

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1346-2019**

Lima, 23 de mayo del 2019

Exp. N° 2018-113

VISTO:

El expediente SIGED N° 201700116123, referido al procedimiento administrativo sancionador iniciado a través del Oficio N° 1493-2018 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-130, de fecha 22 de mayo de 2018, se determinó dar inicio a un procedimiento administrativo sancionador a HIDRANDINA por presuntamente incumplir con el “Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión”, aprobado mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD¹ (en adelante, el Procedimiento), durante el año 2016.
- 1.2. El referido informe determinó el inicio del procedimiento administrativo sancionador por las infracciones detalladas a continuación:
 - a) No registrar, a través del Anexo 1.2 del Procedimiento, 1 desconexión programada del equipo TP-A004 de la S.E. Casma, ejecutada el día 03/07/2016 a las 07:02:00 horas, que interrumpió el suministro eléctrico durante el año 2016 por más de 3 minutos.
 - b) Registrar fuera de plazo, hasta por 3 días de atraso, 1 desconexión en línea de transmisión (código 161707) y 5 desconexiones en equipos de subestación (códigos 163020, 160857, 155952, 154467 y 153409) que interrumpieron el suministro eléctrico durante el año 2016 por más de 3 minutos.
 - c) Registrar fuera de plazo, por más de 3 días de atraso, 2 desconexiones en equipos de subestación (códigos 159384 y 159366) que interrumpieron el suministro eléctrico durante el año 2016 por más de 3 minutos.
 - d) Transgredir la tolerancia del indicador de “Tasa de Falla” en líneas de transmisión.
 - e) Transgredir la tolerancia del indicador de “Indisponibilidad” en líneas de transmisión.
 - f) Transgredir la tolerancia del indicador de “Tasa de falla” en transformadores de potencia.

¹ Publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 10 de marzo de 2006.

- g) Transgredir la tolerancia del indicador de “Indisponibilidad” en transformadores de potencia.
 - h) Reportar fuera de plazo, hasta por 3 días de atraso, las máximas demandas de transformadores y las máximas cargas de líneas de transmisión correspondientes al mes de febrero de 2016.
 - i) Reportar fuera de plazo, por más de 10 días de atraso, las máximas demandas de transformadores correspondientes al mes de julio de 2016.
 - j) Registrar fuera de plazo, hasta por 3 días de atraso, 3 programas de mantenimiento (códigos 25280, 25337 y 25338), con una duración igual o mayor a 4 horas, que interrumpieron el suministro eléctrico durante el año 2016, a través del Anexo 4.1 del Procedimiento.
 - k) No registrar 60 programas de mantenimiento (31 en líneas de transmisión y 29 en equipos de subestación) que interrumpieron el suministro eléctrico durante el año 2016, a través del Anexo 4.1 del Procedimiento.
 - l) No efectuar 60 reportes de mantenimiento (31 en líneas de transmisión y 29 en equipos de subestación) que interrumpieron el suministro eléctrico durante el año 2016, a través del Anexo 4.2 del Procedimiento.
 - m) Registrar fuera de plazo, por más de 10 días de atraso, la actualización de su data técnica y diagramas unifilares tras la puesta en servicio de la L.T. 60 kV Guadalupe - Chepén (L-6645), del transformador TP-6032 en la S.E. Chepén, del transformador TP-A054 en la S.E. Chimbote Sur, y del transformador TP-A055 en la S.E. Nepeña.
 - n) Reportar fuera de plazo, por más de 10 días de atraso, la puesta en servicio de la L.T. 60 kV Guadalupe - Chepén (L-6645) y del transformador TP-6032 en la S.E. Chepén.
 - o) Reportar fuera de plazo, hasta por 3 días de atraso, la puesta en servicio del transformador TP-A054 en la S.E. Chimbote Sur y del transformador TP-A055 en la S.E. Nepeña.
- 1.3. Mediante el Oficio N° 1493-2018, notificado el 23 de mayo de 2018, se inició un procedimiento administrativo sancionador a HIDRANDINA por los presuntos incumplimientos detallados en el numeral anterior.
- 1.4. A través de la Carta N° GR/F-0991-2018, recibida el 6 de junio de 2018, HIDRANDINA presentó sus descargos al procedimiento administrativo sancionador iniciado, manifestando lo siguiente:

Respecto a la primera imputación

- a) Cumplió con realizar el registro del transformador TP-A004 de la S.E. Casma, a través del código N° 157286. El transformador TP-A004 fue reemplazado por el transformador TP-A053 el 7 de junio de 2015 y, por error, se reportó mediante el

programa N° 25319, el programa de mantenimiento del TP-A004, debiendo reportarse el TP-A053. Ha coordinado con Osinergmin la baja del transformador TP-A004 en el SITRAE.

Respecto a la segunda imputación

- a) La desconexión con código 161707 no fue reportada dentro del plazo debido a que el portal no trabajaba bien con la versión actualizada de los navegadores, situación que se solucionó cuando se procedió a liberar una versión anterior de los mismos. Esta situación se hizo notar, oportunamente, en la columna de observaciones cuando se tuvo acceso a dicho elemento para efectuar el reporte. El elemento principal (L-6655) y el elemento dependiente (TP-6009) fueron registrados dentro del plazo, lo que evidencia que no existió intención de ocultar información a Osinergmin. En una reunión sostenida con personal de Osinergmin, informó sobre estas observaciones a fin de que se adecue el SITRAE de manera que, cuando se trate de una línea, el sistema genere automáticamente todos sus elementos dependientes.
- b) Respecto a las desconexiones con códigos 163020 y 153409, el transformador TP-3006 y las líneas 34.5 kV LT1 (S.E. Viru – C.H. Virú) y LT2 (S.E. Virú – S.E. Chao del PECH), no son de su propiedad pues pertenecen al Proyecto Especial CHAVIMOCHIC, e HIDRANDINA solo tiene a cargo su operación. Solicita que se retire el elemento TP-3006 de la relación de instalaciones pertenecientes a HIDRANDINA.
- c) Respecto a la desconexión con código 160857, ésta fue registrada fuera del plazo establecido debido a que el servicio de internet con Movistar estuvo inoperativo por problemas técnicos internos, y el registro fue efectuado una vez restablecido el servicio, como se evidencia en el correo que adjunta, con lo que se demuestra que no existió intención de ocultar información a Osinergmin.
- d) La desconexión con código 155952, fue registrada fuera de plazo debido a problemas con su router de comunicaciones (con Claro), originado por el movimiento de mobiliario de oficina durante la instalación de nuevos módulos de Atención al Cliente, lo que originó de manera involuntaria una avería en su circuito interno de comunicaciones. Esta situación se corrigió a las 8:00 horas, aproximadamente, del 14 de mayo de 2016 y, posteriormente, se procedió a efectuar el registro.
- e) La desconexión con código 154467 no fue reportada dentro del plazo debido a que el portal no trabajaba bien con la versión actualizada de los navegadores, situación que se solucionó cuando se procedió a liberar una versión anterior de los mismos. Esta situación se hizo notar oportunamente en la columna de observaciones cuando se tuvo acceso a dicho elemento para efectuar el reporte. Asimismo, adjunta el correo electrónico en el que se reportó a Osinergmin este caso y se solicitó anular el elemento duplicado, lo que evidencia que no existió intención de ocultar información a Osinergmin.

Respecto a la tercera imputación

- a) El transformador TP-3006 y las líneas 34.5 kV LT1 (S.E. Viru – C.H. Virú) y LT2 (S.E. Virú – S.E. Chao del PECH) no son de su propiedad pues pertenecen al Proyecto Especial

CHAVIMOCHIC, e HIDRANDINA solo tiene a cargo su operación. Asimismo, solicita que se retire el elemento TP-3006 de la relación de instalaciones pertenecientes a HIDRANDINA.

Respecto a la cuarta imputación

- a) Las desconexiones en la línea L-1113 fueron originadas por el mal estado y obsolescencia de la línea. Actualmente, se viene ejecutando la obra "Suministro, Transporte, Montaje, Obras Civiles, Pruebas y Puesta en Servicio de los Proyectos: Rehabilitación de LT 138 kV para la S.E. Chimbote Sur - S.E. Nepeña; S.E. Nepeña - S.E. San Jacinto y S.E. Nepeña - S.E. Casma, incluyendo Bahías", a través del Contrato N° GR-434-2017. Asimismo, ha pagado compensaciones, de acuerdo con lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (en adelante, NTCSE), aprobada por el Decreto Supremo N° 020-97-EM, por las afectaciones a los clientes dependientes de esta instalación, por lo que no es procedente la aplicación de otras sanciones económicas.
- b) Las desconexiones con códigos 160253 y 15228, en la línea L-3341, fueron materia de solicitudes de calificación de fuerza mayor y, actualmente, ha interpuesto demandas contencioso administrativas contra las Resoluciones Nos. 072-2017-OS/DSE y 013-2017-OS/DSE, respectivamente. Ante ello, se obtendría una tasa de falla de 4, con lo que no transgrede la tolerancia admitida. Sin perjuicio de lo anterior, indica que ha pagado las compensaciones respectivas.
- c) La desconexión registrada con código 162939 en la línea L-3340 fue materia de una solicitud de calificación de fuerza mayor y, actualmente, ha interpuesto una demanda contencioso administrativa contra la Resolución N° 078-2017-OS/DSE. Sin perjuicio de lo anterior, ha pagado las compensaciones respectivas.
- d) Respecto a la línea L-6681, únicamente ha identificado 8 desconexiones, sobre todo por afectaciones por descargas de origen atmosférico, por lo que no se ha transgredido la tolerancia admitida.
- e) Las desconexiones con códigos 161552, 161544, 158056, 154483 y 152698, en la línea L-3331, fueron materia de solicitudes de calificación de fuerza mayor y, actualmente, ha interpuesto demandas contencioso administrativas contra las Resoluciones Nos. 045-2017-OS/DSE, 046-2017-OS/DSE, 013-2016-OS/DSE y 015-2016-OS/DSE, respectivamente; en tanto que la desconexión con código 160836 ha sido declarada como fuerza mayor mediante la Resolución N° 175-2016-OS/DSE/UTRA. Ante ello, se obtendría una tasa de falla de 2, con lo que no transgrede la tolerancia. Sin perjuicio de ello, ha pagado las compensaciones respectivas.
- f) Las desconexiones con códigos 158554, 155106 y 153889, en la línea L-6645, fueron materia de solicitudes de calificación de fuerza mayor y, actualmente, ha interpuesto demandas contencioso administrativas contra las Resoluciones Nos. 31-2017-OS/DSE, 23-2017-OS/DSE y 14-2017-OS/DSE, respectivamente; en tanto que las desconexiones con códigos 163041, 162407, 161919, 160826, 158497, 158465 y 158253, han sido declaradas como fuerza mayor mediante las Resoluciones Nos. 65-2017-OS/DSE, 51-2017-OS/DSE, 57-2017-OS/DSE, 165-2016-OS/DSE/UTRA, 106-2016-OS/DSE/UTRA, 64-

2017-OS/DSE y 11-2017-OS/DSE/UTRA, respectivamente. Ante esta situación, se obtendría una tasa de falla de 1, con lo que no transgrede la tolerancia. Sin perjuicio de ello, ha pagado las compensaciones respectivas.

Respecto a la quinta imputación

- a) Las desconexiones en la línea L-1113 fueron originadas por el mal estado y obsolescencia de la línea y, actualmente, se viene ejecutando la obra "Suministro, Transporte, Montaje, Obras Civiles, Pruebas y Puesta en Servicio de los Proyectos: Rehabilitación de LT 138 kV para la S.E. Chimbote Sur - S.E. Nepeña; S.E. Nepeña - S.E. San Jacinto y S.E. Nepeña - S.E. Casma, incluyendo Bahías", a través del Contrato N° GR-434-2017. Asimismo, ha pagado las compensaciones respectivas.
- b) Las desconexiones con códigos 155963 y 153645, en la línea L-1115, fueron materia de solicitudes de calificación de fuerza mayor y, actualmente, ha interpuesto demandas contencioso administrativas contra las Resoluciones Nos. 16-2017-OS/DSE y 10-2017-OS/DSE, respectivamente. Ante ello, se obtendría una indisponibilidad de 0, con lo que no transgrede la tolerancia.
- c) La desconexión con código 162939, en la línea L-3340, fue materia de una solicitud de calificación de fuerza mayor y, actualmente, ha interpuesto una demanda contencioso administrativa contra la Resolución N° 078-2017-OS/DSE. Sin perjuicio de lo previamente señalado, ha efectuado el pago de las compensaciones respectivas.
- d) La línea L-6681 viene siendo afectada, principalmente, por descargas de origen atmosférico; no obstante, ha valorizado el pago de compensaciones de acuerdo con la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales² (en adelante, NTCSER), aprobada por la Resolución Directoral N° 016-2008-EM/DGE, por las afectaciones a los clientes dependientes de esta instalación, por lo que no es procedente la aplicación de otras sanciones económicas.
- e) Las desconexiones con códigos 161552, 161544, 158056, 154483 y 152698, en la línea L-3331, fueron materia de solicitudes de calificación de fuerza mayor y, actualmente, ha interpuesto demandas contencioso administrativas contra las Resoluciones Nos. 45-2017-OS/DSE, 46-2017-OS/DSE, 13-2016-OS/DSE y 15-2016-OS/DSE, respectivamente, en tanto que la desconexión con código 160836 fue declarada como fuerza mayor mediante la Resolución N° 175-2016-OS/DSE/UTRA. Ante ello, se obtendría una indisponibilidad de 3.54, con lo que no transgrede la tolerancia. Sin perjuicio de lo previamente señalado, ha pagado las compensaciones respectivas.
- f) La línea L-3362 viene siendo afectada, principalmente, por la obsolescencia de sus componentes, habiendo sido diseñada como una instalación de naturaleza rural por el Ministerio de Energía y Minas; no obstante, ha pagado las compensaciones respectivas.

² De acuerdo con HIDRANDINA, "para el caso del pago de compensaciones por NTCSEER en las instalaciones que atienden sistemas eléctricos rurales, Hidrandina viene participando de las gestiones con el FONAFE para formalizar ante el MEM la sustitución del cobro de compensaciones NTCSEER pendientes por 'Compromisos de inversión'".

- g) La línea L-3360, al igual que la línea mencionada en el literal anterior, viene siendo afectada por la obsolescencia de sus componentes, al haber sido diseñada como una instalación de naturaleza rural.
- h) Respecto a la línea L-6046, Osinergmin ha incluido, en su cálculo, un valor de 17.77 horas de indisponibilidad en la desconexión con código 154146; sin embargo, en dicho evento, el servicio a los suministros afectados fue repuesto a las dos horas, a través de las líneas de transmisión L-6042/6045 desde las SS.EE. Guadalupe y Gallito Ciego. Tal desconexión fue tramitada como fuerza mayor y Osinergmin, mediante al Resolución N° 36-2016-OS/DSE declaró fundada en parte su solicitud, admitiendo 1 hora de interrupción. Ante ello, se obtendría una indisponibilidad de 1.34, con lo que no transgrede la tolerancia.
- i) La desconexión con código 156327, en la línea L-6655, fue materia de una solicitud de calificación de fuerza mayor y, actualmente, ha interpuesto una demanda contencioso administrativa contra la Resolución N° 17-2017-OS/DSE. Asimismo, la mayoría de las desconexiones en la referida línea han sido originadas por la obsolescencia y el alto grado de corrosión de la ferretería, por lo que, paulatinamente, viene efectuando el cambio de componentes durante los cortes programados, hasta ejecutar el proyecto de inversión de la nueva subestación en 220 kV, aprobado por Osinergmin en el Plan de Inversiones 2017-2021. Sin perjuicio de lo señalado previamente, ha pagado las compensaciones respectivas.
- j) La desconexión con código 163923, en la línea L-6045, no produjo interrupción de suministros pues la carga fue asumida, automáticamente, por la línea L-6042, que opera en paralelo. En ese sentido, teniendo en cuenta que para el cálculo de los indicadores de performance solo se consideran las desconexiones que ocasionan interrupciones a los usuarios por periodos mayores a 3 minutos de duración, la referida desconexión no debería ser incluida. Considerando lo previamente indicado, se obtendría una indisponibilidad de 2.17, con lo que no transgrede la tolerancia. Sin perjuicio de lo previamente señalado, ha pagado las compensaciones respectivas.
- k) Las desconexiones con códigos 161541, 154665 y 153339, en la línea L-6653, fueron materia de solicitudes de calificación de fuerza mayor y, actualmente, ha interpuesto una demanda contencioso administrativa contra las Resoluciones Nos. 55-2016-OS/DSE, 37-2016-OS/DSE y 32-2016-OS/DSE, respectivamente; en tanto que la solicitud de calificación como fuerza mayor de la desconexión con código 161429 fue declarada fundada mediante la Resolución N° 181-2016-OS/DSE-UTRA. De este modo, se obtendría una indisponibilidad de 1.28 con lo que no transgrede la tolerancia.
- l) La desconexión con código 162861, en la línea L-6682, fue declarada como fuerza mayor mediante la Resolución N° 50-2017-OS/DSE. Ante ello, se obtendría una indisponibilidad de 0.
- m) Las desconexiones con códigos 158554, 155106 y 153889, en la línea L-6645, fueron materia de solicitudes de calificación de fuerza mayor y, actualmente, ha interpuesto demandas contencioso administrativas contra las Resoluciones Nos. 31-2017-OS/DSE, 23-2017-OS/DSE y 14-2017-OS/DSE, respectivamente; en tanto que las desconexiones con códigos 163041, 162407, 161919, 160826, 158497, 158465 y 158253 fueron

calificadas como fuerza mayor mediante las Resoluciones Nos. 65-2017-OS/DSE, 51-2017-OS/DSE, 57-20117-OS/DSE, 165-2016-OS/DSE/UTRA, 106-2016-OS/DSE/UTRA, 64-2017-OS/DSE y 11-2017-OS/DSE/UTRA. Ante ello, se obtendría una Indisponibilidad de 0.08 con lo que no transgrede la tolerancia. Sin perjuicio de ello, ha pagado las compensaciones respectivas.

Respecto a la sexta imputación

- a) Las desconexiones en el transformador TP-A028 de la S.E. Santiago de Cao fueron originadas por una deficiencia en el relé de bloqueo y disparo 89T que ya ha sido reemplazado. Sin perjuicio de ello, ha pagado las compensaciones respectivas.
- b) La desconexión con código 162336, en el transformador TP-3023 de la S.E. Otuzco, se originó en las redes de 22.9 kV del alimentador OTZ201 pues el relé de dicho alimentador no despejó correctamente la corriente de falla, por lo que el relé del lado 33 kV del transformador tuvo que despejarla. Dicha actuación fue correcta y la falla se presentó en el lado de 22.9 kV por lo que, teniendo en cuenta que el alcance del Procedimiento es a partir de 30 kV, dicho evento no debe contabilizarse como tasa de falla del transformador. Ante ello, se obtendría una tasa de falla de 1, con lo que no transgrede el indicador.
- c) Las desconexiones con códigos 158542, 158532 y 151470, en el transformador TP-3010 de la S.E. Otuzco, se originaron en las redes de 13.8 kV de los alimentadores OTZ001 y OTZ002 pues los relés de dichos alimentadores no despejaron correctamente las corrientes de falla, por lo que el relé del lado 33 kV del transformador tuvo que despejarlas. Dicha actuación fue correcta y, teniendo en cuenta que las fallas se presentaron en las redes de 13.8 kV, no deben incluirse en el cálculo del indicador. Ante ello, se obtendría una tasa de falla de 0.
- d) Las desconexiones en el transformador TP-6013 de la S.E. Ticapampa fueron originadas por descargas de origen atmosférico. Asimismo, en julio de 2017 ingresó en operación la remodelación de la S.E. Ticapampa, la que, hasta el momento, no presenta desconexiones intempestivas. Pese a ello, ha valorizado el pago de compensaciones de acuerdo con la NTCSE.
- e) Las desconexiones en el transformador TP-6019 de la S.E. Cajamarca fueron ocasionadas por una avería oculta en la caja de bornes del transformador de corriente inmerso en el bushing de 10 kV del transformador de potencia y dicha deficiencia de fábrica ya fue superada. Sin perjuicio de lo anterior, ha pagado las compensaciones correspondientes.
- f) Respecto al transformador TP-6023 de la S.E. Pomabamba, solamente ha identificado una desconexión con código 164467, con lo que no transgrede la tolerancia. Sin perjuicio de ello, ha efectuado la valorización del pago de compensaciones, conforme a la NTCSE.
- g) Las desconexiones en el transformador TP-A050 de la S.E. Trujillo Sur fueron originadas por las condiciones de operación en paralelo con el transformador TP-A005 en el lado de 138 kV y 60 kV. Dicho escenario, al no operar en paralelo en el lado de

10 kV, generó corrientes diferenciales que fueron interpretadas como falla por el sistema de protección. No obstante, ha efectuado el pago de las compensaciones correspondientes.

Respecto a la séptima imputación

- a) La desconexión del transformador TP-3011 de la S.E. Malabrigo se originó por una condición de alarma en el sistema de protecciones propio del equipo que ya fue superada. Sin perjuicio de lo previamente señalado, ha efectuado el pago de las compensaciones correspondientes.
- b) La desconexión con código 162840 en el transformador TP-3009 de la S.E. Paiján se debió a una falla en el interruptor IN-3013 y no en el transformador TP-3009, por lo que no debería afectar el indicador bajo análisis. Sin perjuicio de ello, ha efectuado el pago de las compensaciones correspondientes.
- c) La desconexión con código 162336, en el transformador TP-3023 de la S.E. Otuzco, se originó en las redes de 22.9 kV del alimentador OTZ201 pues el relé de dicho alimentador no despejó correctamente la corriente de falla, por lo que el relé del lado 33 kV del transformador tuvo que despejarla. Dicha actuación fue correcta y, dado que la falla se presentó en el lado de 22.9 kV, no debería contabilizarse para el cálculo del indicador.
- d) La desconexión con código 157635, en el transformador TP-A042 de la S.E. Chimbote 2, se produjo en la barra "V" de 13.8 kV debido a fallas en cascada por la falla inicial en transformador de tensión fase "T" del lado Sider Norte. El transformador TP-A042 fue desconectado de forma manual y se abrieron los interruptores en 138 kV para revisar el origen de la desconexión. En ese sentido, dicho evento no debe contabilizarse para el cálculo del indicador.

