en el “Estudio para la Definición y valorización de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión”⁸. El transformador tiene las siguientes características:

- Transformador de Potencia Trifásico 60/10 KV de 25 MVA, instalado al exterior en Sierra de 1000 a 3000 msnm. Con estas características se obtiene el código: TP-060010-025SI2E.
- Para dicho transformador, se obtiene el costo de los módulos estándar en \$ 588 391.40, por lo que el costo anual estándar de operación y mantenimiento del transformador asciende a \$ 20 652.54 y el costo mensual asciende a \$ 1 721.04. El detalle se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 1. Estimación del costo mensual de operación y mantenimiento del transformador TP-6019

	Costo de los	Porcentaje para determinar el	Costo Anual Estándar de	Costo mensual de
--	--------------	-------------------------------	-------------------------	------------------

⁶ Resolución de Consejo Directivo N° 063-2016-OS/CD. Actualización de la Base de Datos de los Módulos Entandares de Inversión para los Sistemas de Transmisión (MOD INV_2016).

⁷ Resolución de Consejo Directivo N° 147-2015-OS/CD. Aprueban porcentajes para determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Transmisión”, aplicables para el período comprendido entre el 1 de mayo del 2015 y el 30 de abril de 2021.

⁸ Informe N° 267-2007-GART. Estudio para la Definición y valorización de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión.

	del transformador de potencia (\$.)	Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento	Operación y Mantenimiento (\$.)	Mantenimiento (\$.)
TP-060010-025SI2E	\$ 588 391.40	3,51%	\$ 20 652.54	\$ 1 721.04

Respecto a la probabilidad de detección, se asume una probabilidad de detección de la infracción alta, igual a $p=1.0$, debido a que el incumplimiento se detecta a través de la información que está en poder o es reportada a Osinergmin.

Una vez estimados cada uno de los elementos de la multa, corresponde reemplazarlos en la fórmula (1) y así obtener la multa (M):

Considerando que M es el monto de la multa que hace indiferente a la empresa entre cometer o no la infracción, bajo el enfoque de incentivos, M debe ser calculado de tal forma que se logre que el valor esperado de los beneficios asociados a la conducta ilícita sea nulo, a fin de que la empresa infractora sea indiferente a cometer dicha falta. Ello se obtiene cuando:

$$0 = (1-p) CE + p (CE - M^*) \rightarrow$$

$$M^* = (CE/p) * (1+A) \quad (1)$$

Donde:

CE= es el Costo Evitado en el escenario de incumplimiento de la normativa.

M*= es la multa disuasiva en el escenario de incumplimiento.

A= es el factor atenuante o agravante.

P = probabilidad de detección de la infracción.

Utilizando la fórmula anterior, el valor de la multa asciende a S/ 5 799.92. El detalle se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 2: Detalle del cálculo de la multa

Cálculo del Costo Evitado (CE)		Sub total
Costo de operación y mantenimiento anual de transformador al año 2016, en \$.		\$ 588 391.40
Porcentaje para determinar el costo anual estándar de operación y mantenimiento mensual de transformador al año 2016.		3.51%
Costo de operación y mantenimiento anual de transformador al año 2016, en \$.		\$20 652.54
Tipo de cambio promedio bancario venta, año de la comisión de la infracción (2016)		3.37
Costo de operación y mantenimiento mensual de transformador al año 2016, en S/.		S/ 5 799.92
Cálculo de la multa		Sub total
Probabilidad de detección		1.0
Factores Agravantes y Atenuantes		-
Mo: Multa calculada con valores vigentes al momento de la comisión de la infracción: $M^* = (CE/p) * (1+A)$		S/ 5 799.92

Asimismo, considerando que la multa ha sido estimada con información vigente al año 2016, corresponde que la misma sea actualizada a valor presente. Para ello, se debe aplicar el Índice de Precios al Por Mayor (IPM) y, finalmente, convertir el monto a Unidades Impositivas Tributarias (UIT). Para tal fin se usa la siguiente fórmula:

$$M_o * \frac{(IPM_t)}{IPM_o} = M_t \quad (2)$$

Donde:

M_o : Multa calculada con los valores y datos vigentes al año 2016.

IPM_t : Índice de Precios al Por Mayor (IPM) actual.

IPM_o : IPM al año 2016.

M_t : Multa expresada en valor presente.

En consecuencia, al aplicar la fórmula precedente, la multa por el incumplimiento descrito equivaldría a 1.42 Unidades Impositivas Tributarias. El detalle del cálculo se presenta en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 3: Detalle de actualización de la multa

Actualización de la multa	Sub total
M_o : Multa calculada con valores vigentes al año 2016	S/ 5 799.92
IPC_t : IPC actual a fecha de cálculo de multa (marzo de 2019) 1/	108.05
IPC_o : IPC al año 2016) 1/	104.36
M_t : Multa expresada en valor presente a fecha de cálculo de multa (marzo de 2019)	S/ 6 005.00
UIT (vigente 2019)	S/ 4 200
Valor de la Multa en UIT	1.42 UIT

1/ Banco Central de Reserva del Perú BCRP. Los valores lo pueden encontrar en el siguiente enlace: <https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/mensuales>

De lo expuesto, se concluye que corresponde imponer a HIDRANDINA una multa equivalente a 1.42 Unidades Impositivas Tributarias por la infracción verificada.

De conformidad con lo establecido en el literal b) del artículo 9 de la Ley N° 26734, Ley de Osinergmin; el literal a) del artículo 39 del Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 010-2016-PCM; el artículo 1 del Anexo 1 de la Resolución de Consejo Directivo N° 057-2019-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° 004-2019-JUS; y las disposiciones legales que anteceden;

SE RESUELVE:

Artículo 1.- SANCIONAR a la empresa HIDRANDINA S.A. con una multa ascendente a 1.42 Unidades Impositivas Tributarias, vigentes a la fecha de pago, por no haber cumplido con las inspecciones y mantenimientos en los intervalos o frecuencias que, según las buenas prácticas o experiencia, se consideran necesarios, con respecto al transformador de potencia de la subestación Cajamarca, lo cual incumplió la 121.A. de la Sección 12 del Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 214-2011-MEM-DM, determinando la infracción de lo establecido en el inciso e) del artículo 31 de la Ley de

Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el numeral 1.6 del Anexo N° 1 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD.

Código de Infracción: 160012475701

Artículo 2.- DISPONER que el monto de la multa sea depositado en las cuentas de Osinergmin a través de los canales de atención (agencias y banca por internet) del Banco de Crédito del Perú, Banco Interbank y Scotiabank Perú S.A.A. con el nombre **“MULTAS PAS”** y, en el caso del Banco BBVA Continental, con el nombre **“OSINERGMIN MULTAS PAS”**, importe que deberá cancelarse en un plazo no mayor de quince (15) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución, debiendo indicarse al momento de la cancelación al banco el código de infracción que figura en la presente resolución, sin perjuicio de informar en forma documentada a Osinergmin del pago realizado⁹.

«image:osifirma»

Gerente de Supervisión de Electricidad

⁹ En caso no estuviese conforme con lo resuelto, podrá interponer los recursos administrativos establecidos en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, dentro del plazo máximo de quince (15) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución. Cabe precisar que los recursos administrativos se presentan ante el mismo órgano que emitió la resolución, siendo que en caso sea uno de apelación, los actuados se elevarán al superior jerárquico.