Respecto a la octava imputación

- a) Según el numeral 134.2 del artículo 134 de la Ley del Procedimiento Administrativo General, cuando el último día del plazo o la fecha determinada es inhábil, o cuando por cualquier otra circunstancia la atención al público ese día no funcione durante el horario normal, el plazo es entendido prorrogado al primer día hábil siguiente.
- b) En aplicación del artículo referido en el párrafo anterior, debido a que el 20 de marzo de 2016 fue domingo, la información de líneas de transmisión y equipos de subestación correspondiente a febrero de 2016 se envió el día 21 de marzo de 2016.

Respecto a la novena imputación

- a) La información correspondiente a las máximas demandas para equipos de subestación se envió sin éxito, hasta en 5 oportunidades, apareciendo el siguiente mensaje de error:



- b) Por tal motivo, el 20 de agosto de 2016, remitió un correo electrónico a Osinergmin que no tuvo respuesta. Asimismo, al no obtener respuesta volvió a remitir un correo el 22 de agosto de 2016, obteniendo recién una respuesta el 6 de setiembre de 2016, en la que Osinergmin indicó que no existía ningún problema en el SITRAE y que ya habían cargado el archivo enviado por HIDRANDINA, mediante correo, el 20 de agosto de 2016. Adicionalmente, en el SITRAE se observa que Osinergmin efectuó dos intentos para que el archivo sea recibido.

Respecto a la décima imputación

- a) El programa con código 25280 corresponde a un corte de energía en 138 kV que no afecta a ningún cliente regulado ni a su cliente exclusivo SIDERPERÚ, ya que siguen contando con energía mediante el enlace en barras de 13.8 kV, propio, en su sala de control. Por tal motivo, el registro fue meramente informativo.

Respecto a la décimo primera y décimo segunda imputación

- a) Respecto al Cuadro “Líneas de Transmisión” contenido en el numeral 3.5 del Informe de Instrucción:
- **Ítem 1 ➔** Los programas con códigos 25371 y 25372 no incluían a la línea L-1114 porque no programó actividades de mantenimiento en dicha línea. Su afectación se dio porque depende de la línea L-1111; sin embargo, su intervención se efectuó en otra fecha.
 - **Ítem 2 ➔** Se reportó con código 25141, el 28 de marzo de 2016.
 - **Ítem 3 ➔** Los programas con códigos 25371 y 25372 no incluían a la línea L-1129 porque no programó actividades de mantenimiento en dicha línea. Su afectación se dio porque depende de la línea L-1111; sin embargo, su intervención se efectuó en otra fecha.
 - **Ítem 4 ➔** El programa con código 25533 incluía, únicamente, actividades asociadas a pruebas y puesta en servicio de 2 nuevas celdas de alimentadores MT en la S.E Trapecio. No se ejecutaron trabajos en la línea L-1129 y por ello no se reportó dicha instalación.

- **Ítem 5 ➔** El programa con código 25510 solo incluía actividades en las líneas L-1132, L-1133, L-6689 y L-6693. No se programaron ni ejecutaron actividades en la línea L-1131 y por ello no se reportó dicha instalación.
- **Ítem 6 ➔** Durante el corte programado el 20 de marzo de 2016 no se programaron ni ejecutaron actividades en la línea L-3331 y por ello no se reportó dicha instalación.
- **Ítem 7 ➔** El Procedimiento establece la obligación de remitir los programas de mantenimiento que involucren interrupción del suministro público de electricidad; sin embargo, en este caso, no hubo interrupción de suministro debido a que toda la carga fue asumida por la terna paralela L-3341.
- **Ítem 8 ➔** El Procedimiento establece la obligación de remitir los programas de mantenimiento que involucren interrupción del suministro público de electricidad; sin embargo, en este caso, no hubo interrupción de suministro debido a que toda la carga fue asumida por la terna paralela L-3340.
- **Ítem 9 ➔** El Procedimiento establece la obligación de remitir los programas de mantenimiento que involucren interrupción del suministro público de electricidad; sin embargo, en este caso, no hubo interrupción de suministro público pues el corte fue solicitado por el cliente libre Complejo Agroindustrial Cartavio.
- **Ítem 10 ➔** Durante el corte programado el 31 de enero de 2016 no se programaron ni ejecutaron actividades en la línea L-3343 y por ello no se reportó dicha instalación. La intervención de la línea se efectuó en otra fecha.
- **Ítem 11 ➔** Durante el corte programado el 24 de julio de 2016 no se programaron ni ejecutaron actividades en la línea L-3343 y por ello no se reportó dicha instalación. La intervención de la línea se efectuó en otra fecha.
- **Ítem 12 ➔** El programa con código 25116 contemplaba, únicamente, actividades en la línea L-1115. No se programaron ni ejecutaron actividades en las líneas de transmisión aguas abajo y, por ello, no se reportaron dichas instalaciones (L-3360, L-3361 y L-3362).
- **Ítem 13 ➔** El programa con código 25116 contemplaba, únicamente, actividades en la línea L-1115. No se programó ni ejecutó actividades en las líneas de transmisión aguas abajo y, por ello, no se reportaron dichas instalaciones (L-3360, L-3361 y L-3362).
- **Ítem 14 ➔** El programa con código 25116 contemplaba, únicamente, actividades en la línea L-1115. No se programaron ni ejecutaron actividades en las líneas de transmisión aguas abajo y, por ello, no se reportaron dichas instalaciones (L-3360, L-3361 y L-3362).
- **Ítem 15 ➔** El Procedimiento establece la obligación de remitir los programas de mantenimiento que involucren interrupción del suministro público de electricidad; sin embargo, en este caso, no hubo interrupción de suministro debido a que toda la carga fue asumida por la terna paralela L-6046.
- **Ítem 16 ➔** El corte fue programado desde la S.E. Cajamarca Norte; sin embargo, no se incluyeron trabajos a ejecutar en la línea L-6046 y, por ello, no se reportó dicha instalación.

- **Ítem 17 ➔** El corte fue programado desde la S.E. Cajamarca Norte; sin embargo, no se incluyeron trabajos a ejecutar en la línea L-6048 y, por ello, no se reportó dicha instalación.
- **Ítem 18 ➔** El Procedimiento establece la obligación de remitir los programas de mantenimiento que involucren interrupción del suministro público de electricidad; sin embargo, en este caso, no hubo interrupción de suministro debido a que toda la carga fue asumida por la terna paralela L-6656.
- **Ítem 19 ➔** El Procedimiento establece la obligación de remitir los programas de mantenimiento que involucren interrupción del suministro público de electricidad; sin embargo, en este caso, no hubo interrupción de suministro debido a que toda la carga fue asumida por la terna paralela L-6656.
- **Ítem 20 ➔** Se reportó con código 25367, el 3 de agosto de 2016.
- **Ítem 21 ➔** Se reportó con código 25534, el 26 de octubre de 2016.
- **Ítem 22 ➔** El Procedimiento establece la obligación de remitir los programas de mantenimiento que involucren interrupción del suministro público de electricidad; sin embargo, en este caso, no hubo interrupción de suministro debido a que toda la carga fue asumida por la terna paralela L-6646.
- **Ítem 23 ➔** El Procedimiento establece la obligación de remitir los programas de mantenimiento que involucren interrupción del suministro público de electricidad; sin embargo, en este caso, no hubo interrupción de suministro debido a que toda la carga fue asumida por la terna paralela L-6646.
- **Ítem 24 ➔** El Procedimiento establece la obligación de remitir los programas de mantenimiento que involucren interrupción de suministro público de electricidad; sin embargo, en este caso, no hubo interrupción de suministro debido a que toda la carga fue asumida por la terna paralela L-6646.
- **Ítem 25 ➔** El Procedimiento establece la obligación de remitir los programas de mantenimiento que involucren interrupción del suministro público de electricidad; sin embargo, en este caso, no hubo interrupción de suministro debido a que toda la carga fue asumida por la terna paralela L-6646.
- **Ítem 26 ➔** El mantenimiento de la línea L-6655 se registró con código 25531, ejecutado en la misma fecha. Dicho mantenimiento también afectaba a la L-6671.
- **Ítem 27 ➔** Se reportó con código 25027, el 20 de enero de 2016.
- **Ítem 28 ➔** El 25 de setiembre de 2016, únicamente, se programaron y ejecutaron trabajos en las líneas L-6678, L-6679 y L-6683. No se programaron actividades en línea la L-6682 y, por ello, no se reportó.
- **Ítem 29 ➔** El 25 de setiembre de 2016, únicamente, se programaron y ejecutaron trabajos en las líneas L-6678, L-6679 y L-6683. No se programaron actividades en línea la L-6684 y, por ello, no se reportó.
- **Ítem 30 ➔** El 25 de setiembre de 2016, únicamente, se programaron y ejecutaron trabajos en las líneas L-6678, L-6679 y L-6683. No se programaron actividades en línea la L-6690 y, por ello, no se reportó.

- **Ítem 31 ➔** El programa con código 25526, únicamente, contemplaba actividades en la S.E. Huaraz Oeste, en la línea L-6681, en la S.E. Huaraz y en la S.E. Ticapampa. No se programaron ni ejecutaron actividades en la línea L-6684 y, por ello, no se reportaron dichas instalaciones.
- b) Respecto al Cuadro “Equipos de Subestación” contenido en el numeral 3.5 del Informe de Instrucción:
- **Ítem 1 ➔** Durante el corte programado el 20 de marzo de 2016, no se programaron ni ejecutaron actividades en la S.E. Salaverry y, por ello, no se reportó dicha instalación. La intervención de la subestación se efectuó en otra fecha.
 - **Ítem 2 ➔** Durante el corte programado el 28 de agosto de 2016, no se programaron ni ejecutaron actividades en la S.E. Salaverry y, por ello, no se reportó dicha instalación. La intervención de la subestación se efectuó en otra fecha.
 - **Ítem 3 ➔** Durante el corte programado el 28 de agosto de 2016, no se programaron ni ejecutaron actividades en la S.E. Virú y, por ello, no se reportó dicha instalación.
 - **Ítem 4 ➔** Los programas con códigos 25116 y 25117, únicamente, contemplaban actividades en la línea L-1115 y en la S.E. Motil, respectivamente. No se programaron ni ejecutaron actividades en las subestaciones aguas abajo y, por ello, no se reportaron dichas instalaciones.
 - **Ítem 5 ➔** El programa con código 25249, únicamente, contemplaba actividades en la línea L-3345. No se programaron ni ejecutaron actividades en la S.E. Malabrigo y, por ello, no se reportó dicha instalación.
 - **Ítem 6 ➔** Los programas con códigos 25116 y 25117, únicamente, contemplaban actividades en la línea L-1115 y en la S.E. Motil, respectivamente. No se programaron ni ejecutaron actividades en las subestaciones aguas abajo y, por ello, no se reportaron dichas instalaciones.
 - **Ítem 7 ➔** Los programas con códigos 25116 y 25117, únicamente, contemplaban actividades en la línea L-1115 y en la S.E. Motil, respectivamente. No se programaron ni ejecutaron actividades en las subestaciones aguas abajo y, por ello, no se reportaron dichas instalaciones.
 - **Ítem 8 ➔** Durante el corte programado el 18 de setiembre de 2016, no se programaron ni ejecutaron actividades en la S.E. Charat y, por ello, no se reportó dicha instalación.
 - **Ítem 9 ➔** El programa con código 25534, únicamente, contemplaba actividades en la línea L-6655. No se programaron ni ejecutaron actividades en la S.E. Huarmey y, por ello, no se reportó dicha instalación.
 - **Ítem 10 ➔** Se programaron y ejecutaron trabajos asociados a la remodelación de la S.E. Ticapampa. Solicitó la exoneración de compensaciones y Osinergmin aprobó dicha solicitud mediante la Resolución N° 87-2016-OS/DSE/UTRA. En dicha solicitud informó sobre los trabajos a realizar, por lo que Osinergmin tenía pleno conocimiento.

- **Ítem 11 ➔** Durante el corte programado el 28 de agosto de 2016, no se programaron ni ejecutaron actividades en la S.E. Virú y, por ello, no se reportó dicha instalación.
- **Ítem 12 ➔** Durante el corte programado el 17 de abril de 2016, no se programaron ni ejecutaron actividades en la S.E. San Marcos y, por ello, no se reportó dicha instalación.
- **Ítem 13 ➔** Los programas con códigos 25371 y 25372 no incluían a la línea L-1114 ni a la S.E. San Jacinto debido a que no programó actividades de mantenimiento en dichas instalaciones y, por ello, no se reportaron dichas instalaciones.
- **Ítem 14 ➔** Los programas con códigos 25371 y 25372 no incluían a la línea L-1114 ni a la S.E. Trapecio debido a que no programó actividades de mantenimiento en dichas instalaciones y, por ello, no se reportaron dichas instalaciones.
- **Ítem 15 ➔** El Procedimiento establece la obligación de remitir los programas de mantenimiento que involucren interrupción del suministro público de electricidad; sin embargo, en este caso, no hubo interrupción de suministro público debido a que el corte fue solicitado por el cliente libre SIDERPERÚ.
- **Ítem 16 ➔** El Procedimiento establece la obligación de remitir los programas de mantenimiento que involucren interrupción del suministro público de electricidad; sin embargo, en este caso, no hubo interrupción de suministro público debido a que el corte fue solicitado por el cliente libre SIDERPERÚ.
- **Ítem 17 ➔** El programa con código 25116, únicamente, contemplaba actividades en la línea L-1115. No se programaron ni ejecutaron actividades en la S.E. Otuzco y, por ello, no se reportó dicha instalación.
- **Ítem 18 ➔** Durante el corte programado el 28 de agosto de 2016, no se programaron ni ejecutaron actividades en la S.E. Chao y, por ello, no se reportó dicha instalación.
- **Ítem 19 ➔** Durante el corte programado el 20 de marzo de 2016, no se programaron ni ejecutaron actividades en la S.E. Huaca del Sol y, por ello, no se reportó dicha instalación.
- **Ítem 20 ➔** Durante el corte programado el 27 de noviembre de 2016, no se programaron ni ejecutaron actividades en la S.E. Huaca del Sol y, por ello, no se reportó dicha instalación.
- **Ítem 21 ➔** Los programas con códigos 25371 y 25372 no incluían a la línea L-1129 ni a la S.E. Trapecio debido a que no programó actividades de mantenimiento en dichas instalaciones y, por ello, no se reportaron. Su afectación se originó porque dependen de la línea L-1111.
- **Ítem 22 ➔** El Procedimiento establece la obligación de remitir los programas de mantenimiento que involucren interrupción del suministro público de electricidad; sin embargo, en este caso, no hubo interrupción de suministro en los usuarios dependientes del transformador TP-A048 ya que se realizó la transferencia de carga a través de los enlaces con la S.E. Chimbote Norte y Chimbote Sur.
- **Ítem 23 ➔** El 7 de junio de 2015 se realizó el cambio del transformador TP-A004 por el nuevo transformador TP-A053. Hubo un error en registrar el equipo correcto

en el Anexo 4.1. Mediante el programa con código 25099, el 22 de febrero de 2016, se registró el TP-A004 en lugar del TP-A053.

- **Ítem 24 ➔** El 7 de junio de 2015 se realizó el cambio del transformador TP-A004 por el nuevo transformador TP-A053. Hubo un error en registrar el equipo correcto en el Anexo 4.1. Mediante el programa con código 25319, el 22 de febrero de 2016, se registró el TP-A004 en lugar del TP-A053.
 - **Ítem 25 ➔** El 7 de junio de 2015 se realizó el cambio del transformador TP-A004 por el nuevo transformador TP-A053. Hubo un error en registrar el equipo correcto en el Anexo 4.1. Mediante el programa con código 25372, el 8 de agosto de 2016, se registró el TP-A004 en lugar del TP-A053.
 - **Ítem 26 ➔** El 28 de febrero de 2016 se realizó el cambio del transformador TP-A002 por el nuevo transformador TP-A054. Hubo un error en registrar el equipo correcto en el Anexo 4.1. Mediante el programa con código 25372, el 8 de agosto de 2016, se registró el TP-A002 en lugar del TP-A054.
 - **Ítem 27 ➔** El 29 de febrero de 2016 se realizó el cambio del transformador TP-A003 por el nuevo transformador TP-A055. Hubo un error en registrar el equipo correcto en el Anexo 4.1. Mediante el programa con código 25372, el 8 de agosto de 2016, se registró el TP-A003 en lugar del TP-A055.
 - **Ítem 28 ➔** El programa con código 25116, únicamente, contemplaba actividades en la línea L-1115. No se programaron ni ejecutaron actividades en la S.E. Quiruvilca y, por ello, no se reportó dicha instalación.
 - **Ítem 29 ➔** Durante el corte programado el 18 de setiembre de 2016, no se programaron ni ejecutaron actividades en la S.E. Quiruvilca y, por ello, no se reportó dicha instalación en el Anexo 4.1.
- c) En la mayoría de los casos, Osinergmin ha comparado los Anexos 1.1 y 1.2 con los Anexos 4.1 y 4.2 del Procedimiento, asumiendo, erróneamente, que ambos deben coincidir, lo que no necesariamente se cumple pues al interrumpir el servicio en una instalación principal se interrumpen, por defecto, todas las líneas y subestaciones aguas abajo, pero no todas se encuentran dentro del programa de mantenimiento toda vez que algunas tienen otra fecha de intervención y, en otros casos, la desconexión programada de una instalación obedece a trabajos puntuales por obras de inversión; sin embargo, afectan a todas las instalaciones aguas abajo.

Respecto a la décimo tercera imputación

- a) Osinergmin debe considerar que, el 26 de enero de 2016, hizo de su conocimiento, vía correo electrónico, la puesta en servicio de la nueva línea L-6645 Guadalupe – Chapén y del nuevo transformador TP-6032 de la S.E. Chapén. Asimismo, se debe tener en cuenta que, el 26 de febrero de 2016, reportó la puesta en servicio de los nuevos transformadores TP-A054 de la S.E. Chimbote Sur y TP-A055 de la S.E. Nepeña, adjuntando las principales características técnicas de los equipos e instalaciones.
- b) En cumplimiento del Procedimiento de Altas y Bajas, también reportó a Osinergmin la data técnica correspondiente a las instalaciones materia de observación.

- c) Lo previamente descrito demuestra la transparencia de la empresa en cumplir con informar a Osinergmin los cambios y actualizaciones en su sistema de transmisión, por lo que solicita que se deje sin efecto esta observación, la que se compromete a subsanar en los periodos siguientes.

Respecto a la décimo cuarta imputación

- a) Por problemas de coordinación interna, efectuó el reporte de los elementos observados fuera del plazo establecido, regularizando su envío el 26 de enero de 2016 vía correo electrónico.

Respecto a la décimo quinta imputación

- a) Los transformadores de potencia TP-A054 de la S.E. Chimbote Sur y TP-A055 de la S.E. Nepeña fueron reportados a las 11:53 a.m. del 26 de febrero de 2016 y fueron puestos en servicio a las 22:15 horas del 28 de febrero de 2016 y a las 00:00 horas del 29 de febrero de 2016, respectivamente, por lo que ha cumplido con el plazo establecido en el Procedimiento.
- 1.5. Mediante el Oficio N° 180-2019-DSE/CT, notificado el 10 de mayo de 2019, Osinergmin remitió a HIDRANDINA el Informe Final de Instrucción N° 73-2019-DSE, otorgándole un plazo de cinco (5) días hábiles a fin de que formule sus descargos.
- 1.6. A través de la Carta N° GR/F-1021-2019, recibida el 17 de mayo de 2019, HIDRANDINA presentó sus descargos al Informe Final de Instrucción, manifestando lo siguiente:

Respecto a la segunda imputación

- a) Su posición se sustenta en que, en todo ámbito de actividades, existen imponderables que escapan al control y voluntad de acción y, el cumplimiento del Procedimiento no escapa de dicha realidad.
- b) Pretender sancionarla por la demora en 1 registro de un total de 466 (0.85% del total) y cuatro de un total de 526 (0.76% del total) es una arbitrariedad, más aún cuando dichos reportes no representaron perjuicio alguno contra el fin supremo del Procedimiento, que es velar por un alto nivel de performance en el sistema de transmisión.

Respecto a la tercera imputación

- a) Su posición se sustenta en que, en todo ámbito de actividades, existen imponderables que escapan al control y voluntad de acción y, el cumplimiento del Procedimiento no escapa de dicha realidad.
- b) Pretender sancionarla por la demora en 2 registros de un total de 526 (0.38% del total) es una arbitrariedad, más aún cuando dichos reportes no representaron perjuicio alguno contra el fin supremo del Procedimiento, que es velar por un alto nivel de performance en el sistema de transmisión.

Respecto a la cuarta imputación

- a) Si bien la primera desconexión ocurrida a las 19:14 horas (código 154477) corresponde a la línea L-6681, las otras dos (códigos 154481 y 154482), suscitadas el mismo día, se originaron en la línea L-6684 al asumir toda la carga del eje Huaraz – Ticapampa, al presentarse una falla en la línea L-1127, que es la línea principal de abastecimiento en el esquema original del sistema en el Callejón de Huaylas. Adjunta el Informe Preliminar de Falla CCO-IPF N° 111-2016. En tal sentido, las desconexiones con códigos 154481 y 154482 son desconexiones externas a la línea L-6681.

Respecto a la quinta imputación

- a) Respecto a las líneas L-3360 y L3362, adjunta documentos con los que el Grupo Distriluz y Fonafe han gestionado, ante el Ministerio de Energía y Minas, la sustitución del pago de compensaciones NTCSE por compromisos de inversión. Estas gestiones, pendientes de respuesta por parte del Ministerio, han motivado que, hasta la fecha, no se haga efectivo el pago de compensaciones en dichas instalaciones.
- b) Sin perjuicio de lo previamente señalado, de no concretarse la pretensión, efectuará el pago de dichas compensaciones según lo establecido en la norma, por lo que no corresponde incluir en el cálculo de indicadores los casos observados.

Respecto a la sexta imputación

- a) La desconexión con código 162336, en el transformador TP-3023 de la S.E. Otuzco, se originó en las redes de 22.9 kV del alimentador OTZ201. El relé de dicho alimentador no despejó correctamente la corriente de falla, por lo que el relé del lado 33 kV del transformador tuvo que despejarla. Dicha actuación fue correcta, la falla se presentó en el lado de 22.9 kV y no en el lado de 33 kV, y éste actuó correctamente cumpliendo su función de protección de respaldo. Debido al alcance del Procedimiento (a partir de 30 kV), dicho evento no debe contabilizarse como tasa de falla del transformador.
- b) El Procedimiento define *“Falla”* como *“cese de la aptitud de un elemento para realizar una función requerida”*. Sin embargo, en el caso mencionado en el literal precedente, no ha existido el cese de la aptitud del transformador de potencia. Asimismo, el cuadro de indicadores de performance hace referencia, como componentes de subestación, al transformador, autotransformador, equipo de compensación, barras o celdas; sin embargo, para el caso indicado, ninguno de dichos componentes ha presentado falla, por lo que no debe contabilizarse para el indicador. Ante ello, la tasa de falla alcanzada sería 1, por lo que el transformador TP-3023 no ha superado la tolerancia establecida.
- c) Para el transformador TP-3010 de la S.E. Otuzco aplican los mismos sustentos descritos para el caso del transformador TP-3023 y, ante ello, la tasa de falla es 0, por lo que el referido transformador no ha superado la tolerancia establecida.
- d) Respecto al transformador TP-6013 de la S.E. Ticapampa, Osinergmin no ha considerado la información alcanzada respecto al pago de compensaciones NTCSE por las desconexiones del transformador ocurridas el 23 de enero y el 5 de marzo de

2016. Considerando esta situación la tasa de falla alcanzaría 1, por lo que el referido transformador no supera la tolerancia establecida.

- e) Respecto al transformador TP-6023 de la S.E. Pomabamba, solamente ha identificado como falla propia la desconexión con código 164467, con lo que no transgrede la tolerancia establecida. La desconexión con código 154971 corresponde a una falla originada en el alimentador PMB001 y dado que el alcance del Procedimiento comprende a instalaciones a partir de 30 kV, dicho evento no debe contabilizarse para el cálculo del indicador. Sin perjuicio de ello, ha valorizado el pago de compensaciones por NTCSE en el año 2016 para la desconexión con código 164467.
- f) Con relación al transformador TP-A050 de la S.E. Trujillo Sur, las desconexiones fueron originadas por las condiciones de operación en paralelo con el transformador TP-A005 en el lado de 138 y 60 kV. Dichas desconexiones no corresponden a falla en equipamiento pues en ninguno de los equipos se presentó el cese de sus aptitudes para cumplir con su función, tal es así que, al restablecer las condiciones de operación estándar, todos los equipos operaron con normalidad. En ese sentido, no corresponde incluir estas desconexiones en el cálculo del indicador.

Respecto a la séptima imputación

- a) La desconexión con código 155100, en el transformador TP-3011 en la S.E. Malabrigo, se originó por una condición de alarma en el sistema de protecciones propias del equipo, la que ya fue superada. Se han implementado las acciones para evitar situaciones similares.
- b) Respecto al transformador TP-3023 de la S.E. Otuzco, las desconexiones se originaron en las redes de 22.9 kV del alimentador OTZ201. El relé de dicho alimentador no despejó correctamente la corriente de falla por lo que el relé del lado 33 kV del transformador tuvo que despejarla. Dicha actuación fue correcta, la falla se presentó en el lado de 22.9 kV, no en el lado de 33 kV, que actuó correctamente cumpliendo su función de protección de respaldo. Dado que el alcance del Procedimiento comprende a instalaciones a partir de 30 kV, dichos eventos no deben incluirse en el cálculo del indicador.
- c) El Procedimiento define *“Indisponibilidad”* como *“estado de una unidad de generación o componente de la red cuando no se encuentra disponible para realizar su función debido a algún evento directamente asociado a él”*. En el caso referido en el literal anterior, el evento no ha estado asociado al transformador, sino a una red de media tensión, que está fuera del alcance del Procedimiento. Asimismo, en el cuadro de indicadores de performance se referencia como componentes de subestación al transformador, autotransformador, equipo de compensación, barras o celdas; para el referido caso, ninguno de dichos elementos ha presentado falla, por lo que no deben contabilizarse los eventos en el indicador bajo análisis.
- d) Con relación al transformador TP-A042 de la S.E. Chimbote 2, la desconexión con código 157635 se produjo en la barra “V” de 13.8 kV debido a fallas en cascada originadas por la falla inicial en el transformador de tensión fase “T” del lado de Sider Norte. El transformador TP-042 fue desconectado de forma manual. Se aperturaron

los interruptores en 138 kV para revisar el origen de la desconexión. Debido que el alcance del Procedimiento comprende a instalaciones a partir de 30 kV, dicho evento no debe contabilizarse para el cálculo del indicador. Asimismo, no ha existido falla en el transformador, la apertura se efectuó manualmente por seguridad, para inspeccionar el transformador de tensión. En este caso, el evento no ha estado asociado al transformador, sino a una red de media tensión, por lo que se encuentra fuera del alcance del Procedimiento.

Respecto a la octava imputación

- a) El envío de información se realizó el lunes 21 de marzo de 2016 en horas de la mañana debido a que el día 20 fue un día no laborable.

Respecto a la décima imputación

- a) Su posición se encuentra sustentada en que, en todo ámbito de actividades, existen imponderables que escapan al control y voluntad de acción y, el cumplimiento del Procedimiento no escapa de dicha realidad.
- b) Pretender sancionarla por la demora u omisión en 2 registros de un total de 154 (1.3% del total) es una arbitrariedad, más aún cuando dichos reportes no representaron perjuicio alguno contra el fin supremo del Procedimiento, que es velar por un alto nivel de performance en el sistema de transmisión.
- c) Presentará por escrito una solicitud de modificatoria del Procedimiento en este extremo o una demanda de acción popular, al considerar un abuso de autoridad la pretensión de sancionarla por la omisión o demora de una cantidad mínima de registros.

Respecto a la décimo primera imputación

- a) Su posición se encuentra sustentada en que en todo ámbito de actividades existen imponderables que escapan al control y voluntad de acción y, el cumplimiento del Procedimiento no escapa de dicha realidad.
- b) Pretender sancionarla por la omisión en 1 registro de un total de 154 (0.65% del total) es una arbitrariedad, más aún cuando dichos reportes no representaron perjuicio alguno contra el fin supremo del Procedimiento, que es velar por un alto nivel de performance en el sistema de transmisión.
- c) Presentará por escrito una solicitud de modificatoria del Procedimiento en este extremo o una demanda de acción popular, al considerar un abuso de autoridad la pretensión de sancionarla por la omisión o demora de una cantidad mínima de registros.

Respecto a la décimo segunda imputación

- a) Su posición se encuentra sustentada en que, en todo ámbito de actividades, existen imponderables que escapan al control y voluntad de acción y, el cumplimiento del Procedimiento no escapa de dicha realidad.
- b) Pretender sancionarla por la omisión en 1 registro de un total de 154 (0.65% del total) es una arbitrariedad, más aún cuando dichos reportes no representaron perjuicio alguno contra el fin supremo del Procedimiento, que es velar por un alto nivel de performance en el sistema de transmisión.
- c) Presentará por escrito una solicitud de modificatoria del Procedimiento en este extremo, al considerar un abuso de autoridad la pretensión de sancionarla por la omisión o demora de una cantidad mínima de registros.

Respecto a la décimo tercera y décimo cuarta imputación

- a) Osinergmin no ha considerado que, el 26 de enero de 2016, HIDRANDINA hizo de su conocimiento, vía correo electrónico, la puesta en servicio de la nueva línea L-6645 y del nuevo transformador TP-6032 de la S.E. Chepén.
- b) La diversidad de procedimientos existentes impuestos por Osinergmin representa un factor adverso para una gestión eficiente de la información. Es claro que las obligaciones contenidas en el presente Procedimiento son independientes de otros procedimientos a pesar de que están bajo el ámbito de control del mismo fiscalizador, lo que se trata de explicar es que el hecho de haber informado a Osinergmin (en cualquiera de sus procedimientos) evidencia una conducta transparente de parte de HIDRANDINA que no puede ser materia de sanción, en concordancia con el Principio de Razonabilidad.

Respecto a los Principios de Legalidad y Razonabilidad

- a) El presente procedimiento administrativo sancionador transgrede el Principio de Legalidad pues no está sustentado en una norma con rango de ley.
 - b) No reportar las desconexiones en el portal de Osinergmin, en la fecha que establece el Procedimiento, no afecta jurídica ni administrativamente la gravedad del interés público y/o bien jurídico protegido.
 - c) Existe una vulneración al Principio de Razonabilidad, previsto en el numeral 3 del artículo 248 de la Ley N° 27444, toda vez que HIDRANDINA no ha incurrido en ninguna de las causales previstas en dicho artículo, por lo que la multa impuesta es arbitraria y contraria a lo dispuesto en el Principio de Razonabilidad.
- 1.7. Mediante el Memorándum N° DSE-CT-160-2019, de fecha 21 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-PCM³, corresponde a la División de Supervisión de Electricidad supervisar el 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/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 no registrar, a través del Anexo 1.2 del Procedimiento, 1 desconexión programada del equipo TP-A004 de la S.E. Casma, ejecutada el día 03/07/2016 a las 07:02:00 horas, que interrumpió el suministro eléctrico durante el año 2016 por más de 3 minutos.
- 3.3. Respecto a registrar fuera de plazo, hasta por 3 días de atraso, 1 desconexión en línea de transmisión (código 161707) y 5 desconexiones en equipos de subestación (códigos 163020, 160857, 155952, 154467 y 153409) que interrumpieron el suministro eléctrico durante el año 2016 por más de 3 minutos.
-
- 3.4. Respecto a registrar fuera de plazo, por más de 3 días de atraso, 2 desconexiones en equipos de subestación (códigos 159384 y 159366) que interrumpieron el suministro eléctrico durante el año 2016 por más de 3 minutos.
- 3.5. Respecto a transgredir la tolerancia del indicador de “Tasa de Falla” en líneas de transmisión.
- 3.6. Respecto a transgredir la tolerancia del indicador de “Indisponibilidad” en líneas de transmisión.
- 3.7. Respecto a transgredir la tolerancia del indicador de “Tasa de falla” en transformadores de potencia.
- 3.8. Respecto a transgredir la tolerancia del indicador de “Indisponibilidad” en transformadores de potencia.
- 3.9. Respecto a reportar fuera de plazo, hasta por 3 días de atraso, las máximas demandas de transformadores y las máximas cargas de líneas de transmisión correspondientes al mes de febrero de 2016.

³ Publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 12 de febrero de 2016.

- 3.10. Respecto a reportar fuera de plazo, por más de 10 días de atraso, las máximas demandas de transformadores correspondientes al mes de julio de 2016.
- 3.11. Respecto a registrar fuera de plazo, hasta por 3 días de atraso, 3 programas de mantenimiento (códigos 25280, 25337 y 25338), con una duración igual o mayor a 4 horas, que interrumpieron el suministro eléctrico durante el año 2016, a través del Anexo 4.1 del Procedimiento.
- 3.12. Respecto a no registrar 60 programas de mantenimiento (31 en líneas de transmisión y 29 en equipos de subestación) que interrumpieron el suministro eléctrico durante el año 2016, a través del Anexo 4.1 del Procedimiento.
- 3.13. Respecto a no efectuar 60 reportes de mantenimiento (31 en líneas de transmisión y 29 en equipos de subestación) que interrumpieron el suministro eléctrico durante el año 2016, a través del Anexo 4.2 del Procedimiento.
- 3.14. Respecto a registrar fuera de plazo, por más de 10 días de atraso, la actualización de su data técnica y diagramas unifilares tras la puesta en servicio de la L.T. 60 kV Guadalupe - Chepén (L-6645), del transformador TP-6032 en la S.E. Chepén, del transformador TP-A054 en la S.E. Chimbote Sur, y del transformador TP-A055 en la S.E. Nepeña.
- 3.15. Respecto a reportar fuera de plazo, por más de 10 días de atraso, la puesta en servicio de la L.T. 60 kV Guadalupe - Chepén (L-6645) y del transformador TP-6032 en la S.E. Chepén.
- 3.16. Respecto a reportar fuera de plazo, hasta por 3 días de atraso, la puesta en servicio del transformador TP-A054 en la S.E. Chimbote Sur y del transformador TP-A055 en la S.E. Nepeña.
- 3.17. Respecto a los Principios de Legalidad y Razonabilidad.
- 3.18. Respecto a la graduación de la sanción.

4. ANÁLISIS

4.1. Respecto a las obligaciones contenidas en el Procedimiento

El 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:

- Registro de desconexiones
- Indicadores de Performance

- Reporte de máximas demandas
- Programa de mejoramiento de instalaciones y/o reemplazo de equipos
- Plan de contingencias operativo
- Programas y reportes de mantenimiento

Cabe precisar que el Cuadro N° 3 del numeral 8 del Procedimiento establece los plazos para remitir la información detallada en el párrafo anterior.

De igual modo, el Cuadro N° 1 de su numeral 6.2 establece los indicadores (incluyendo la fórmula para su cálculo) que se utilizarán para verificar el performance de las instalaciones de transmisión eléctrica. Asimismo, el Cuadro N° 2(1) establece la tolerancia anual de los indicadores de performance en el Sistema Interconectado, dependiendo del tipo de componente, la región y el tiempo de operación.

Cabe precisar que los indicadores empleados para evaluar la performance de las instalaciones de transmisión eléctrica son los siguientes:

- Frecuencia de fallas de subestaciones
- Frecuencia de fallas de líneas
- Disponibilidad de subestaciones
- Disponibilidad de líneas

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

En ese sentido, la Resolución de Consejo Directivo N° 285-2009-OS/CD⁴ aprobó el Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad.

4.2. Respecto a no registrar, a través del Anexo 1.2 del Procedimiento, 1 desconexión programada del equipo TP-A004 de la S.E. Casma, ejecutada el día 03/07/2016 a las 07:02:00 horas, que interrumpió el suministro eléctrico durante el año 2016 por más de 3 minutos.

Luego de la evaluación efectuada, se ha comprobado que el transformador TP-A004 de la S.E. Casma no existe, y que el componente que debió ser reportado fue el transformador TP-A053. Sin perjuicio de lo previamente señalado, HIDRANDINA debe corregir el error que aduce. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de la imputación bajo análisis.

4.3. Respecto a registrar fuera de plazo, hasta por 3 días de atraso, 1 desconexión en línea de transmisión (código 161707) y 5 desconexiones en equipos de subestación (códigos

⁴ Publicada en el Diario Oficial "El Peruano" el 21 de diciembre de 2009.

163020, 160857, 155952, 154467 y 153409) que interrumpieron el suministro eléctrico durante el año 2016 por más de 3 minutos.

Respecto a la desconexión con código 161707, de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 23.1 del artículo 23 del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin, aprobado por la 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”*. En ese sentido, es total responsabilidad de HIDRANDINA mantener sus navegadores operativos a fin de contar con las herramientas necesarias para cumplir con sus obligaciones dentro del plazo previsto en el Procedimiento.

Por otro lado, respecto a las desconexiones con códigos 163020 y 153409, de acuerdo con el alcance del Procedimiento, este último *“es de aplicación para las empresas que operan Sistemas de Transmisión Eléctrica”*. En ese sentido, pese a que HIDRANDINA pretende excusar su responsabilidad en que los equipos asociados a estos reportes son de propiedad del Proyecto Especial CHAVIMOCHIC, es HIDRANDINA quien los opera y, por tanto, está obligada a cumplir con las obligaciones contenidas en el Procedimiento.

Respecto a las desconexiones con códigos 160857 y 155952, es preciso reiterar que, conforme a lo previsto en el numeral 23.1 del artículo 23 del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin, 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 lo que HIDRANDINA no puede evadir su responsabilidad alegando problemas internos relacionados con su proveedor de internet, toda vez que es su obligación adoptar las medidas idóneas y eficaces a fin de dar cumplimiento a lo establecido en el Procedimiento.

Con relación a la desconexión con código 154467, se debe reiterar que, debido a la objetividad de la responsabilidad administrativa, HIDRANDINA no puede evadir su responsabilidad aduciendo la falta de compatibilidad de sus navegadores con el portal de Osinergmin toda vez que es su obligación contar con las herramientas idóneas a fin de dar cumplimiento a lo previsto en el Procedimiento. Asimismo, la inexistencia de dolo por parte de HIDRANDINA no incide en la determinación de su responsabilidad por el incumplimiento de la normativa.

De otro lado, cabe resaltar que, de acuerdo con el Procedimiento, la obligación analizada en la presente sección no tiene tolerancia alguna (contrariamente a lo ocurrido en las obligaciones referidas a los indicadores de performance), por lo que HIDRANDINA se encuentra obligada a cumplir con reportar el 100% de desconexiones en el plazo previsto. Asimismo, se debe tener en cuenta que el segundo párrafo de la Exposición de Motivos del Procedimiento señala:

“En ese sentido la norma propuesta tiene como objetivo establecer un procedimiento para la supervisión y fiscalización del desempeño de los sistemas de

transmisión eléctricos con el propósito de garantizar el suministro a los usuarios del servicio eléctrico. En ese sentido el procedimiento recae sobre la operación, mantenimiento y seguridad en los sistemas de transmisión que operan las empresas eléctricas.”

Como se puede observar, el reporte de desconexiones incide directamente en el proceso de supervisión efectuado por Osinergmin y le impide a este organismo adoptar las medidas necesarias e idóneas para garantizar el correcto suministro eléctrico a los usuarios, por lo que lo alegado por HIDRANDINA carece de sustento.

Finalmente, si bien HIDRANDINA sostiene que en todo ámbito de actividades existen imponderables que escapan a su control, se debe tener en cuenta que, de acuerdo con el Principio de Causalidad, reconocido en el numeral 8 del artículo 248 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por el Decreto Supremo N° 004-2019-JUS, la responsabilidad debe recaer sobre quien realiza la conducta omisiva o activa constitutiva de infracción sancionable y, en el presente caso, se ha comprobado que tal conducta ha sido realizada por HIDRANDINA, no debido a situaciones que escapan a su control, sino debido a su falta de diligencia para dar cumplimiento a sus obligaciones.

Por tal motivo, HIDRANDINA ha incumplido con lo establecido en el numeral 6.1 del Procedimiento y en el ítem 1 del Cuadro N° 3 de su numeral 8, lo 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.

4.4. Respecto a registrar fuera de plazo, por más de 3 días de atraso, 2 desconexiones en equipos de subestación (códigos 159384 y 159366) que interrumpieron el suministro eléctrico durante el año 2016 por más de 3 minutos.

De acuerdo con lo detallado en el literal c) del numeral 3.1 del Informe de Instrucción, HIDRANDINA reportó fuera de plazo, por más de 3 días de atraso, las desconexiones con códigos 159384 y 159366, que interrumpieron el suministro durante el año 2016.

En este contexto, es preciso resaltar que, como se mencionó en el numeral precedente, el Procedimiento *“es de aplicación para las empresas que operan Sistemas de Transmisión Eléctrica”*. En ese sentido, si bien HIDRANDINA pretende excusar su responsabilidad en que los equipos asociados a estos reportes son de propiedad del Proyecto Especial CHAVIMOCHIC, es HIDRANDINA quien los opera y, por tanto, está obligada a cumplir con las obligaciones previstas en el Procedimiento.

Asimismo, se debe reiterar que, de acuerdo con el Procedimiento, la obligación analizada en la presente sección no tiene tolerancia alguna, por lo que HIDRANDINA se encuentra obligada a cumplir con reportar el 100% de desconexiones en el plazo previsto. De igual modo, se debe tener en cuenta que el segundo párrafo de la Exposición de Motivos del Procedimiento señala:

“En ese sentido la norma propuesta tiene como objetivo establecer un procedimiento para la supervisión y fiscalización del desempeño de los sistemas de transmisión eléctricos con el propósito de garantizar el suministro a los usuarios del

servicio eléctrico. En ese sentido el procedimiento recae sobre la operación, mantenimiento y seguridad en los sistemas de transmisión que operan las empresas eléctricas.”

Como se puede observar, el reporte de desconexiones incide directamente en el proceso de supervisión efectuado por Osinergmin y le impide a este organismo adoptar las medidas necesarias e idóneas para garantizar el correcto suministro eléctrico a los usuarios, por lo que lo alegado por HIDRANDINA carece de sustento.

Finalmente, HIDRANDINA sostiene que en todo ámbito de actividades existen imponderables que escapan a su control; sin embargo, se debe tener en cuenta que, de acuerdo con el Principio de Causalidad, reconocido en el numeral 8 del artículo 248 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, la responsabilidad debe recaer sobre quien realiza la conducta omisiva o activa constitutiva de infracción sancionable y, en el presente caso, se ha comprobado que tal conducta ha sido realizada por HIDRANDINA, no debido a situaciones que escapan a su control, sino debido a su falta de diligencia.

Por tal motivo, HIDRANDINA ha incumplido con lo establecido en el numeral 6.1 del Procedimiento y en el ítem 1 del Cuadro N° 3 de su numeral 8, lo 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.

4.5. Respecto a transgredir la tolerancia del indicador de “Tasa de Falla” en líneas de transmisión.

Este Organismo ha verificado que las siguientes desconexiones en líneas de transmisión fueron compensadas por HIDRANDINA u obtuvieron la calificación de fuerza mayor:

Ítem	Código de Línea de Empresa	Código de Reporte	Fecha de DCNX	Duración real	Potencia Int.	Observaciones	Fuerza Mayor	¿Compensó?
1	L-1112 S.E. CHIMBOTE SUR - S.E. NEPEÑA	161953	7/11/2016 11:23	0.995	10.27	Falla en la línea L-1112		Sí
2	L-1113 S.E. NEPEÑA - S.E. CASMA	152519	4/02/2016 07:16	2.558	4.7	Desconexión de la línea 138 kV L-1113 por sobre corriente a tierra fase "B"		Sí
3	L-1113 S.E. NEPEÑA - S.E. CASMA	152835	14/02/2016 04:25	4.242	5.2	Caída de línea 138 kV por deterioro de conductor debido a corrosión, en la fase "R", estructura N° 5.		Sí
4	L-1113 S.E. NEPEÑA - S.E. CASMA	152866	14/02/2016 13:07	2.583	4.43	Sobre corriente a tierra, fase "R" en la línea L-1113, a 12.5 km de Nepeña.		Sí
5	L-1113 S.E. NEPEÑA - S.E. CASMA	155130	17/04/2016 09:12	0.112	4	Falla en la línea L-1113		Sí
6	L-1113 S.E. NEPEÑA - S.E. CASMA	155285	20/04/2016 07:17	3.025	4.36	Línea caída fase "R" (Estructura N° 99) de la L-1113		Sí
7	L-1113 S.E. NEPEÑA - S.E. CASMA	157851	19/07/2016 13:13	0.117	4.86	Desconexión de la línea 138KV L-1113 por sobre corriente a tierra fase "C"		Sí
8	L-1113 S.E. NEPEÑA - S.E. CASMA	161399	25/10/2016 10:06	0.188	5.6	Desconexión de la L-1113 por sobre corriente a tierra fase "C" zona 1		Sí

**RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1346-2019**

Ítem	Código de Línea de Empresa	Código de Reporte	Fecha de DCNX	Duración real	Potencia Int.	Observaciones	Fuerza Mayor	¿Compensó?
9	L-1113 S.E. NEPEÑA - S.E. CASMA	162985	26/11/2016 05:02	3.621	5.01	Interrupción provocada por caída de conductor en la estructuran° 36 de la L-1113.		Sí
10	L-1115 TRUJILLO NORTE - S.E. MOTIL	153645	4/03/2016 00:06	6.166	4.2	Se ubicó Soga entre las fases RS, estructuras 58 a 59, provocando la ruptura de la cadena de anclaje en la E-59		Sí
11	L-1115 TRUJILLO NORTE - S.E. MOTIL	155963	14/05/2016 17:35	0.117	2.63	Falla en la línea L-1115.		Sí
12	L-1117 TRUJILLO NORTE - S.E. PORVENIR	154438	23/03/2016 11:54	0.384	92.7	Desconexión de la línea L-1117		Sí
13	L-1117 TRUJILLO NORTE - S.E. PORVENIR	157601	10/07/2016 21:12	0.133	70	Contacto de maquinaria agroindustrial en retenida de la estructura N° 42 de la L1117		Sí
14	L-1118 TRUJILLO NORTE - S.E. SANTIAGO DE CAO	156612	9/06/2016 15:12	0.433	13.96	Falla de la línea L-1118		Sí
15	L-1128 S.E. PORVENIR - S.E. TRUJILLO SUR	164372	26/12/2016 22:48	1.664	60	Interrupción del servicio eléctrico provocado por Acto vandálico en la línea 138 kV L-1128, entre las estructuras 19 y 19-A.		Sí
16	L-1132 KIMAN AYLLU - S.E. SIHUAS	159758	14/09/2016 21:25	0.283	12.13	Desconexión de la línea L-1132 por descargas atmosféricas a 40 km de la SE Kiman Ayllu.		No
17	L-1132 KIMAN AYLLU - S.E. SIHUAS	160775	13/10/2016 12:02	0.267	16.97	Desconexión de la L-1132 (Kiman Ayllu - Sihuas) por descargas atmosféricas.		Sí
18	L-1132 KIMAN AYLLU - S.E. SIHUAS	164130	20/12/2016 14:49	0.083	15.16	Desconexión de la línea L-1132 por descargas atmosféricas en la zona de Huacrachuco.		Sin Evidencia
19	L-3331 S.E. MOCHE - S.E. SALAVERRY 2	152698	9/02/2016 17:35	2.072	6.74	Desconexión de la L-3331 por señalización a tierra fase "B".		Sí
20	L-3331 S.E. MOCHE - S.E. SALAVERRY 2	154483	26/03/2016 00:10	0.396	4.46	Falla en la línea L-3331		Sí
21	L-3331 S.E. MOCHE - S.E. SALAVERRY 2	158056	26/07/2016 03:17	4.967	2.7	Impacto vehicular contra la retenida de la estructura E-059-3 de la Línea 3331-33Kv, Distrito de Salaverry. Se gestiona Fuerza mayor.		Sí
22	L-3331 S.E. MOCHE - S.E. SALAVERRY 2	160836	14/10/2016 14:09	6.666	3.21	Colisión de vehículo contra poste de madera en estructura N° 52, ocasiona la avería con rotura en parte inferior del poste.		Sí
23	L-3331 S.E. MOCHE - S.E. SALAVERRY 2	161544	28/10/2016 01:32	0.253	3.05	Falla en la línea L-3331		Sí
24	L-3331 S.E. MOCHE - S.E. SALAVERRY 2	161552	28/10/2016 02:08	0.812	1.79	Falla en la línea L-3331	Sí	Sí
25	L-3331 S.E. MOCHE - S.E. SALAVERRY 2	162650	17/11/2016 02:47	0.181	2.84	Falla en instalaciones internas del cliente mayor ENAPU		Sí
26	L-3331 S.E. MOCHE - S.E. SALAVERRY 2	163950	17/12/2016 04:25	3.365	2.7	Desconexión de la L-3331 por caída de conductor fase "T" entre las estructuras N° 27-28.		Sí
27	L-3340 S.E. SANTIAGO DE CAO - S.E. CASAGRANDE 1	152338	30/01/2016 06:32	2.783	2.46	Falla en la línea L-3340		Sí
28	L-3340 S.E. SANTIAGO DE CAO - S.E. CASAGRANDE 1	152999	18/02/2016 12:02	4.156	3.18	Aislador caído en la estructura N° 20 de la línea L-3340.		Sí
29	L-3340 S.E. SANTIAGO DE CAO - S.E. CASAGRANDE 1	156770	13/06/2016 12:09	0.2	3.63	Falla en la línea L-3340		Sin Evidencia

**RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1346-2019**

Ítem	Código de Línea de Empresa	Código de Reporte	Fecha de DCNX	Duración real	Potencia Int.	Observaciones	Fuerza Mayor	¿Compensó?
30	L-3340 S.E. SANTIAGO DE CAO - S.E. CASAGRANDE 1	162939	25/11/2016 20:49	0.105	4.34	Falla en la línea L-3340		Sí
31	L-3340 S.E. SANTIAGO DE CAO - S.E. CASAGRANDE 1	163337	4/12/2016 15:18	0.075	2.8	Falla en la línea L-3340, por sobre corriente a tierra.		Sí
32	L-3341 S.E. SANTIAGO DE CAO - S.E. CASAGRANDE 1	152228	26/01/2016 07:01	0.133	2.3	Falla en la línea L-3341		Sí
33	L-3341 S.E. SANTIAGO DE CAO - S.E. CASAGRANDE 1	155616	28/04/2016 00:52	0.161	3.4	Falla en la línea L-3341		Sí
34	L-3341 S.E. SANTIAGO DE CAO - S.E. CASAGRANDE 1	155891	12/05/2016 10:48	0.133	11.6	Sobre corriente entre fases RT en la línea L-3341. La línea L-3340 se encontraba fuera de servicio por mantenimiento programado.		Sí
35	L-3341 S.E. SANTIAGO DE CAO - S.E. CASAGRANDE 1	160253	27/09/2016 10:18	0.167	3	Sobre corriente a tierra, fase R en la línea L-3341. Sólo se interrumpió el servicio eléctrico a CAA Cartavio, el resto del sistema quedó energizado por la línea L-3340.		Sí
36	L-3341 S.E. SANTIAGO DE CAO - S.E. CASAGRANDE 1	160659	9/10/2016 07:14	0.088	4.86	Sobre corriente a tierra, fase R en la línea L-3341.		Sí
37	L-3341 S.E. SANTIAGO DE CAO - S.E. CASAGRANDE 1	162462	11/11/2016 18:48	0.213	6.8	Falla en la línea L-3341		Sin Evidencia
38	L-3343 S.E. CASAGRANDE 1 - S.E. CASAGRANDE 2	153002	18/02/2016 12:02	0.117	1.8	Aislador caído en la estructura N° 20 de la línea L-3340.		Sí
39	L-3343 S.E. CASAGRANDE 1 - S.E. CASAGRANDE 2	154458	24/03/2016 06:43	1.211	4.35	Falla en la línea L-3343	Sí	Sí
40	L-3345 S.E. SANTIAGO DE CAO - S.E. MALABRIGO	151990	20/01/2016 13:20	0.151	0.7	Desconexión de la línea L3345 (Santiago de Cao - Malabrigo)	Sí	Sí
41	L-3345 S.E. SANTIAGO DE CAO - S.E. MALABRIGO	157974	23/07/2016 22:02	0.083	0.78	Falla en la línea L-3345		Sí
42	L-3360 S.E. MOTIL - S.E. LA FLORIDA	159556	12/09/2016 06:00	5.567	1.3	Desconexión de la L-3360 por líneas caídas de Yamobamba, ref. estructura N° 17		Sin Evidencia
43	L-3361 S.E. LA FLORIDA - S.E. OTUZCO	161401	25/10/2016 09:15	2.304	3	Desconexión de la línea L-3361		Sin Evidencia
44	L-3362 S.E. OTUZCO - S.E. CHARAT	151850	15/01/2016 19:37	0.221	0.97	Falla en la línea L-3362		Sin Evidencia
45	L-3362 S.E. OTUZCO - S.E. CHARAT	155681	30/04/2016 12:50	0.135	0.38	Contacto temporal de rama de árbol con línea 33 kV por fuertes vientos en el sector de Otuzco.		Sin Evidencia
46	L-3362 S.E. OTUZCO - S.E. CHARAT	157759	16/07/2016 10:30	6.467	0.3	Desconexión de la L-3362 por conductor suelto del aislador PIN		Sin Evidencia
47	L-3362 S.E. OTUZCO - S.E. CHARAT	158193	1/08/2016 11:15	9.917	0.38	Falla en la línea L-3362		Sin Evidencia
48	L-3362 S.E. OTUZCO - S.E. CHARAT	158531	14/08/2016 13:53	0.317	0.35	Desconexión de la línea L-3362 por ajuste inadecuado de su relé de protección.		Sin Evidencia
49	L-6047 S.E. CAJAMARCA - S.E. SAN MARCOS	152786	12/02/2016 17:44	0.088	10.5	Desconexión de la L-6047 por descargas atmosféricas en la zona de San Marcos		Sí
50	L-6047 S.E. CAJAMARCA - S.E. SAN MARCOS	153858	8/03/2016 14:57	0.061	3.48	Desconexión de la L-6047 por descargas atmosféricas en la zona de San Marcos		Sí
51	L-6049 S.E. CAJAMARCA - S.E. CELENDIN	163371	5/12/2016 14:29	0.076	1.1	Desconexión de la línea L-6049 por descargas atmosféricas sobre corriente fases BC distancia 39.7 km.		Sin Evidencia
52	L-6653 S.E. GUADALUPE 1 - S.E. PACASMAYO	153339	26/02/2016 01:10	1.435	4.8	Acto vandálico: sogá cortocircuitando las fases "RS"		Sí

**RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1346-2019**

Ítem	Código de Línea de Empresa	Código de Reporte	Fecha de DCNX	Duración real	Potencia Int.	Observaciones	Fuerza Mayor	¿Compensó?
						entre las estructuras 77 - 78.		
53	L-6653 S.E. GUADALUPE 1 - S.E. PACASMAYO	154665	2/04/2016 02:06	2.1	4.36	Acto vandálico en la línea L-6653 encontrándose sogas entre las fases ST, entre las estructuras 56-57.		Sí
54	L-6653 S.E. GUADALUPE 1 - S.E. PACASMAYO	155582	27/04/2016 12:53	1.283	4.5	Desconexión de la L-6653 (Guadalupe - Pacasmayo) por sobre corriente a tierra fase "S"		Sí
55	L-6653 S.E. GUADALUPE 1 - S.E. PACASMAYO	161429	26/10/2016 01:35	2.35	3.93	Falla en la línea L-6653	Sí	Sí
56	L-6653 S.E. GUADALUPE 1 - S.E. PACASMAYO	161541	28/10/2016 05:43	1.188	4.11	Falla en la línea L-6653		Sí
57	L-6655 PARAMONGA NUEVA - 9 DE OCTUBRE	156327	26/05/2016 18:51	0.883	6.1	La desconexión de la L-6655 desde Paramonga Nueva fue provocada por el acercamiento de ave (gallinazo) a la fase "T" de la estructura N° 30.		Sí
58	L-6655 PARAMONGA NUEVA - 9 DE OCTUBRE	161853	4/11/2016 12:00	6.489	4.6	Línea caída la fase S en la E-162, se efectuó correctivo.		Sí
59	L-6671 9 DE OCTUBRE - S.E. HUARMEY	153545	29/02/2016 14:20	3.6	2.3	Desconexión de la L-6671, línea caída fase "T", estructura N° 299		Sí
60	L-6679 S.E. SHINGAL (CARAZ) - S.E. ARHUAYPAMPA (CARHUAZ)	154562	28/03/2016 17:08	0.093	1.4	Desconexión de la L-6679 por descargas atmosféricas en la zona de Caraz.		Sí
61	L-6681 S.E. PICUP (HUARAZ) - S.E. TICAPAMPA	151918	17/01/2016 12:16	3.668	5.14	Caída de línea, debido a tala de árbol efectuada por terceros en la línea L-6681.		Sí
62	L-6681 S.E. PICUP (HUARAZ) - S.E. TICAPAMPA	151922	17/01/2016 19:36	0.084	4.5	Desconexión de la línea L-6681 por sobrecorriente a tierra.		Sin Evidencia
63	L-6681 S.E. PICUP (HUARAZ) - S.E. TICAPAMPA	152757	11/02/2016 14:20	0.577	0.35	Falla en la línea L-6681		Sin Evidencia
64	L-6681 S.E. PICUP (HUARAZ) - S.E. TICAPAMPA	153064	20/02/2016 14:29	0.21	2.8	Desconexión de la L-6681 por descargas atmosféricas		Sin Evidencia
65	L-6681 S.E. PICUP (HUARAZ) - S.E. TICAPAMPA	153109	21/02/2016 12:20	0.631	3	Desconexión de la L-6681		Sin Evidencia
66	L-6681 S.E. PICUP (HUARAZ) - S.E. TICAPAMPA	153462	27/02/2016 16:28	0.064	2.8	Descargas Atmosféricas en la zona de Huaraz.		Sí
67	L-6681 S.E. PICUP (HUARAZ) - S.E. TICAPAMPA	153918	9/03/2016 15:49	0.081	3.39	Descargas atmosféricas en la línea L-6681, a 12.3 km de la SE Huaraz.		Sin Evidencia
68	L-6681 S.E. PICUP (HUARAZ) - S.E. TICAPAMPA	154477	25/03/2016 19:14	0.143	1.73	Falla en la línea L-6681		Sin Evidencia
69	L-6681 S.E. PICUP (HUARAZ) - S.E. TICAPAMPA	154481	25/03/2016 19:35	0.139	1.3	Falla en la línea L-6684		Sin Evidencia
70	L-6681 S.E. PICUP (HUARAZ) - S.E. TICAPAMPA	154482	25/03/2016 19:48	0.256	1.2	Falla en la línea L-6684		Sin Evidencia
71	L-6681 S.E. PICUP (HUARAZ) - S.E. TICAPAMPA	155647	29/04/2016 02:08	0.182	2.3	personal revisa instalaciones y sectores de la L-6686		Sin Evidencia
72	L-6682 S.E. KIMAN AYLLU - S.E. LA PAMPA	162861	24/11/2016 12:39	28.031	4	Desconexión de la L-6682 (Huallanca - La Pampa) por incendio forestal	Sí	No
73	L-6683 S.E. LA PAMPA - S.E. PALLASCA	160633	8/10/2016 09:54	0.558	4	Sobre corriente a tierra, fase S a 41.8 km de la subestación La Pampa.		No
74	L-6683 S.E. LA PAMPA - S.E. PALLASCA	162636	16/11/2016 17:11	0.086	4.5	Sobre corriente a tierra en la fase S de la línea L-6683, a 28.4 km de La Pampa.		No

**RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1346-2019**

Ítem	Código de Línea de Empresa	Código de Reporte	Fecha de DCNX	Duración real	Potencia Int.	Observaciones	Fuerza Mayor	¿Compensó?
75	L-6689 S.E. SIHUAS - S.E. POMABAMBA	154092	13/03/2016 23:04	0.21	4.42	Se interrumpe el servicio de la L-6689 por descargas atmosféricas		Sin Evidencia
76	L-6689 S.E. SIHUAS - S.E. POMABAMBA	159094	29/08/2016 16:48	0.483	2.7	Falla en la línea L-6689		No
77	L-6689 S.E. SIHUAS - S.E. POMABAMBA	160574	6/10/2016 12:09	0.319	0.8	Falla en la línea L-6689		No
78	L-6689 S.E. SIHUAS - S.E. POMABAMBA	163030	26/11/2016 08:14	1.188	3.3	Sobrecorriente entre fases BC en la línea L-6689, a 16.6 km de Sihuas.		Sin Evidencia
79	L-6689 S.E. SIHUAS - S.E. POMABAMBA	164172	21/12/2016 16:09	0.219	3.3	Desconexión de la línea L-6689 por descargas atmosféricas en el sector de Sihuas.		Sin Evidencia
80	L-6690 S.E. SANTA CRUZ - S.E. SHINGAL (CARAZ)	153720	5/03/2016 19:01	0.181	5.88	Fuertes descargas atmosféricas en el sector de Caraz y Santa Cruz.		Sin Evidencia
81	L-6693 S.E. POMABAMBA - S.E. HUARI	154008	12/03/2016 12:50	0.103	5.81	Descargas atmosféricas en sector de Huari desconectando la línea L-6693.		Sin Evidencia
82	L-6693 S.E. POMABAMBA - S.E. HUARI	160984	17/10/2016 16:41	0.647	1	Descargas atmosféricas en la zona de Pomabamba desconectan la línea L-6693. Punto de falla censado en la fase R, a 16.6 km de Pomabamba.		Sin Evidencia
83	L-6693 S.E. POMABAMBA - S.E. HUARI	163382	5/12/2016 17:29	0.535	3	Desconexión de la L-6693 por descargas atmosféricas		Sin Evidencia
84	L-6693 S.E. POMABAMBA - S.E. HUARI	163744	12/12/2016 14:27	0.814	0.46	Descargas atmosféricas en la línea L-6693, en el sector de Huari.		Sin Evidencia
85	L-6693 S.E. POMABAMBA - S.E. HUARI	164176	21/12/2016 17:53	0.38	0.46	Desconexión de la línea L-6693 por descargas atmosféricas en los sectores de Pomabamba y Huari.		Sin Evidencia
86	L-6693 S.E. POMABAMBA - S.E. HUARI	164468	27/12/2016 18:48	0.2	2	Desconexión de la línea L-6693 por descargas atmosféricas en la zona de Huari.		Sin Evidencia
87	L-6693 S.E. POMABAMBA - S.E. HUARI	164522	28/12/2016 16:36	0.329	2.73	Falla en la línea L-6693		Sin Evidencia
88	L-6695 S.E. TRUJILLO SUR - HUACA DEL SOL	153326	25/02/2016 11:12	0.482	23.52	Desconexión manual de la línea L-6695 por emergencia		Sí
89	L-6695 S.E. TRUJILLO SUR - HUACA DEL SOL	153352	26/02/2016 10:27	0.188	24.7	Desconexión de la L-6695, motivo se encuentra en evaluación		Sí
90	L-6695 S.E. TRUJILLO SUR - HUACA DEL SOL	155654	29/04/2016 09:44	0.13	17.53	Acercamiento de tolva de camión volquete a la fase "C", de la línea L-6695 en el vano de las estructuras N° 23 y N° 24. Se gestiona FM.		Sí
91	L-6695 S.E. TRUJILLO SUR - HUACA DEL SOL	163021	26/11/2016 04:35	0.259	10	Falla por Sobre corriente a tierra		Sí
92	L-6696 HUACA DEL SOL - S.E. VIRU	153404	26/02/2016 19:25	0.679	9.23	Cierre sobre falla a en el AMT VIR003		Sí
93	L-6696 HUACA DEL SOL - S.E. VIRU	153806	6/03/2016 20:19	2.021	9.66	Acto vandálico en la línea L-6696 encontrándose soga atada a las fase R-S entre los vanos 264-265 a 2 km de la Subestación Virú.		Sí
94	L-6696 HUACA DEL SOL - S.E. VIRU	158149	30/07/2016 05:44	5.783	7.33	Falla en la línea L-6696	Sí	Sí
95	L-6696 HUACA DEL SOL - S.E. VIRU	163010	26/11/2016 04:18	0.279	10.63	De las inspecciones realizadas, se presume probable acto vandálico contra la L-6696.		Sí
96	L-6645 GUADALUPE - CHEPEN	153889	8/03/2016 22:41	0.696	6.6	Falla en la línea L-6645		Sin Evidencia

**RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1346-2019**

Ítem	Código de Línea de Empresa	Código de Reporte	Fecha de DCNX	Duración real	Potencia Int.	Observaciones	Fuerza Mayor	¿Compensó?
97	L-6645 GUADALUPE - CHEPEN	155106	16/04/2016 12:31	0.973	7	Falla en la línea L-6645		Sí
98	L-6645 GUADALUPE - CHEPEN	155408	22/04/2016 14:41	0.084	7.33	Sobrecorriente a tierra, fase R en la línea L-6645, a 5.32 km de la SE Chepén.		Sí
99	L-6645 GUADALUPE - CHEPEN	158253	4/08/2016 01:21	1.583	5.2	Acto vandálico contra la L-6645, (encontraron una sogá colgada entre las estructuras 5 y 6 de la línea)	Sí	Sí
100	L-6645 GUADALUPE - CHEPEN	158465	13/08/2016 01:28	1.5	4.9	Acto vandálico en la línea L-6645, se ubicó una sogá cortocircuitando las fases "ST" entre las estructuras N° 24 y N° 25.		Sí
101	L-6645 GUADALUPE - CHEPEN	158497	14/08/2016 01:10	6.55	4.9	Hurto de conductor entre las estructuras 37 y 38 de la línea L-6645.	Sí	Sí
102	L-6645 GUADALUPE - CHEPEN	158554	15/08/2016 00:03	1.8	4.8	Desconexión de la L-6645 por acto vandálico		Sí
103	L-6645 GUADALUPE - CHEPEN	160826	14/10/2016 02:20	5.362	4.5	Desconexión de la L-6645 por hurto de conductor.	Sí	FM
104	L-6645 GUADALUPE - CHEPEN	161919	6/11/2016 04:32	0.583	4.5	Acto vandálico en la línea 60 kV L-6645 donde se encontró sogá atada a una piedra sobre la fase "S" entre las estructuras N° 31 a 32, como consecuencia se produjo hurto de conductor en media tensión.		Sí
105	L-6645 GUADALUPE - CHEPEN	162407	9/11/2016 20:06	1.433	5.5	Acto vandálico en línea 60 kV L-6645 donde se encontró sogá entre las estructuras N° 7 y 8.		Sí
106	L-6645 GUADALUPE - CHEPEN	163041	26/11/2016 19:21	0.465	8.23	Acto vandálico en la línea 60 kV L-6645, encontrando una sogá en la fase "S", del vano comprendido entre las estructuras N° 8 y 9 del Sector Pampas de Jesús - Ciudad de Dios		Sí
107	L-3350 S.E. GUADALUPE 1 - S.E. GUADALUPE 2	152123	23/01/2016 20:27	2.867	0.12	Acto vandálico contra la L-3350. Los alimentadores de la SE Guadalupe 02 han sido trasladadas a la Nueva SET Chepén, En gestión ante OSINERGMIN el alta de dichas instalaciones.		Sí
108	L-6042 S.E. GALLITO CIEGO - S.E. TEMBLADERA	152419	31/01/2016 06:07	2.447	8.3	Sobre corriente a tierra en la línea L-6042 a 9.1 km de Gallito Ciego.		No
109	L-6045 S.E. GALLITO CIEGO - S.E. CAJAMARCA	154140	14/03/2016 18:26	1.428	10	Descarga atmosférica sobre la línea L-6045, a 44.1 km de la SE Cajamarca.		Sí
110	L-6045 S.E. GALLITO CIEGO - S.E. CAJAMARCA	154964	9/04/2016 20:20	0.739	10.54	Descarga atmosférica en las líneas L-6045/L-6044.		Sí
111	L-6045 S.E. GALLITO CIEGO - S.E. CAJAMARCA	163923	16/12/2016 01:16	8.074	6.23	Falla en la línea L-6045, sin interrupción de suministros, la carga asociada fue asumida por la L-6042.		Sin Evidencia
112	L-6044 S.E. CHILETE - S.E. CAJAMARCA	154965	9/04/2016 20:20	0.684	9.4	Descarga atmosférica en las líneas L-6045/L-6044.		Sí
113	L-6046 CAJAMARCA NORTE - S.E. CAJAMARCA	154146	14/03/2016 21:13	17.771	44	Contacto de árbol con la línea L-6046, por problema social impiden el corte de la Servidumbre	Sí	Sí

**RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1346-2019**

Ítem	Código de Línea de Empresa	Código de Reporte	Fecha de DCNX	Duración real	Potencia Int.	Observaciones	Fuerza Mayor	¿Compensó?
114	L-6046 CAJAMARCA NORTE - S.E. CAJAMARCA	155173	17/04/2016 19:12	0.089	6.2	Falla en la línea L-6046		Sí
115	L-6046 CAJAMARCA NORTE - S.E. CAJAMARCA	161435	26/10/2016 09:36	0.25	12.44	Falla en la línea L-6046		Sí
116	L-6694 HUARAZ OESTE - S.E. PICUP (HUARAZ)	151920	17/01/2016 12:28	0.21	7.5	Desconexión de línea L-6694 en instantes en que se realiza intento de energización de la línea L-6681 por caída de línea, debido a tala de árbol efectuada por terceros en la línea L-6681.		Sí
117	L-6694 HUARAZ OESTE - S.E. PICUP (HUARAZ)	153459	27/02/2016 16:28	0.064	10.2	Descargas Atmosféricas en la zona de Huaraz		Sí

En ese sentido, de acuerdo con lo previsto en el numeral 6.2 del Procedimiento, corresponde excluir las desconexiones detalladas en el cuadro precedente (que fueron compensadas o que obtuvieron la calificación de fuerza mayor) del cálculo del indicador “Tasa de Falla” en líneas de transmisión. Así, efectuando el recálculo respectivo, se obtiene lo siguiente:

Ítem	Código de la Línea	Zona Geográfica	Tensión	Longitud (km)	Tolerancia “Indisponibilidad” Anual	Duración Desconexiones compensadas o calificadas como fuerza mayor	Indicador “Tasa de Falla” Anual 2016	Excedió Tolerancia anual:2016
1	L-1113 S.E. NEPEÑA - S.E. CASMA	Costa	138	31.6	2.00	8.00	0.00	NO
2	L-3341 S.E. SANTIAGO DE CAO - S.E. CASAGRANDE 1	Costa	≥30<60	24.9	4.00	5.00	0.00	NO
3	L-3340 S.E. SANTIAGO DE CAO - S.E. CASAGRANDE 1	Costa	≥30<60	24.9	4.00	4.00	0.00	NO
4	L-6681 S.E. PICUP (HUARAZ) - S.E. TICAPAMPA	Sierra	≥60≤72.5	30	8.00	2.00	9.00	1.0
5	L-3331 S.E. MOCHES - S.E. SALAVERRY 2	Costa	≥30<60	7.35	4.00	8.00	0.00	NO
6	L-6645 GUADALUPE - CHEPEN	Costa	≥60≤72.5	13.53	4.00	8.00	1.00	NO

Por tal motivo, corresponde disponer el archivo de la imputación respecto a las líneas L-1113, L-3341, L-3340, L-3331 y L-6645, careciendo de objeto analizar este extremo de los descargos.

Por otro lado, respecto a la línea L-6681, si bien HIDRANDINA manifiesta que, únicamente, ha identificado la existencia de 8 desconexiones, tal afirmación carece de sustento pues, como se aprecia en el siguiente cuadro, son 11 las desconexiones que ocurrieron en el periodo supervisado:

REPORTES DE DESCONEXIONES DE LA LT 60 KV (L-6681) EN EL AÑO 2016									
Código de Línea de Empresa	Código de Reporte	Fecha de DCNX	Duración real	Pot. Int.	Tipo interrup Eval-OSI	Causa Real interrupción Eval-OSI	Observaciones	Según el reporte del COES del 25.03.2016	Observaciones Osinergmin
L-6681 S.E. PICUP (HUARAZ) - S.E. TICAPAMPA	151918	17/01/2016 12:16	3.668	5.14	5	CASI	Caída de línea, debido a tala de árbol efectuada por terceros en la línea L-6681.		No se justifica
L-6681 S.E. PICUP (HUARAZ) - S.E. TICAPAMPA	151922	17/01/2016 19:36	0.084	4.5	6	CTFF	Desconexión de la línea L-6681 por sobrecorriente a tierra.		No se justifica

**RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1346-2019**

REPORTES DE DESCONEXIONES DE LA LT 60 KV (L-6681) EN EL AÑO 2016									
Código de Línea de Empresa	Código de Reporte	Fecha de DCNX	Duración real	Pot Int.	Tipo interrup Eval-OSI	Causa Real interrupción Eval-OSI	Observaciones	Según el reporte del COES del 25.03.2016	Observaciones Osinergmin
L-6681 S.E. PICUP (HUARAZ) - S.E. TICAPAMPA	152757	11/02/2016 14:20	0.577	0.35	1	DATM	Falla en la línea L-6681		No se justifica
L-6681 S.E. PICUP (HUARAZ) - S.E. TICAPAMPA	153064	20/02/2016 14:29	0.210	2.8	1	DATM	Desconexión de la L-6681 por descargas atmosféricas		No se justifica
L-6681 S.E. PICUP (HUARAZ) - S.E. TICAPAMPA	153109	21/02/2016 12:20	0.631	3	6	CTFF	Desconexión de la L-6681		No se justifica
L-6681 S.E. PICUP (HUARAZ) - S.E. TICAPAMPA	153462	27/02/2016 16:28	0.064	2.8	1	Descargas atmosféricas	Descargas Atmosféricas en la zona de Huaraz.		No se justifica
L-6681 S.E. PICUP (HUARAZ) - S.E. TICAPAMPA	153918	09/03/2016 15:49	0.081	3.39	1	DATM	Descargas atmosféricas en la línea L-6681, a 12.3 km de la SE Huaraz.		No se justifica
L-6681 S.E. PICUP (HUARAZ) - S.E. TICAPAMPA	154477	25/03/2016 19:14	0.143	1.73	1	DATM	Falla en la línea L-6681		No se justifica
L-6681 S.E. PICUP (HUARAZ) - S.E. TICAPAMPA	154481	25/03/2016 19:35	0.139	1.3	1	Falla en la línea L-6684	Falla en la línea L-6684	Desconectó la línea L-6681 (Huaraz - Ticapampa) de 66 kV por falla. De acuerdo a lo informado por Hidrandina, titular de la línea, la falla se produjo por descargas atmosféricas en la zona. Como consecuencia, se interrumpió el suministro de la S.E. Ticapampa y desconectó la C.H. Pariac.	No se justifica
L-6681 S.E. PICUP (HUARAZ) - S.E. TICAPAMPA	154482	25/03/2016 19:48	0.256	1.2	1	Falla en la línea L-6684	Falla en la línea L-6684		No se justifica
L-6681 S.E. PICUP (HUARAZ) - S.E. TICAPAMPA	155647	29/04/2016 02:08	0.182	2.3	6	CTFF	personal revisa instalaciones y sectores de la L-6686		No se justifica

No obstante, de acuerdo con el Informe Diario de la Operación del Sistema correspondiente al 25 de marzo de 2016, el referido día se produjo una falla en la línea L-1127, desde las 19:26 hasta las 19:56 horas, con afectación al suministro de las SS.EE. Huaraz, Ticapampa y de la Minera Barrick Misquichilca:



IDCOS n.º 085/2016
SCO/COES-SINAC
Versión 1

**INFORME DIARIO DE COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA
Viernes 25 de marzo de 2016**

1. Eventos importantes

19:14	HID	Desconectó la línea L-6681 (Huaraz - Ticapampa) de 66 kV por falla originado por descarga atmosférica, según informó Hidrandina, titular de la línea. Como consecuencia, desconectó la CH Pariac (4,51 MW) y se interrumpió el suministro de la SE Ticapampa (5,9 MW). A las 19:23 h, se conectó la L-6681 y se procedió a normalizar el suministro interrumpido. A las 20:13 h, sincronizó la CH Pariac con el SEIN
19:26	MINBAR	Desconectó la línea L-1127 (Huallanca - Huaraz Oeste) de 138 kV, cuya causa no fue informada por Minera Barrick, titular de la línea. Como consecuencia se interrumpió el suministro de las SSEE Huaraz, Ticapampa y de la Minera Barrick Misquichilca en total 20 MW. A las 19:56 h, se conectó la línea L-1127 y se inició el restablecimiento del suministro interrumpido. A las 20:12 h, Minera Barrick decaló disponible la línea L-1143 (Huaraz Oeste - Mina Pierina) de 138 kV. A las 20:15 h, se conectó la línea L-1143 y se inició la recuperación de su suministro.

Asimismo, de la descripción del Informe CCO-IPF-N° 111-2016 se muestra que, el evento producido en la línea L-1127 y la secuencia de eventos producidos en la línea L-6681, tienen como causa la desconexión de la línea L-6684, por lo tanto, las desconexiones con códigos 154481 y 154482 producidas en la línea L-6681 son de tipo externo, por haberse producido en la línea L-6684.

Considerando esta situación, se ha efectuado un nuevo recálculo del indicador en la línea L-6684, quedando de la siguiente forma:

Ítem	Código de la Línea	Zona Geográfica	Tensión	Longitud (km)	Tolerancia "Tasa de falla" Anual	Indicador "Tasa de Falla" Anual 2016	Excedió Tolerancia anual:2016
1	L-6681 S.E. PICUP (HUARAZ) - S.E. TICAPAMPA	Sierra	≥60≤72.5	30	8.00	7.00	-

En ese sentido, corresponde archivar la imputación bajo análisis.

4.6. Respecto a transgredir la tolerancia del indicador de "Indisponibilidad" en líneas de transmisión.

De acuerdo con las compensaciones efectuadas por HIDRANDINA y con las calificaciones de fuerza mayor detalladas en el numeral precedente, corresponde efectuar el recálculo del indicador de "Indisponibilidad" en líneas de transmisión:

Ítem	Código de la Línea	Zona Geográfica	Tensión	Longitud (km)	Tolerancia "Indisponibilidad" Anual	Duración Desconexiones compensadas o calificadas como fuerza mayor	Indicador "Indisponibilidad" Anual 2016	Excedió Tolerancia anual:2016
1	L-1113 S.E. NEPEÑA - S.E. CASMA	Costa	138	31.6	6.00	16.45	0.00	NO
2	L-1115 TRUJILLO NORTE - S.E. MOTIL	Sierra	138	67.48	6.00	6.28	0.00	NO

**RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1346-2019**

Ítem	Código de la Línea	Zona Geográfica	Tensión	Longitud (km)	Tolerancia "Indisponibilidad" Anual	Duración Desconexiones compensadas o calificadas como fuerza mayor	Indicador "Indisponibilidad" Anual 2016	Excedió Tolerancia anual:2016
3	L-3340 S.E. SANTIAGO DE CAO - S.E. CASAGRANDE 1	Costa	≥30<60	24.9	4.00	7.12	0.11	NO
4	L-6681 S.E. PICUP (HUARAZ) - S.E. TICAPAMPA	Sierra	≥60≤72,5	30	4.00	3.73	2.30	NO
5	L-3331 S.E. MOCHÉ - S.E. SALAVERRY 2	Costa	≥30<60	7.35	4.00	17.90	0.00	NO
6	L-3362 S.E. OTUZCO - S.E. CHARAT	Sierra	≥30<60	20.9	4.00	0	17.06	13.06
7	L-3360 S.E. MOTIL - S.E. LA FLORIDA	Sierra	≥30<60	4.95	4.00	0	5.57	1.57
8	L-6046 CAJAMARCA NORTE - S.E. CAJAMARCA	Sierra	≥60≤72,5	34.7	4.00	18.12	0.00	NO
9	L-6655 PARAMONGA NUEVA - 9 DE OCTUBRE	Costa	≥60≤72,5	80.8	4.00	7.37	0.00	NO
10	L-6045 S.E. GALLITO CIEGO - S.E. CAJAMARCA	Sierra	≥60≤72,5	94.2	4.00	10.21	0.00	NO
11	L-6653 S.E. GUADALUPE 1 - S.E. PACASMAYO	Costa	≥60≤72,5	18.12	4.00	6.01	0.00	NO
12	L-6682 S.E. KIMAN AYLLU - S.E. LA PAMPA	Sierra	≥60≤72,5	16.7	4.00	28.03	0	NO
13	L-6645 GUADALUPE - CHEPEN	Costa	≥60≤72,5	13.53	4.00	12.20	0.696	NO

En ese sentido, corresponde disponer el archivo de la imputación respecto a las líneas L-1113, L-1115, L-3340, L-6681, L-3331, L-6046, L-6655, L-6045, L-6653, L-6682 y L-6645 careciendo de objeto analizar este extremo de los descargos.

De otro lado, pese a que HIDRANDINA pretende excusar su responsabilidad alegando que las líneas L-3362 y L-3360 vienen siendo afectadas por la obsolescencia de sus componentes toda vez que fueron diseñadas como instalaciones de naturaleza rural por el Ministerio de Energía y Minas, se debe tener en cuenta que, de acuerdo con la responsabilidad objetiva mencionada en reiteradas oportunidades en la presente Resolución, HIDRANDINA se encuentra obligada a efectuar todas las gestiones necesarias a fin de dar cumplimiento a lo establecido en el Procedimiento y no puede excusar su responsabilidad en la obsolescencia de sus instalaciones, más aún si, de acuerdo con el literal b) del artículo 31 de la Ley de Concesiones Eléctricas, las concesionarias se encuentran obligadas a mantener y conservar sus instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente.

Cabe agregar que los documentos adjuntados por HIDRANDINA a sus descargos al Informe Final de Instrucción son únicamente cartas remitidas al Ministerio de Energía y Minas en las que se aborda la problemática presentada; sin embargo, no se aprecia la conformidad del Ministerio de Energía y Minas con la propuesta planteada. Asimismo, si bien HIDRANDINA manifiesta que recién pagará las compensaciones de obtener una respuesta negativa por parte del referido Ministerio, se debe resaltar que estas compensaciones debieron ser efectuadas conforme a los plazos establecidos en la NTCSE y en la NTCSEY, a la fecha de la emisión de la presente resolución, no se ha comprobado la existencia de éstas.

Por tal motivo, HIDRANDINA, en las líneas L-3362 y L-3360, ha incumplido con lo establecido en el Cuadro N° 2 (1) del numeral 6.2 del Procedimiento, lo que constituye

infracción según su numeral 9, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el literal a.2) del numeral 2 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad.

4.7. Respecto a transgredir la tolerancia del indicador de “Tasa de falla” en transformadores de potencia.

Este Organismo ha verificado que las siguientes desconexiones en transformadores de potencia fueron compensadas por HIDRANDINA u obtuvieron la calificación de fuerza mayor:

Ítem	Código de Línea de Empresa	Código de Reporte	Fecha de DCNX	Duración real	Potencia Int.	Observaciones	Fuerza Mayor	¿Compensó?
1	S.E. MALABRIGO - (TP 3011) - 34.5/10.5kV	155100	16/04/2016 03:50	6.13	0.51	Falla en la SE Malabrigo		Sin evidencia
2	S.E. PAIJAN - (TP 3009) - 34.5/10.5kV	162840	23/11/2016 06:34	6.22	1.78	Indisponibilidad de trafo por avería en interruptor de 34.5KV		Sí
3	S.E. SANTIAGO DE CAO - (TP A028) - 138/34.5/13.8kV	163661	11/12/2016 11:09	0.19	24	Desconecta el TP-A028 de la SE Santiago de Cao, por probable falla en instalación del cliente Trupal, se encuentra en evaluación.		Sí
4	S.E. SANTIAGO DE CAO - (TP A028) - 138/34.5/13.8kV	163708	11/12/2016 11:33	0.6	11.19	Desconecta el TP-A028 de la SE Santiago de Cao, por falla oculta de equipo de protección, no actuó ninguna función de protección.		Sí
5	S.E. SANTIAGO DE CAO - (TP A028) - 138/34.5/13.8kV	163731	12/12/2016 09:54	0.12	25	Desconecta el TP-A028 de la SE Santiago de Cao, por falla oculta de equipo de protección, no actuó ninguna función de protección.		Sí
6	S.E. SANTIAGO DE CAO - (TP A028) - 138/34.5/13.8kV	163751	12/12/2016 10:31	2.52	12.65	Desconecta el TP-A028 de la SE Santiago de Cao, por falla oculta de equipo de protección, no actuó ninguna función de protección.		Sí
7	S.E. OTUZCO - (TP-3023) - 33/22.9kV	162336	8/11/2016 20:44	1.4	0.08	Sobre corriente entre fases "RS" en 33 kV por falla en el alimentador en media tensión.		Sin evidencia
8	S.E. OTUZCO - (TP-3023) - 33/22.9kV	163254	2/12/2016 16:45	5.4	1	Falla en la SE Otuzco desde el Transformador TP-3023		Sin evidencia
9	S.E. OTUZCO - (TP 3010) - 33/13.8kV	151470	6/01/2016 02:45	1.18	0.53	Falla en la SE Otuzco		Sin evidencia
10	S.E. OTUZCO - (TP 3010) - 33/13.8kV	158532	14/08/2016 13:53	0.32	0.53	Desconexión del transformador TP-3010 de la SE Otuzco por ajuste inadecuado de su relé de protección.		Sin evidencia
11	S.E. OTUZCO - (TP 3010) - 33/13.8kV	158588	16/08/2016 10:43	0.28	0.25	Falla por error de coordinación TRAFO - AMT		Sin evidencia
12	SUBESTACIÓN VIRÚ - (TP 3006) - 34,5/10	153408	26/02/2016 19:42	0.39	2	Por error de maniobra durante la operación		Sí

**RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1346-2019**

Ítem	Código de Línea de Empresa	Código de Reporte	Fecha de DCNX	Duración real	Potencia Int.	Observaciones	Fuerza Mayor	¿Compensó?
13	S.E. TRAPICIO - (TP A007) - 138/13.8	152493	3/02/2016 05:28	0.12	6.57	Desconexión se produce por falla en el AMT TRA003 La Libertad.		No
14	S.E. CHIMBOTE 2 - (TP A042) - 138/13.8kV	157635	11/07/2016 12:35	9.1	4	Desconexión de la barra "V" 13.8kV de la SE Chimbote 02		Sin evidencia
15	S.E. TICAPAMPA - (TP 6013) - 66/13.8kV	152117	23/01/2016 16:01	0.23	6.03	Desconexión del trafo de potencia por sobre corriente a tierra fases AB		Sin evidencia
16	S.E. TICAPAMPA - (TP 6013) - 66/13.8kV	152177	24/01/2016 15:25	0.06	0.5	Cierre sobre falla en el AMT TIC201, con disparo en el interruptor de 60 kV del transformador de la SE Ticapampa.		Sin evidencia
17	S.E. TICAPAMPA - (TP 6013) - 66/13.8kV	153719	5/03/2016 16:00	0.19	5.34	Fuertes descargas atmosféricas en el sector de Ticapampa.		Sin evidencia
18	Chao - (TP-6028) - 53/22.9/10	153406	26/02/2016 19:42	0.39	1	Por error de maniobra durante la operación		Sí
19	S.E. VIRU - (TP 6017) - 55.5/22.9/10	153407	26/02/2016 19:42	0.39	6	Por error de maniobra durante la operación		Sí
20	S.E. TRUJILLO SUR - (TP A005) - 138/60/10.7	153301	25/02/2016 11:12	0.72	1	Falla en SE Trujillo Sur		Sin evidencia
21	S.E. HUARI - (TP-6029) - 57+/- 13X1.0%/22.9/13.8 kV	162936	25/11/2016 19:35	1.72	2.5	Falla en la SE Huari		Sin evidencia
22	S.E. POMABAMBA - (TP 6023) - 60/22.9	154971	10/04/2016 10:48	0.08	0.49	Desconexión de la SE Pomabamba por desconexión del AMT PMB001		Sin evidencia
23	S.E. POMABAMBA - (TP 6023) - 60/22.9	164467	27/12/2016 18:01	0.28	0.58	Descargas atmosféricas en Yanama.		Sin evidencia
24	TRUJILLO NOROESTE - (TP-A047) -	151371	1/01/2016 08:58	2.53	9.41	Falla en la SE Noroeste		Sí
25	S.E. TRUJILLO SUR - (TP-A050) - 138 +10/- 22 x 1% / 60 / 10.7 Kv	153302	25/02/2016 11:12	0.98	1	Falla en SE Trujillo Sur		Sin evidencia
26	S.E. TRUJILLO SUR - (TP-A050) - 138 +10/- 22 x 1% / 60 / 10.7 Kv	153337	25/02/2016 19:42	0.09	27.16	Las causas que originaron la desconexión en evaluación.		Sin evidencia
27	HUACA DEL SOL - (TP-6033) - 58 +10/-16 x 1% / 34 / 10.5 kV	153969	10/03/2016 16:47	0.11	6.75	Activación accidental de la protección diferencial del transformador de Huaca del Sol durante trabajos de verificación.		Sin evidencia
28	S.E. PICUP (HUARAZ) - (TP 6012) - 66/13.8/10kV	161328	23/10/2016 17:02	0.08	7.5	Cierre sobre falla en celda de media tensión por defecto en mecanismo de seccionador de tierra franca.		Sí

**RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1346-2019**

Ítem	Código de Línea de Empresa	Código de Reporte	Fecha de DCNX	Duración real	Potencia Int.	Observaciones	Fuerza Mayor	¿Compensó?
29	S.E. CAJAMARCA - (TP 6019 -162266-) - 60/10kV	158796	21/08/2016 18:38	0.45	25.8	Desconexión del transformador fue ocasionado por defectos de fabricación detectados en un transformador de corriente, alojado en el aislador (bushing) del transformador de potencia de la SET Cajamarca.		Sí
30	S.E. CAJAMARCA - (TP 6019 -162266-) - 60/10kV	158824	22/08/2016 12:55	0.12	16.23	Desconexión del transformador fue ocasionado por defectos de fabricación detectados en un transformador de corriente, alojado en el aislador (bushing) del transformador de potencia de la SET Cajamarca.		Sí
31	S.E. CAJAMARCA - (TP 6019 -162266-) - 60/10kV	158827	22/08/2016 20:21	0.15	24.05	Desconexión del transformador fue ocasionado por defectos de fabricación detectados en un transformador de corriente, alojado en el aislador (bushing) del transformador de potencia de la SET Cajamarca.		Sí
32	S.E. CAJAMARCA - (TP 6019 -162266-) - 60/10kV	158835	22/08/2016 21:26	0.17	19	Desconexión del transformador fue ocasionado por defectos de fabricación detectados en un transformador de corriente, alojado en el aislador (bushing) del transformador de potencia de la SET Cajamarca.		Sí
33	S.E. CAJAMARCA - (TP 6019 -162266-) - 60/10kV	158836	22/08/2016 22:18	1.22	17.47	Desconexión del transformador fue ocasionado por defectos de fabricación detectados en un transformador de corriente, alojado en el aislador (bushing) del transformador de potencia de la SET Cajamarca.		Sí

En ese sentido, de acuerdo con lo previsto en el numeral 6.2 del Procedimiento, corresponde excluir las desconexiones detalladas en el cuadro precedente (que fueron compensadas o que obtuvieron la calificación de fuerza mayor) del cálculo del indicador “Tasa de Falla” en transformadores de potencia. Así, efectuando el recálculo respectivo, se obtiene lo siguiente:

Ítem	Código de Equipo	Zona Geográfica	Tensión	Rel. Transf.	Tolerancia "tasa de falla" Anual	Duración Desconexiones compensadas o calificadas como fuerza mayor	Indicador "tasa de falla" Anual 2016	Excedió Tolerancia anual:2016
1	S.E. SANTIAGO DE CAO - (TP A028) - 138/34.5/13.8kV	S.E. SANTIAGO DE CAO	138	138/34.5/13.8kV	1.00	4.00	0.00	NO
2	S.E. OTUZCO - (TP-3023) - 33/22.9kV	S.E. OTUZCO	≥30<60	33/22.9kV	1.00	0.00	2.00	1.00
3	S.E. OTUZCO - (TP 3010) - 33/13.8kV	S.E. OTUZCO	≥30<60	33/13.8kV	1.00	0.00	3.00	2.00
4	S.E. TICAPAMPA - (TP 6013) - 66/13.8kV	S.E. TICAPAMPA	≥60≤72,5	66/13.8kV	1.00	0.00	3.00	2.00
5	S.E. CAJAMARCA - (TP 6019 - 162266-) - 60/10kV	S.E. CAJAMARCA	≥60≤72,5	60/10kV	1.00	5.00	0.00	NO
6	S.E. POMABAMBA - (TP 6023) - 60/22.9	S.E. POMABAMBA	≥60≤72,5	60/22.9	1.00	0.00	2.00	1.00
7	S.E. TRUJILLO SUR - (TP-A050) - 138 +10/-22 x 1% / 60 / 10.7 Kv	S.E. TRUJILLO SUR	138	138 +10/-22 x 1% / 60 / 10.7 Kv	1.00	0.00	2.00	1.00

Por tal motivo, corresponde disponer el archivo de la imputación respecto al transformador TP-A028 de la S.E. Santiago de Cao y al transformador TP-6019 de la S.E. Cajamarca, careciendo de objeto analizar este extremo de los descargos.

De otro lado, respecto al transformador TP-3023 de la S.E. Otuzco, se debe tener en cuenta que si bien HIDRANDINA manifiesta que la desconexión con código 162336 fue causada por falla en el sistema de protecciones de 22.9 kV, es preciso resaltar que la coordinación de la protección y su selectividad es de entera responsabilidad de HIDRANDINA, por lo que el transformador no debió ser afectado. En este extremo, si bien HIDRANDINA alega que no ha existido ninguna "Falla" (en los términos definidos en el Procedimiento) en el transformador; cabe resaltar que, contrariamente a lo afirmado por dicha empresa, sí existió una falla en el transformador pues, precisamente al desconectarse, dejó de cumplir su función en el sistema de transmisión.

Asimismo, respecto al transformador TP-3010 de la S.E. Otuzco, si bien las desconexiones con códigos 15842, 158532 y 151470 se originaron en las redes de 13.8 kV, alimentadas por los alimentadores OTZ001 y OTZ002, es preciso reiterar que es responsabilidad de HIDRANDINA asegurar la correcta coordinación de la protección y su selectividad, por lo que los problemas en las redes de 13.8 kV alegados por HIDRANDINA, no debieron afectar al transformador. De igual modo, como se indicó en el párrafo precedente, contrariamente a lo afirmado por HIDRANDINA, sí existió una falla en el transformador pues, precisamente al desconectarse, dejó de cumplir su función en el sistema de transmisión.

Con relación al transformador TP-6013 de la S.E. Ticapampa, a pesar de que HIDRANDINA manifiesta que las desconexiones observadas fueron causadas por descargas atmosféricas, se debe resaltar que, de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.2 del Procedimiento, las únicas desconexiones que deben excluirse del cálculo del indicador son las que fueron compensadas y las que han sido calificadas como fuerza mayor por Osinergmin, por lo que lo alegado por HIDRANDINA carece de sustento. Asimismo, se debe resaltar que la correcta operación de la S.E. Ticapampa, actualmente, no incide en el cálculo del indicador durante el periodo supervisado. De igual modo, si bien HIDRANDINA adjunta un cuadro en formato Excel donde hace referencia a las compensaciones

efectuadas, no ha presentado pruebas que acrediten que, efectivamente, efectuó las compensaciones por las desconexiones observadas.

Respecto al transformador TP-6023 de la S.E. Pomabamba, pese a que HIDRANDINA manifiesta que solo ocurrió una desconexión, de la revisión del SITRAE, se ha constatado que el referido componente tuvo 2 desconexiones, según el siguiente cuadro:

Empresa	Código Extendido Eq	Código de Reporte	Fecha de DCNX	Dur real	Pot Int.	Tipo interrup Eval-OSI	Causa Real interrup Eval-OSI	Observaciones
HIDRANDINA	S.E. POMABAMBA - (TP 6023) - 60/22.9	154971	10/04/2016 10:48	0.08	0.49	6	Desconexión del AMT PMB001	Desconexión de la SE Pomabamba por desconexión del AMT PMB001
HIDRANDINA	S.E. POMABAMBA - (TP 6023) - 60/22.9	164467	27/12/2016 18:01	0.28	0.58	1	DATM	Descargas atmosféricas en Yanama.

Asimismo, se debe reiterar que los problemas en media tensión a los que hace referencia HIDRANDINA no debieron afectar al transformador pues la coordinación de la protección y su selectividad es de entera responsabilidad de la empresa concesionaria. Es preciso reiterar que, contrariamente a lo afirmado por HIDRANDINA, sí existió una falla en el transformador pues, precisamente al desconectarse, dejó de cumplir su función en el sistema de transmisión.

Finalmente, con relación al transformador TP-A050 de la S.E. Trujillo Sur, a pesar de que HIDRANDINA manifiesta que las desconexiones fueron causadas por las condiciones de operación en paralelo con el transformador TP-A005, esta no es una situación suficiente para excluir las referidas desconexiones del cálculo del indicador toda vez que es responsabilidad de HIDRANDINA implementar estudios para determinar la compatibilidad operativa y condiciones de operación de los componentes que conforman su sistema, de manera que les permita conservar y mantener sus instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente a fin de que garantice la continuidad del servicio a sus clientes, por lo que lo alegado por HIDRANDINA carece de sustento. Asimismo, si bien HIDRANDINA manifiesta que las desconexiones no corresponden a una falla pues no hubo cese de las aptitudes del transformador para cumplir su función, esta situación sí se produjo, precisamente, durante el periodo en que el transformador estuvo desconectado.

Es pertinente resaltar que en ninguna de las desconexiones descritas en los párrafos precedentes se ha comprobado la existencia de compensaciones efectuadas por HIDRANDINA. De igual modo, si bien HIDRANDINA manifiesta que viene gestionando el reemplazo de compensaciones por Compromisos de Inversión, dicha empresa no ha acreditado que tal reemplazo haya sido aprobado por la autoridad correspondiente, por lo que sus alegaciones carecen de sustento. Cabe agregar que los documentos adjuntados por HIDRANDINA a sus descargos al Informe Final de Instrucción son únicamente cartas remitidas al Ministerio de Energía y Minas en las que se aborda la problemática presentada; sin embargo, no se aprecia la conformidad del Ministerio de Energía y Minas con la propuesta planteada.

Por tal motivo, HIDRANDINA, en los transformadores TP-3023 de la S.E. Otuzco, TP-3010 de la S.E. Otuzco, TP-6013 de la S.E. Ticapampa, TP-6023 de la S.E. Pomabamba y TP-A060

de la S.E. Trujillo Sur, ha incumplido con lo establecido en el Cuadro N° 2 (1) del numeral 6.2 del Procedimiento, lo que constituye infracción según su numeral 9, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el literal b.1) del numeral 2 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad.

4.8. Respetto a transgredir la tolerancia del indicador de “Indisponibilidad” en transformadores de potencia.

De acuerdo con las compensaciones efectuadas por HIDRANDINA y con las calificaciones de fuerza mayor detalladas en el numeral precedente, corresponde efectuar el recálculo del indicador de “Indisponibilidad” en transformadores de potencia:

Ítem	Código de Equipo	Zona Geográfica	Tensión	Rel. Transf.	Tolerancia “Indisponibilidad” Anual	Duración de desconexiones compensadas que se excluyen para el cálculo de la multa	Indicador “Indisponibilidad” Anual 2016 (para los efectos del cálculo de la multa)	Excedió Tolerancia anual:2016
1	S.E. MALABRIGO - (TP 3011) - 34.5/10.5kV	S.E. MALABRIGO	≥30<60	34.5/10.5kV	4.00	0.00	6.13	2.13
2	S.E. PAIJAN - (TP 3009) - 34.5/10.5kV	S.E. PAIJAN	≥30<60	34.5/10.5kV	4.00	6.22	0.00	NO
3	S.E. OTUZCO - (TP-3023) - 33/22.9kV	S.E. OTUZCO	≥30<60	33/22.9kV	4.00	0.00	6.80	2.80
4	S.E. CHIMBOTE 2 - (TP A042) - 138/13.8kV	S.E. CHIMBOTE 2	138	138/13.8kV	6.00	0.00	9.10	3.10

Por tal motivo, corresponde archivar la imputación respecto al transformador TP-3009 de la S.E. Paiján, careciendo de objeto analizar este extremo de los descargos.

De otro lado, respecto al transformador TP-3011 de la S.E. Malabrigo, a pesar de que HIDRANDINA indica que la desconexión fue causada por falla en su sistema de protecciones (alarma) y que esta situación ya ha sido superada (habiendo incluso adoptado medidas correctivas), tal situación no desvirtúa la responsabilidad de la empresa concesionaria toda vez que no es una situación que haya sido calificada como fuerza mayor o haya sido compensada, de acuerdo con lo previsto en el numeral 6.2 del Procedimiento, por lo que lo alegado por HIDRANDINA carece de sustento.

Asimismo, respecto al transformador TP-3023 de la S.E. Otuzco, se debe reiterar que si bien HIDRANDINA manifiesta que la desconexión con código 162336 fue causada por falla en el sistema de protecciones de 22.9 kV, esta situación no debió afectar al transformador pues la coordinación de la protección y su selectividad es de entera responsabilidad de la empresa concesionaria. De igual modo, si bien HIDRANDINA manifiesta que no existió una “Indisponibilidad”, de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento, esta sucede cuando un elemento no se encuentra disponible para realizar su función, que es lo ocurrido en el presente caso. En ese sentido, lo alegado por HIDRANDINA carece de sustento.

De igual modo, se debe resaltar que en ninguna de las desconexiones descritas en los párrafos precedentes se ha comprobado la existencia de compensaciones efectuadas por HIDRANDINA.

Finalmente, con relación al transformador TP-A042 de la S.E. Chimbote 2, se ha comprobado que, al producirse la falla en el transformador de tensión fase “T”, se produjo la indisponibilidad de la barra de media tensión y que, por aspectos operativos y de seguridad, para efectuar las correcciones respectivas, fue necesario efectuar la desconexión manual del transformador de potencia. En ese sentido, esta desconexión debe ser calificada como “Programada forzada” y no “Forzada”, por no tratarse una falla del transformador de potencia. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación efectuada.

Por tal motivo, HIDRANDINA, en los transformadores TP-3011 de la S.E. Malabrigo y TP-3023 de la S.E. Otuzco, ha incumplido con lo establecido en el Cuadro N° 2 (1) del numeral 6.2 del Procedimiento, lo que constituye infracción según su numeral 9, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el literal b.2) del numeral 2 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad.

4.9. Respecto a reportar fuera de plazo, hasta por 3 días de atraso, las máximas demandas de transformadores y las máximas cargas de líneas de transmisión correspondientes al mes de febrero de 2016.

De acuerdo con lo detallado en el Informe de Instrucción, HIDRANDINA efectuó fuera de plazo, las máximas demandas de transformadores y máximas cargas de líneas de transmisión correspondientes al mes de febrero, según el siguiente detalle:

Código	Fecha de registro	Nombre del archivo	Plazo	Evaluación cumplimiento de plazo	Fuera de Plazo
64845	21/03/2016 09:28	ANEXO_3_LINEAS_HID_2 2016.2016.XLS	21/03/2016 00:00:00	Fuera de Plazo	Hasta 3 días de atraso
64863	21/03/2016 13:11	ANEXO_3_TRANSF_HID_2 2016.2016.XLS	21/03/2016 00:00:00	Fuera de Plazo	Hasta 3 días de atraso

En este extremo, es preciso destacar que, de acuerdo con lo establecido expresamente en el ítem 4 del Cuadro N° 3 del numeral 8 del Procedimiento, el plazo para efectuar el registro de las máximas demandas de transformadores y máximas cargas de líneas de transmisión vence a los 20 días calendario posteriores a la finalización de cada mes. En ese sentido, teniendo en cuenta que HIDRANDINA efectuó los reportes recién el 21 de marzo de 2016, lo alegado por dicha empresa carece de sustento.

Finalmente, cabe precisar que lo previsto en el artículo 145 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General no es aplicable al presente caso pues hace referencia a los plazos que se deben tener en cuenta para llevar a cabo actos dentro de un procedimiento administrativo, lo que no sucede en el presente caso.

4.10. Respecto a reportar fuera de plazo, por más de 10 días de atraso, las máximas demandas de transformadores correspondientes al mes de julio de 2016.

De acuerdo con lo detallado en el Informe de Instrucción, HIDRANDINA efectuó fuera de plazo, las máximas demandas de transformadores correspondientes al mes de julio, según el siguiente detalle:

Código	Fecha de registro	Nombre del archivo	Plazo	Evaluación cumplimiento de plazo	Fuera de Plazo
66136	06/09/2016 15:21	ANEXO_3_TRANSF_HID_7 2016.20162.XLS	21/08/2016 00:00:00	Fuera de Plazo	Más de 10 días de atraso

Al respecto, de la evaluación de la captura de pantalla y del correo electrónico remitido por HIDRANDINA, se ha podido verificar que el registro fuera de plazo imputado se debió a que, en la fecha prevista para efectuar el reporte, el SITRAE presentó inconvenientes, por lo que la responsabilidad por el incumplimiento del plazo previsto no es atribuible a HIDRANDINA.

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

4.11. Respecto a registrar fuera de plazo, hasta por 3 días de atraso, 3 programas de mantenimiento (códigos 25280, 25337 y 25338), con una duración igual o mayor a 4 horas, que interrumpieron el suministro eléctrico durante el año 2016, a través del Anexo 4.1 del Procedimiento.

Respecto al programa de mantenimiento con código 25280, de la información remitida por HIDRANDINA, se ha comprobado que el referido mantenimiento no afectó a usuarios regulados ni a su usuario libre SIDERPERÚ, por lo que, de acuerdo con el numeral 6.5.2 del Procedimiento, no correspondía a HIDRANDINA efectuar ningún reporte. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.

Por otro lado, respecto a los mantenimientos con códigos 25337 y 25338, se debe tener en cuenta que, de acuerdo con la objetividad de la responsabilidad administrativa, a la que se ha hecho referencia en reiteradas oportunidades previamente, HIDRANDINA es responsable de contar con las herramientas idóneas que le permitan dar cumplimiento a sus obligaciones, por lo que no puede excusar su responsabilidad en problemas internos en el sistema de comunicaciones.

Asimismo, cabe resaltar que, de acuerdo con el Procedimiento, la obligación analizada en la presente sección no tiene tolerancia alguna, por lo que HIDRANDINA se encuentra obligada a cumplir con registrar el 100% de programas de mantenimiento dentro del plazo previsto. Asimismo, se debe tener en cuenta que el segundo párrafo de la Exposición de Motivos del Procedimiento señala:

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

Como se puede observar, el registro de los programas de mantenimiento incide directamente en la supervisión que efectúa Osinergmin para comprobar la disponibilidad de las instalaciones de la empresa concesionaria a fin de garantizar un adecuado suministro eléctrico, por lo que lo alegado por HIDRANDINA carece de sustento.

Finalmente, si bien HIDRANDINA sostiene que en todo ámbito de actividades existen imponderables que escapan a su control, se debe tener en cuenta que, de acuerdo con el Principio de Causalidad, reconocido en el numeral 8 del artículo 248 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, la responsabilidad debe

recaer sobre quien realiza la conducta omisiva o activa constitutiva de infracción sancionable y, en el presente caso, se ha comprobado que tal conducta ha sido realizada por HIDRANDINA, no debido a situaciones que escapan a su control, sino debido a su falta de diligencia para dar cumplimiento a sus obligaciones. Cabe resaltar que la obligación observada se encuentra vigente, de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento, y resulta independiente de las acciones judiciales o propuestas normativas que pretenda efectuar HIDRANDINA.

Por tal motivo, HIDRANDINA (en los mantenimientos con códigos 25337 y 25338) ha incumplido con lo establecido en el numeral 6.5.2 del Procedimiento y en el ítem 5 del Cuadro N° 3 de su numeral 8, lo que constituye infracción según su numeral 9, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el numeral 1.4 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad.

4.12. Respecto a no registrar 60 programas de mantenimiento (31 en líneas de transmisión y 29 en equipos de subestación) que interrumpieron el suministro eléctrico durante el año 2016, a través del Anexo 4.1 del Procedimiento.

Respecto al Cuadro “Líneas de transmisión” contenido en el numeral 3.5 del Informe de Instrucción:

- **Ítem 1 ➔** Se ha verificado que la desconexión de la línea L-1111 afectó a la línea L-1114 e, incluso, el tiempo de duración es coherente (10:16 h), luego de que la línea L-1111 quedó normalizada. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 2 ➔** Se ha verificado que la desconexión de la línea L-1116 obedeció a trabajos de mantenimiento programado en la S.E. Santa el 3 de abril de 2016, cuyo reporte fue enviado a Osinergmin el 28 de marzo de 2016 (código 25141). Incluso, el servicio en la S.E. Santa quedó normalizado a las 15:32 horas del 3 de abril de 2016, por lo que corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 3 ➔** Se ha verificado que la desconexión de la línea L-1111 afectó a la línea L-1129 e, incluso, el tiempo de duración es coherente (10:11 horas) luego de que la línea L-1111 quedó normalizada. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 4 ➔** Se ha verificado que los trabajos fueron programados en la S.E. Trapecio y que el proyecto se denominó “Reforzamiento de la S.E. Trapecio”. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 5 ➔** Se ha verificado que HIDRANDINA no ejecutó trabajos de mantenimiento en la línea L-3331 e, incluso, el tiempo de duración es coherente (9:27 horas), con el tiempo para la energización del sistema afectado. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 6 ➔** Se ha verificado que HIDRANDINA no ejecutó trabajos de mantenimiento en la línea L-3331 e, incluso, el suministro en la referida línea quedó normalizado a las 17:19 horas, conjuntamente con el resto de las instalaciones afectadas, lo que resulta coherente con la hora de energización de la línea L-1128. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.

- **Ítem 7 ➔** Se ha verificado que la desconexión en la línea L-3340 no afectó el suministro público toda vez que la carga fue asumida por la línea L-3341, que opera en paralelo. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 8 ➔** Se ha verificado que la desconexión de la línea L-3341 no afectó el suministro público pues solo afectó al cliente libre Cartavio, toda vez que la carga fue asumida por la línea L-3340. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 9 ➔** Se ha verificado que la línea L-3341 salió de servicio a solicitud del cliente libre Cartavio y que la carga fue asumida por la línea L-3340, que opera en paralelo. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 10 ➔** Se ha verificado que el 31 de enero de 2016, HIDRANDINA planificó la ejecución de trabajos de mantenimiento en las líneas L-3340 y L-3341 simultáneamente, lo que afectó el suministro de la línea L-3343; sin embargo, en esta última no se efectuó ningún mantenimiento. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 11 ➔** Se ha verificado que HIDRANDINA no ejecutó trabajos de mantenimiento en la línea L-3343 e, incluso, el suministro en la referida línea quedó normalizado a las 17:04 horas, con el resto de las instalaciones afectadas, lo que resulta coherente con la hora de energización de la línea L-1118. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 12 ➔** Se ha verificado que HIDRANDINA no ejecutó trabajos de mantenimiento en la línea L-3360 e, incluso, el suministro de la referida línea quedó normalizado a las 16:56 horas, con el resto de las instalaciones afectadas, lo que resulta coherente con la hora de energización de la línea L-1115. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 13 ➔** Se ha verificado que HIDRANDINA no ejecutó trabajos de mantenimiento en la línea L-3361 e, incluso, el suministro de la referida línea quedó normalizado a las 16:56 horas, con el resto de las instalaciones afectadas, lo que resulta coherente con la hora de energización de la línea L-1115. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 14 ➔** Se ha verificado que HIDRANDINA no ejecutó trabajos de mantenimiento en la línea L-3362 e, incluso, el suministro de la referida línea quedó normalizado a las 16:56 horas, con el resto de las instalaciones afectadas, lo que resulta coherente con la hora de energización de la línea L-1115. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 15 ➔** Se ha verificado que la desconexión de la línea L-6045 no afectó el suministro público toda vez que la carga fue asumida por la línea L-6042, que opera en paralelo. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 16 ➔** Se ha verificado que HIDRANDINA no ejecutó trabajos de mantenimiento en la línea L-6046 e, incluso, el suministro de la referida línea quedó normalizado a las 16:07 horas, con el resto de las instalaciones afectadas, lo que resulta coherente con la hora de energización de la S.E. Cajamarca Norte. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.

- **Ítem 17 ➔** Se ha verificado que HIDRANDINA no ejecutó trabajos de mantenimiento en la línea L-6048 e, incluso, el suministro de la referida línea quedó normalizado a las 16:25 horas, con el resto de las instalaciones afectadas, lo que resulta coherente con la hora de energización de la S.E. Cajamarca Norte. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 18 ➔** Se ha verificado que la desconexión de la línea L-6646 no afectó el suministro público toda vez que la carga fue asumida por la línea L-6656, que opera en paralelo. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 19 ➔** Se ha verificado que la desconexión de la línea L-6646 no afectó el suministro público toda vez que la carga fue asumida por la línea L-6656, que opera en paralelo. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 20 ➔** Se ha verificado que el reporte del trabajo de mantenimiento fue efectuado con código 25016. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 21 ➔** Se ha verificado que el reporte del trabajo de mantenimiento fue efectuado con código 25367. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 22 ➔** Se ha verificado que el reporte del trabajo de mantenimiento fue efectuado con código 25534. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 23 ➔** Se ha verificado que la desconexión de la línea L-6656 no afectó el suministro público toda vez que la carga fue asumida por la línea L-6646, que opera en paralelo. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 24 ➔** Se ha verificado que la desconexión de la línea L-6656 no afectó el suministro público toda vez que la carga fue asumida por la línea L-6646, que opera en paralelo. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 25 ➔** Se ha verificado que la desconexión de la línea L-6656 no afectó el suministro público toda vez que la carga fue asumida por la línea L-6646, que opera en paralelo. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 26 ➔** Se ha verificado que los trabajos fueron programados en la S.E. Paramo Nueva y estuvieron asociados con el proyecto “Ampliación 17” de REP. Asimismo, se ha comprobado que HIDRANDINA reportó la desconexión de la línea L-6655 (código 25534). Así, tratándose de un mantenimiento externo, HIDRANDINA no se encontraba obligada a efectuar el registro. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 27 ➔** Se ha verificado que HIDRANDINA no ejecutó trabajos de mantenimiento en la línea L-6681 y que su desconexión obedeció a trabajos de mantenimiento en la línea L-6684 y en el equipo TP-6013 de la S.E. Ticapampa. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.

- **Ítem 28 ➔** Se ha verificado que HIDRANDINA no ejecutó trabajos de mantenimiento en la línea L-6682 e, incluso, el suministro de la línea L-6683 quedó normalizado a las 16:37 horas, con el resto de las instalaciones afectadas, lo que resulta coherente con la hora de energización de la línea L-6682. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 29 ➔** Se ha verificado que HIDRANDINA no ejecutó trabajos de mantenimiento en la línea L-6684 e, incluso, el suministro de la referida línea quedó normalizado a las 16:55 horas, con el resto de las instalaciones afectadas, lo que resulta coherente con la hora de energización de la línea L-6690. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 30 ➔** Se ha verificado que HIDRANDINA no ejecutó trabajos de mantenimiento en la línea L-6690 e, incluso, el suministro de la referida línea quedó normalizado a las 16:51 horas, con el resto de las instalaciones afectadas, lo que resulta coherente con la hora de energización de la línea L-6678. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 31 ➔** Se ha verificado que HIDRANDINA no ejecutó trabajos de mantenimiento en la línea L-6694; sin embargo, al estar indisponibles las instalaciones S.E. Huaraz Oeste, línea L-6681, S.E. Huaraz y S.E. Ticapa, necesariamente, la línea L-6694 debió permanecer fuera de servicio. Cabe agregar que, incluso, el suministro de la línea L-6684 quedó normalizado a las 16:57 horas, luego de que la línea L-6694 fuera energizada. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.

Asimismo, respecto al Cuadro “Equipos de Subestación” contenido en el numeral 3.5 del Informe de Instrucción:

- **Ítem 1 ➔** Se ha verificado que la desconexión de la S.E. Salaverry fue forzada debido a que se ejecutó el mantenimiento de la línea L-1128. El suministro de la referida subestación quedó normalizado a las 17:19 horas, en tanto el suministro en la línea L-1128 quedó normalizado a las 16:15 horas, lo que es coherente. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 2 ➔** Se ha verificado que los trabajos fueron programados en la línea L-1117 y que el proyecto se denominó “Reforzamiento de la línea L-1117”, cuyo corte fue exonerado de compensaciones mediante la Resolución N° 81-2016-OS/DSE/UTRA, por lo que el corte de la S.E. Salaverry fue forzado. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 3 ➔** Se ha verificado que los trabajos fueron programados en la línea L-1117 y que el proyecto se denominó “Reforzamiento de la línea L-1117”, cuyo corte fue exonerado de compensaciones mediante la Resolución N° 81-2016-OS/DSE/UTRA, por lo que el corte de la S.E. Virú fue forzado. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 4 ➔** Se ha verificado que la desconexión de la S.E. Otuzco fue forzada debido a que se ejecutó el mantenimiento en la línea L-1115. El suministro de la referida subestación fue normalizado a las 16:56 horas, en tanto el suministro en la línea L-1115 quedó normalizado a las 16:55 horas, lo que es coherente. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.

- **Ítem 5 ➔** Se ha verificado que la desconexión de la S.E. Malabrigo fue forzada debido a que se ejecutó el mantenimiento en la línea L-3345. El suministro de la referida subestación fue normalizado a las 16:46 horas, en tanto el suministro en la línea L-3345 quedó normalizado a las 16:55 horas, lo que es coherente. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 6 ➔** Se ha verificado que la desconexión de la S.E. La Florida fue forzada debido a que se ejecutó el mantenimiento en la línea L-1115. El suministro de la referida subestación fue normalizado a las 16:56 horas, en tanto el suministro en la línea L-1115 quedó normalizado a las 16:55 horas, lo que es coherente. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 7 ➔** Se ha verificado que la desconexión de la S.E. Charat fue forzada debido a que se ejecutó el mantenimiento en la línea L-1115. El suministro de la referida subestación fue normalizado a las 16:56 horas, en tanto el suministro en la línea L-1115 quedó normalizado a las 16:55 horas, lo que es coherente. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 8 ➔** Se ha verificado que la desconexión de la S.E. Charat fue forzada debido a que se ejecutó el mantenimiento en la línea L-3361. El suministro de la referida subestación fue normalizado a las 16:54 horas, en tanto el suministro en la línea L-3361 quedó normalizado a las 16:53 horas, lo que es coherente. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 9 ➔** Se ha verificado que los trabajos fueron programados en la S.E. Para Nueva y que el proyecto se denominó “Ampliación de la S.E. Para Nueva”, cuyo corte fue exonerado de compensaciones mediante la Resolución N° 136-2016-OS/DSE/UTRA. Asimismo, el mantenimiento fue programado en la línea L-6655 con código 25534, por lo que el corte en la S.E. Huarmey fue forzado. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 10 ➔** Se ha verificado que los trabajos fueron programados en la S.E. Ticapampa y el proyecto se denominó “Ampliación de la capacidad de transformación”, cuyo corte fue exonerado de compensaciones mediante la Resolución N° 087-2016-OS/DSE/UTRA. Sin embargo, HIDRANDINA no efectuó el reporte respectivo a través del Anexo 4.1 del Procedimiento, conforme a lo establecido, lo que resulta independiente de la exoneración de compensaciones solicitada.
- **Ítem 11 ➔** Se ha verificado que los trabajos fueron programados en la línea L-1117 y que el proyecto se denominó “Reforzamiento de la línea L-1117”, cuyo corte fue exonerado de compensaciones mediante la Resolución N° 81-2016-OS/DSE/UTRA, por lo que el corte en la S.E. Virú fue forzado. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 12 ➔** Se ha verificado que HIDRANDINA no ejecutó trabajos de mantenimiento en la S.E. San Marcos; sino en las líneas L-6047 y L-6049. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 13 ➔** Se ha verificado que la desconexión de la S.E. San Jacinto fue forzada debido a que se ejecutó el mantenimiento en las líneas L-1111, L-1112 y L-1113, que fueron reportadas mediante los códigos 25371 y 25372. Asimismo, el suministro de la referida subestación quedó normalizado a las 17:10 horas, en

tanto el suministro en la línea L-1111 (que alimenta el sistema afectado) quedó normalizado a las 17:00, lo que es coherente. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.

- **Ítem 14 ➔** Se ha verificado que los trabajos fueron programados en la S.E. Trapecio debido a que se ejecutó el mantenimiento en las líneas L-1111, L-1112 y L-1113, que fueron reportadas mediante los códigos 25371 y 25372. Asimismo, el suministro de la referida subestación quedó normalizado a las 17:10 horas, en tanto el suministro en la línea L-1111 (que alimenta el sistema afectado) quedó normalizado a las 17:00, lo que es coherente. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 15 ➔** Se ha verificado que la S.E. Chimbote 2 salió de servicio a solicitud del cliente libre SIDERPERÚ, por seguridad, no existiendo afectación del suministro eléctrico a los usuarios, por lo que HIDRANDINA no se encontraba obligada a efectuar el registro observado. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 16 ➔** Se ha verificado que la S.E. Chimbote 2 salió de servicio a solicitud del cliente libre SIDERPERÚ, por seguridad y mantenimiento propio, no existiendo afectación del suministro eléctrico a los usuarios, por lo que HIDRANDINA no se encontraba obligada a efectuar el registro observado. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 17 ➔** Se ha verificado que la desconexión de la S.E. Otuzco fue forzada debido al mantenimiento ejecutado en la línea L-1115. El suministro de la referida subestación fue normalizado a las 16:56 horas, en tanto el suministro en la línea L-1115 quedó normalizado a las 16:55 horas, lo que es coherente. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 18 ➔** Se ha verificado que los trabajos fueron programados en la línea L-1117 y que el proyecto se denominó “Reforzamiento de la línea L-1117”, cuyo corte fue exonerado de compensaciones mediante la Resolución N° 81-2016-OS/DSE/UTRA, por lo que el corte en la S.E. Chao fue forzado. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 19 ➔** Se ha verificado que la desconexión de la S.E. Salaverry fue forzada debido al mantenimiento ejecutado en la línea L-1128. El suministro de la referida subestación fue normalizado a las 17:18 horas, en tanto el suministro en la línea L-1128 quedó normalizado a las 16:15 horas, lo que es coherente. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 20 ➔** Se ha verificado que los trabajos fueron programados en la línea L-1117, por lo que el corte en la S.E. Huaca del Sol fue forzado. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 21 ➔** Se ha verificado que la desconexión de la S.E. San Jacinto fue forzada debido al mantenimiento ejecutado en las líneas L-1111, L-1112 y L-1113. El suministro de la referida subestación fue normalizado a las 17:08 horas, en tanto el suministro en la línea L-1111 (que alimenta el sistema eléctrico afectado) quedó normalizado a las 17:00 horas, lo que es coherente. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.

- **Ítem 22 ➔** Se ha verificado que la S.E. Chimbote Sur asumió la carga regulada de la S.E. Trapecio durante el corte del 30 de octubre de 2016, por lo que no se produjo afectación al suministro público de electricidad. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 23 ➔** Se ha verificado que HIDRANDINA efectuó el cambio del transformador TP-A004 por el nuevo transformador TP-A053 y que, debido a un error material, consignó el primero en el reporte efectuado con código 25099 respecto a la S.E. Casma. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 24 ➔** Se ha verificado que HIDRANDINA efectuó el cambio del transformador TP-A004 por el nuevo transformador TP-A053 y que, debido a un error material, consignó el primero en el reporte efectuado con código 25319 respecto a la S.E. Casma. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 25 ➔** Se ha verificado que HIDRANDINA efectuó el cambio del transformador TP-A004 por el nuevo transformador TP-A053 y que, debido a un error material, consignó el primero en el reporte efectuado con código 25372 respecto a la S.E. Casma. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 26 ➔** Se ha verificado que HIDRANDINA efectuó el cambio del transformador TP-A002 por el nuevo transformador TP-A054 y que, debido a un error material, consignó el primero en el reporte efectuado con código 25372 respecto a la S.E. Chimbote Sur. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 27 ➔** Se ha verificado que HIDRANDINA efectuó el cambio del transformador TP-A003 por el nuevo transformador TP-A055 y que, debido a un error material, consignó el primero en el reporte efectuado con código 25372 respecto a la S.E. Nepeña. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 28 ➔** Se ha verificado que la desconexión de la S.E. Quiruvilca fue forzada debido al mantenimiento ejecutado en la línea L-1115. El suministro de la referida subestación fue normalizado a las 17:13 horas, en tanto el suministro en la línea L-1115 quedó normalizado a las 16:55 horas, lo que es coherente. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.
- **Ítem 29 ➔** Se ha verificado que los trabajos fueron programados en la línea L-1115, por lo que el corte en la S.E. Quiruvilca fue forzado. En ese sentido, corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.

Conforme a lo detallado en los párrafos precedentes, únicamente en 1 caso (ítem 10 del Cuadro “Equipos de Subestación” contenido en el numeral 3.5 del Informe de Instrucción), HIDRANDINA ha incumplido con lo establecido en el numeral 6.5.2 del Procedimiento y en el ítem 5 del Cuadro N° 3 de su numeral 8, lo que constituye infracción según su numeral 9, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el numeral 1.4 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad.

Sin perjuicio de lo previamente señalado, conforme se indicó en el numeral precedente, de acuerdo con el Procedimiento, la obligación analizada en la presente sección no tiene tolerancia alguna, por lo que HIDRANDINA se encuentra obligada a cumplir con registrar el 100% de programas de mantenimiento dentro del plazo previsto. Asimismo, se debe tener en cuenta que el segundo párrafo de la Exposición de Motivos del Procedimiento señala:

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

Como se puede observar, el registro de los programas de mantenimiento incide directamente en la supervisión que efectúa Osinergmin para comprobar la disponibilidad de las instalaciones de la empresa concesionaria a fin de garantizar un adecuado suministro eléctrico, por lo que lo alegado por HIDRANDINA carece de sustento.

Finalmente, si bien HIDRANDINA sostiene que en todo ámbito de actividades existen imponderables que escapan a su control, se debe tener en cuenta que, de acuerdo con el Principio de Causalidad, reconocido en el numeral 8 del artículo 248 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, la responsabilidad debe recaer sobre quien realiza la conducta omisiva o activa constitutiva de infracción sancionable y, en el presente caso, se ha comprobado que tal conducta ha sido realizada por HIDRANDINA, no debido a situaciones que escapan a su control, sino debido a su falta de diligencia para dar cumplimiento a sus obligaciones. Cabe resaltar que la obligación observada se encuentra vigente, de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento, y resulta independiente de las acciones judiciales o propuestas normativas que pretenda efectuar HIDRANDINA.

4.13. Respecto a no efectuar 60 reportes de mantenimiento (31 en líneas de transmisión y 29 en equipos de subestación) que interrumpieron el suministro eléctrico durante el año 2016, a través del Anexo 4.2 del Procedimiento.

Conforme a lo detallado en el numeral precedente, en 59 de los casos inicialmente observados, HIDRANDINA no se encontraba obligada a efectuar el registro de los mantenimientos ni el reporte de su ejecución, por lo que corresponde disponer el archivo de este extremo de la imputación.

Asimismo, únicamente en 1 caso (ítem 10 del Cuadro “Equipos de Subestación” contenido en el numeral 3.5 del Informe de Instrucción), HIDRANDINA ha incumplido con lo establecido en el numeral 6.5.2 del Procedimiento y en el ítem 6 del Cuadro N° 3 de su numeral 8, lo que constituye infracción según su numeral 9, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el numeral 1.4 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad.

Sin perjuicio de lo afirmado en los párrafos precedentes, conforme se detalló en los numerales precedentes, de acuerdo con el Procedimiento, la obligación analizada en la

presente sección no tiene tolerancia alguna, por lo que HIDRANDINA se encuentra obligada a cumplir con registrar el 100% de programas de mantenimiento dentro del plazo previsto. Asimismo, se debe tener en cuenta que el segundo párrafo de la Exposición de Motivos del Procedimiento señala:

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

Como se puede observar, el reporte de los programas de mantenimiento incide directamente en la supervisión que efectúa Osinergmin para comprobar que, efectivamente, las empresas concesionarias ejecuten lo previsto en sus programas de mantenimiento, a fin de garantizar un adecuado suministro eléctrico, por lo que lo alegado por HIDRANDINA carece de sustento.

Finalmente, si bien HIDRANDINA sostiene que en todo ámbito de actividades existen imponderables que escapan a su control, se debe tener en cuenta que, de acuerdo con el Principio de Causalidad, reconocido en el numeral 8 del artículo 248 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, la responsabilidad debe recaer sobre quien realiza la conducta omisiva o activa constitutiva de infracción sancionable y, en el presente caso, se ha comprobado que tal conducta ha sido realizada por HIDRANDINA, no debido a situaciones que escapan a su control, sino debido a su falta de diligencia para dar cumplimiento a sus obligaciones. Cabe resaltar que la obligación observada se encuentra vigente, de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento, y resulta independiente de las acciones judiciales o propuestas normativas que pretenda efectuar HIDRANDINA.

4.14. Respecto a registrar fuera de plazo, por más de 10 días de atraso, la actualización de su data técnica y diagramas unifilares tras la puesta en servicio de la L.T. 60 kV Guadalupe - Chapén (L-6645), del transformador TP-6032 en la S.E. Chapén, del transformador TP-A054 en la S.E. Chimbote Sur, y del transformador TP-A055 en la S.E. Nepeña.

Según lo detallado en el numeral 3.6 del Informe de Instrucción, durante la supervisión efectuada, se observó que HIDRANDINA, el 7 de enero de 2016, puso en servicio los siguientes componentes: la L.T. 60 kV Guadalupe - Chapén (L-6645) y el transformador TP-6032 en la S.E. Chapén. Asimismo, el 28 de febrero de 2016, HIDRANDINA puso en servicio los siguientes componentes: el transformador TP-A054 en la S.E. Chimbote Sur y el transformador TP-A055 en la S.E. Nepeña. No obstante, HIDRANDINA recién remitió la actualización de su data técnica y diagramas unifilares el 21 de setiembre de 2016, es decir, con más de 10 días atraso respecto al plazo previsto.

Bajo este contexto, es preciso resaltar que, de acuerdo con la responsabilidad administrativa objetiva mencionada en los numerales precedentes, HIDRANDINA tiene la obligación de asegurar el cumplimiento de los plazos previstos en la normativa vigente y debe adoptar todas las medidas necesarias para tal fin. Asimismo, es preciso resaltar que el incumplimiento bajo análisis no está relacionado con el reporte de la puesta en servicio

de los elementos observados; sino con la actualización de la data técnica y de los diagramas unifilares respectivos. De igual modo, cabe destacar que las obligaciones contenidas en el Procedimiento son independientes de cualquier obligación contenida en otro procedimiento de supervisión de Osinergmin, por lo que HIDRANDINA no puede excusarse en este hecho. Cabe resaltar que, de acuerdo con la responsabilidad objetiva, referida reiteradamente, para determinar la responsabilidad de HIDRANDINA no resulta necesario evaluar la intención del actuar de HIDRANDINA, sino, simplemente, comprobar la existencia del hecho constitutivo de infracción. En ese sentido, lo alegado por HIDRANDINA carece de sustento.

Por tal motivo, HIDRANDINA ha incumplido con lo establecido en el ítem 9 del Cuadro N° 3 del numeral 8 del Procedimiento, lo que constituye infracción según su numeral 9, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el numeral 1.7 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad.

4.15. Respecto a reportar fuera de plazo, por más de 10 días de atraso, la puesta en servicio de la L.T. 60 kV Guadalupe - Chepén (L-6645) y del transformador TP-6032 en la S.E. Chepén.

Según lo detallado en el numeral 3.7 del Informe de Instrucción, HIDRANDINA reportó fuera de plazo, por más de 10 días de atraso, los siguientes componentes, conforme al siguiente detalle:

Líneas de Transmisión

Ítem	Código de Línea	SET de Envío	SET de Llegada	Tensión Primaria	Longitud Total	Puesta en servicio	Observación
1	L-6645	GUADALUPE	CHEPEN	60	13.53	07/01/2016	REPORTADO POR EHB 26.01.2016. PENDIENTE CONFIRMAR SET SALIDA.

Equipos de subestación

Ítem	Sub-Estación	Código de Transformador	Zona geográfica	Fecha puesta servicio	Potencia Primaria	Relación de Transformación	Observación
1	CHEPEN	TP-6032	Costa	07/01/2016	15	60 ±10 x 1% / 22.9 / 10 kV	REPORTADO POR EHB 26.01.2016

Respecto a dichos reportes, es preciso indicar que, de acuerdo con la responsabilidad administrativa objetiva, HIDRANDINA debe efectuar todas las gestiones necesarias a fin de dar cumplimiento a lo establecido en el Procedimiento y no puede excusar su responsabilidad en problemas propios de su organización interna, por lo que lo alegado en este extremo por HIDRANDINA carece de sustento. Asimismo, se debe destacar que, de acuerdo con la responsabilidad objetiva, referida reiteradamente, para determinar la responsabilidad de HIDRANDINA no resulta necesario evaluar la intención del actuar de HIDRANDINA, sino, simplemente, comprobar la existencia del hecho constitutivo de infracción. En ese sentido, lo alegado por HIDRANDINA no desvirtúa su responsabilidad.

Por tal motivo, HIDRANDINA ha incumplido con lo establecido en el ítem 10 del Cuadro N° 3 del numeral 8 del Procedimiento, lo que constituye infracción según su numeral 9,

siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el numeral 1.7 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad.

4.16. Respecto a reportar fuera de plazo, hasta por 3 días de atraso, la puesta en servicio del transformador TP-A054 en la S.E. Chimbote Sur y del transformador TP-A055 en la S.E. Nepeña.

Este Organismo ha verificado que la puesta en servicio del transformador TP-A054 en la S.E. Chimbote Sur se dio el 28 de febrero de 2016 a las 22:15 horas y que su reporte fue efectuado el 26 de febrero de 2016 a las 11:53 horas, es decir, dentro del plazo previsto en el Procedimiento.

En el mismo sentido, se ha comprobado que el transformador TP-A055 en la S.E. Nepeña fue puesto en servicio el 29 de febrero de 2016 a las 00:00 horas y que su ingreso fue reportado el 26 de febrero de 2016 a las 11:53 horas, es decir, dentro del plazo previsto en el Procedimiento.

Por tal motivo, corresponde disponer el archivo de la imputación bajo análisis.

4.17. Respecto a los Principios de Legalidad y Razonabilidad

Contrariamente a lo afirmado por HIDRANDINA, se debe resaltar que la facultad sancionadora de Osinergmin ha sido atribuida por una norma con rango de ley, como es la Ley N° 26734, Ley de Creación de Osinergmin, por lo que no existe vulneración alguna al principio de Legalidad. Asimismo, la facultad de tipificación de este Organismo ha sido otorgada a su Consejo Directivo a través de la Ley N° 27699, Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de Osinergmin. Bajo este contexto, mediante sendas Resoluciones de Consejo Directivo, se aprobaron tanto el Procedimiento, como su Escala de Multas y Sanciones, por lo que alegado por HIDRANDINA carece de sustento.

Finalmente, se debe tener en cuenta que el Principio de Razonabilidad, recogido actualmente, en el numeral 3 del artículo 248 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, no está relacionado con la determinación de responsabilidad de las empresas concesionarias, sino con los criterios empleados para la graduación de la sanción, los mismos que ya se encuentran recogidos en el Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Osinergmin, que obedece a un análisis técnico-económico que sustentó la aprobación de la referida norma por el Consejo Directivo de Osinergmin.

4.18. Respecto a la graduación de la sanción.

- a) **Registró fuera de plazo, hasta por 3 días de atraso, 1 desconexión en línea de transmisión (código 161707) y 5 desconexiones en equipos de subestación (códigos 163020, 160857, 155952, 154467 y 153409) que interrumpieron el suministro eléctrico durante el año 2016 por más de 3 minutos.**

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.	1523.45 (mayor a 200 Km.)
Reportar fuera de plazo, hasta por 3 días de atraso, desconexiones que interrumpen el suministro eléctrico por más de tres (03) minutos	6

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

b) Registró fuera de plazo, por más de 3 días de atraso, 2 desconexiones en equipos de subestación (códigos 159384 y 159366) que interrumpieron el suministro eléctrico durante el año 2016 por más de 3 minutos.

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.	1523.45 (mayor a 200 Km.)
Reportar fuera de plazo, por más de 3 días de atraso, desconexiones que interrumpen el suministro eléctrico por más de tres (03) minutos	2

Por lo tanto, de acuerdo con lo previsto en el numeral 1.2 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, corresponde sancionar a HIDRANDINA con una multa ascendente a 1.50 UIT.

c) Transgredió la tolerancia del indicador “Indisponibilidad” en líneas de transmisión

Las líneas de transmisión que excedieron la tolerancia del indicador “Indisponibilidad” son las siguientes:

Ítem	Código de Línea	Zona geográfica	Longitud (km)	Total, Computa para Amonestación, Sanción o Multa	Tolerancia	Excedente
1	LT-3360 S.E. MOTIL – S.E. FLORIDA	Sierra	4.95	5.57	4	1.57
2	LT- 3362 S.E. OTUZCO – S.E. CHARAT	Sierra	20.9	17.06	4	13.06

Para los efectos de la determinación de la sanción, se han tenido en cuenta, las siguientes consideraciones:

- Actualización de la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión con Costos 2016, aprobada con Resolución de Consejo Directivo N° 063-2016-OS/CD⁵.

⁵ Descargado en: <http://www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/pdf/2017/OSINERGMIN%20No.063-2016-OS-CD.pdf>

- Porcentajes para Determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Transmisión”, aprobado el 01 de mayo del 2015, mediante Resolución de Consejo Directivo N° 147-2015-OS/CD.
- Literales a.1 (Tasa de Fallas) y a.2 (Indisponibilidad) del numeral 2 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, que establecen:

a.1) Multa por exceder la Tasa de falla en el período de un año

$$M = \frac{(ND_{RLT} - ND_{TLT})}{ND_{TLT}} \times L \times F_{IL}$$

a.2) Multa por exceder las tolerancias de duración (en horas) en el período de un año

$$M = \frac{(HD_{RLT} - HD_{TLT})}{HD_{TLT}} \times L \times F_{IL}$$

Donde:

ND_{RLT} = Número Real de desconexiones al año de la línea de transmisión.

ND_{TLT} = Número Tolerable de desconexiones al año de la línea de transmisión, fijados como tolerancia.

HD_{RLT} = Número Real de Horas de desconexiones al año de la línea de transmisión.

HD_{TLT} = Número Tolerable de Horas de desconexiones al año de la línea de transmisión, fijados como tolerancia.

L = Longitud de la línea de transmisión en km.

F_{IL} = Factor nivel de inversión para líneas de transmisión.

Para el caso de las líneas de transmisión el factor nivel de inversión (F_{IL}) es el costo de operación y mantenimiento estándar anual, que a la vez viene a ser el porcentaje del costo de inversión total por Km. de línea, siendo este último tomado de los módulos estándar de líneas de transmisión.

Consideraciones técnicas de las líneas de transmisión

Línea de Transmisión	Nivel de Tensión kV	Región	Estructura	Terna	Cable de Guarda	Tipo de Conductor	Sección del Conductor (mm²)	Tipo de Instalación
LT-3360 S.E. MOTIL – S.E. FLORIDA	33	Sierra	Madera	Simple	-	AAAC	70	Aérea
LT- 3362 S.E. OTUZCO – S.E. CHARAT	33	Sierra	Madera	Simple	-	AAAC	70	Aérea

Tomando las características de las líneas de transmisión y hallando el código del módulo estándar más próximo disponible y definido por GRT. se obtienen los siguientes códigos.

Consideraciones de Modulo Estándar y Costo de OyM:

Ítem	Línea de Transmisión	Código	Costo por kilómetros de los Módulos Estándares de líneas de transmisión - Sin IGV. (\$/km)	Porcentajes para Determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento	Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento (\$/km)
1	LT-3360 S.E. MOTIL – S.E. FLORIDA	LT-033SIR0PCS0C1070A	42 553.89	3.59%	1 527.68
2	LT- 3362 S.E. OTUZCO – S.E. CHARAT	LT-033SIR0PCS0C1070A	42 553.89	3.59%	1 527.68

Consideraciones de desempeño

Ítem	Línea de Transmisión	ND _{RLT}	ND _{TLT}	L	F _{IL}
1	LT-3360 S.E. MOTIL – S.E. FLORIDA	5.57	4.00	4.95	7 562.04
2	LT- 3362 S.E. OTUZCO – S.E. CHARAT	17.06	4.00	20.9	31 928.61

Al respecto, se debe tener en cuenta que ninguna de las líneas detalladas anteriormente excedió, a la vez, la tolerancia de ambos indicadores.

En ese sentido:

Ítem	Código de la Línea	Indicador	Mo: Multa a fecha de comisión de la infracción (2016) en \$	Mo: Multa a fecha de comisión de la infracción (2016) en S/	IPMo: IPM a fecha de comisión de la infracción (promedio año 2016)	IPMt: IPM actual, es decir IPM abril 2019	Mt: Multa expresada en valor presente, fecha de cálculo de multa	Multa en UIT (2019)
1	LT-3360 S.E. MOTIL – S.E. FLORIDA	IND	2968.10031631163	10 002.49806597020	104.36	108.34	10 383.96550850140	86.83574971453990
2	LT- 3362 S.E. OTUZCO – S.E. CHARAT	IND	104 246.90905726300	10 002.49806597020			364 710.14880106800	2.47237274011939

Tipo de cambio bancario venta promedio año de comisión de la infracción 2016: S/. 3.37.

Fuente: Banco Central de Reserva del Perú. Link: <https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/mensuales>

Se considera el valor de la UIT 2019: S/. 4200.

Por tal motivo, de acuerdo con lo previsto en el literal a.2) del numeral 2 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, corresponde sancionar a HIDRANDINA con una multa ascendente a 89.30 UIT⁶ por exceder la tolerancia del indicador “Indisponibilidad” en líneas de transmisión.

d) Transgredió la tolerancia de los indicadores “Tasa de Falla” e “Indisponibilidad” en transformadores de potencia

Los equipos que excedieron la tolerancia de los indicadores son los siguientes:

Indicador “Tasa de Falla”:

Ítem	Subestación	Código de Transformador	Zona Geográfica	Nivel de Tensión	Tolerancia	Valor del Indicador	Excedente
1	Otuzco	TP-3010	Sierra	33 kV	1	3	2
2	Otuzco	TP-3023	Sierra	33 kV	1	2	1
3	Ticapampa	TP-6013	Sierra	60 kV	1	3	2
4	Pomabamba	TP-6023	Sierra	60 kV	1	2	1
5	Trujillo Sur	TP-A050	Costa	138 kV	1	2	1

Indicador “Indisponibilidad”:

Ítem	Subestación	Código de Transformador	Zona Geográfica	Nivel de Tensión	Tolerancia	Valor del Indicador	Excedente
------	-------------	-------------------------	-----------------	------------------	------------	---------------------	-----------

⁶ Ibídem.

Ítem	Subestación	Código de Transformador	Zona Geográfica	Nivel de Tensión	Tolerancia	Valor del Indicador	Excedente
1	Malabrigo	TP-3011	Costa	33kV	4	6.13	2.13
2	Otuzco	TP-3023	Sierra	34kV	4	6.8	2.8

Para los efectos de la determinación de la sanción, se han tenido en cuenta, las siguientes consideraciones:

- Literales b.1 (Tasa de Fallas) y b.2 (Indisponibilidad) del numeral 2 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, que establecen:

b.1) Multa por exceder la Tasa de falla en el período de un año

$$M = \frac{(ND_{REQ} - ND_{TEQ})}{ND_{TEQ}} * F_{IEQ} * \frac{HD_{REQ}}{HD_{TEQ}}$$

b.2) Multa por exceder las tolerancias de duración (en horas) en el período de un año

$$M = \frac{(HD_{REQ} - HD_{TEQ})}{HD_{TEQ}} * F_{IEQ}$$

Donde:

ND_{REQ} = Número Real de desconexiones al año del transformador, auto transformador o equipo de compensación.

ND_{TEQ} = Número Tolerable de desconexiones al año del transformador, auto transformador o equipo de compensación.

HD_{TEQ} = Tolerancia de duración (en horas) de las desconexiones del transformador, auto transformador o equipo de compensación.

HD_{REQ} = Número Tolerable de Horas de desconexiones al año de la línea de transmisión, fijados como tolerancia.

F_{IEQ} = Factor nivel de inversión en transformadores y autotransformadores y equipos de compensación.

Para el caso de las subestaciones se factor nivel de inversión (F_{IEQ}) es el costo del equipo, de acuerdo a los módulos estándares de subestaciones.

$$F_{IEQ} = \text{Costo por Equipo}$$

Consideraciones técnicas de los transformadores

Ítem	Código del transformador	Potencia MVA	Región	Altitud (msnm)	Relación de transformación	Tipo de Instalación
1	TP-3010	2	Sierra	2650	33/13.8 kV	Exterior
2	TP-3023	1	Sierra	2650	33/22.9 kV	Exterior
3	TP-6013	5	Sierra	3500	66/13.8kV	Exterior
4	TP-6023	5	Sierra	3100	60/23 kV	Exterior
5	TP-A050	50	Costa	90	138/60/10 kV	Exterior
6	TP-3011	12	Costa	14	34.5/10.5kV	Exterior

Consideraciones de Modulo Estándar y Costo de OyM:

**RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1346-2019**

Código del equipo	Código	Costo de los Módulos Estándares de equipos de transformación Sin IGV.(\$)
TP-3023	TP-033023-001SI2E	145 213.65
TP-3010	TP-033010-002SI2E	154 060.61
TP-6013	TP-060010-005SI3E	274 925.86
TP-6023	TP-060023-005SI3E	276 339.60
TP-A050	TP-138060010-050CO1E	1 052 578.42
TP-3011	TP-033010-010CO1E	236 171.95

Consideraciones de desempeño

Código del equipo	ND _{REQ}	ND _{TEQ}	HD _{REQ}	HD _{TEQ}	F _{IEQ}
TP-3023	2	1	6.8	4	145 213.65
TP-3010	3	1	1.78	4	154 060.61
TP-6013	3	1	0.48	4	274 925.86
TP-6023	2	1	0.36	4	276 339.60
TP-A050	2	1	1.06	6	1 052 578.42
TP-3011	-	-	6.13	4	236 171.95

Por lo tanto, para el caso de los equipos que excedieron las tolerancias de ambos indicadores de performance, se tiene:

Código del equipo	Frecuencia			Duración			ΔN + ΔH
	NDREQ	NDTEQ	ΔN	HDREQ	HDTEQ	ΔH	
Otuzco - TP-3023	2	1	1	6.8	4	0.7	1.7

En ese sentido, a continuación, se detalla la multa a imponer:

Ítem	Código del equipo	Indica-dor	Multa calculada por indicador (2016) en \$	Multa a aplicar	Mo: Multa a fecha de comisión de la infracción (2016) en \$	Mo: Multa a fecha de comisión de la infracción (2016) en S/	IPMo: IPM a fecha de comisión de la infracción (promedio año 2016)	IPMt: IPM actual, es decir IPM abril 2019	Mt: Multa expresada en valor presente, fecha de cálculo de multa, mayo de 2019 en S/	Multa en UIT (2019)
1	TP-3023	TF	246 863.205000000000	Mayor	246 863.205000000000	831 929.000850000000	104.36	108.34	863 656.45795409200	205.632489 9890690
		IND	101 649.555000000000							
2	TP-3010	TF	137 113.942900000000	-	137 113.942900000000	462 073.987573000000			479 696.20365713700	114.213381 8231280
3	TP-6013	TF	65 982.206400000000	-	65 982.206400000000	222 360.035568000000			230 840.22856877300	54.9619591

**RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 1346-2019**

Ítem	Código del equipo	Indicador	Multa calculada por indicador (2016) en \$	Multa a aplicar	Mo: Multa a fecha de comisión de la infracción (2016) en \$	Mo: Multa a fecha de comisión de la infracción (2016) en S/	IPMo: IPM a fecha de comisión de la infracción (promedio año 2016)	IPMt: IPM actual, es decir IPM abril 2019	Mt: Multa expresada en valor presente, fecha de cálculo de multa, mayo de 2019 en S/	Multa en UIT (2019)
										830411
4	TP-6023	TF	24 870.564000000000	-	24 870.564000000000	83 813.800680000000			87 010.22581133770	20.7167204 312709
5	TP-A050	TF	185 955.52086666700	-	185 955.52086666700	626 670.10532066700			650569.55931813900	154.897514 1233670
6	TP-3011	IND	125 761.56337500000	-	125 761.56337500000	423 816.46857375000			439979.64934151100	104.757059 3670260

Tipo de cambio bancario venta promedio año de comisión de la infracción 2016: S/. 3.37.

Fuente: Banco Central de Reserva del Perú. Link: <https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/mensuales>

Se considera el valor de la UIT 2019: S/. 4200.

Por tal motivo, de acuerdo con lo previsto en el literal b.1) del numeral 2 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, corresponde sancionar a HIDRANDINA con una multa ascendente a 550.42 UIT⁷ por exceder la tolerancia del indicador “Tasa de Falla” en transformadores de potencia.

Asimismo, de acuerdo con lo previsto en el literal b.2) del numeral 2 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, corresponde sancionar a HIDRANDINA con una multa ascendente a 104.75 UIT⁸ por exceder la tolerancia del indicador “Indisponibilidad” en transformadores de potencia.

e) Reportó fuera de plazo, hasta por 3 días de atraso, las máximas demandas de transformadores y las máximas cargas de líneas de transmisión correspondientes al mes de febrero de 2016.

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.	1523.45 (mayor a 200 Km.)
Reportar fuera de plazo, hasta por 3 días de atraso, las máximas demandas de transformadores y máximas cargas de líneas de transmisión	2

Por lo tanto, de acuerdo con lo previsto en el numeral 1.3 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, corresponde sancionar a HIDRANDINA con una Amonestación.

f) Registró fuera de plazo, hasta por 3 días de atraso, 2 programas de mantenimiento (códigos 25337 y 25338), con una duración igual o mayor a 4

⁷ Ibídem

⁸ Ibídem

horas, que interrumpieron el suministro eléctrico durante el año 2016, a través del Anexo 4.1 del Procedimiento.

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.	1523.45 (mayor a 200 Km.)
Reportar fuera de plazo, hasta por 3 días de atraso, programas de mantenimiento.	2

Por lo tanto, de acuerdo con lo previsto en el numeral 1.4 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, corresponde sancionar a HIDRANDINA con una multa ascendente a 0.60 UIT.

- g) No registró 1 programa de mantenimiento en equipo de subestación que interrumpió el suministro eléctrico durante el año 2016, a través del Anexo 4.1. del Procedimiento; y no efectuó 1 reporte de mantenimiento en equipo de subestación que interrumpió el suministro eléctrico durante el año 2016, a través del Anexo 4.2 del Procedimiento.**

De acuerdo con el numeral 1.4 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Osinergmin, los reportes de programas y ejecuciones de mantenimientos son tenidos en cuenta de forma conjunta para graduar la sanción a imponer. En ese sentido, a fin de graduar la sanción a imponer, se debe considerar que existen dos incumplimientos: i) no registrar un programa de mantenimiento, y ii) no efectuar el reporte de la ejecución de un mantenimiento.

Así, 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.	1523.45 (mayor a 200 Km.)
No efectuar registros ni reportes de mantenimiento	2

Por lo tanto, de acuerdo con lo previsto en el numeral 1.4 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, corresponde sancionar a HIDRANDINA con una multa ascendente a 0.75 UIT.

- h) Registró fuera de plazo, por más de 10 días de atraso, la actualización de su data técnica y diagramas unifilares tras la puesta en servicio de la L.T. 60 kV Guadalupe - Chépén (L-6645), del transformador TP-6032 en la S.E. Chépén, del transformador TP-A054 en la S.E. Chimbote Sur, y del transformador TP-A055 en la S.E. Nepeña.**

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.	1523.45 (mayor a 200 Km.)
Reportar fuera de plazo, hasta por 3 días de atraso, programas de mantenimiento.	8

Por lo tanto, de acuerdo con lo previsto en el numeral 1.7 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, corresponde sancionar a HIDRANDINA con una multa ascendente a 14 UIT.

- i) **Reportó fuera de plazo, por más de 10 días de atraso, la puesta en servicio de la L.T. 60 kV Guadalupe - Chepén (L-6645) y del transformador TP-6032 en la S.E. Chepén.**

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.	1523.45 (mayor a 200 Km.)
Reportar fuera de plazo, por más de 10 días de atraso, el ingreso de componentes eléctrico al sistema eléctrico.	2

Por lo tanto, de acuerdo con lo previsto en el numeral 1.7 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, corresponde sancionar a HIDRANDINA con una multa ascendente a 3.50 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 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.- ARCHIVAR la imputación detallada en el literal a) del numeral 1.2 de la presente resolución.

Artículo 2.- SANCIONAR a la empresa HIDRANDINA S.A. con una multa ascendente a 1 Unidad Impositiva Tributaria, vigente a la fecha de pago, por registrar fuera de plazo, hasta por 3 días de atraso, 1 desconexión en línea de transmisión (código 161707) y 5 desconexiones en equipos de subestación (códigos 163020, 160857, 155952, 154467 y 153409) que interrumpieron el suministro eléctrico durante el año 2016 por más de 3 minutos, incumpliendo con lo establecido en el ítem 1 del Cuadro N° 3 del numeral 8 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, lo 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 la Resolución de Consejo Directivo N° 285-2009-OS/CD.

Código de Infracción: 170011612301

Artículo 3.- SANCIONAR a la empresa HIDRANDINA S.A. con una multa ascendente a 1.50 Unidad Impositiva Tributaria, vigente a la fecha de pago, por registrar fuera de plazo, por más de 3 días de atraso, 2 desconexiones en equipos de subestación (códigos 159384 y 159366) que interrumpieron el suministro eléctrico durante el año 2016 por más de 3 minutos, incumpliendo con lo establecido en el ítem 1 del Cuadro N° 3 del numeral 8 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, lo 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 la Resolución de Consejo Directivo N° 285-2009-OS/CD.

Código de Infracción: 170011612302

Artículo 4.- ARCHIVAR la imputación detallada en el literal d) del numeral 1.2 de la presente resolución.

Artículo 5.- ARCHIVAR la imputación detallada en el literal e) del numeral 1.2 de la presente resolución en el extremo referido a las líneas L-1113, L-1115, L-3340, L-6681, L-3331, L-6046, L-6655, L-6045, L-6653, L-6682 y L-6645.

Artículo 6.- SANCIONAR a la empresa HIDRANDINA S.A. con una multa ascendente a 89.30 Unidades Impositivas Tributarias, vigentes a la fecha de pago, por transgredir la tolerancia de "Indisponibilidad" en líneas de transmisión (L-3362 y L-3360), incumpliendo con lo establecido en el Cuadro N° 2 (1) del numeral 6.2 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, lo que constituye infracción según su numeral 9, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el literal a.2) del numeral 2 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobado por la Resolución de Consejo Directivo N° 285-2009-OS/CD.

Código de Infracción: 170011612303

Artículo 7.- ARCHIVAR la imputación detallada en el literal f) del numeral 1.2 de la presente resolución, en el extremo referido a los transformadores TP-A028 de la S.E. Santiago de Cao y TP-6019 de la S.E. Cajamarca.

Artículo 8.- SANCIONAR a la empresa HIDRANDINA S.A. con una multa ascendente a 550.42 Unidades Impositivas Tributarias, vigentes a la fecha de pago, por transgredir la tolerancia de "Tasa de Falla" en transformadores de potencia (TP-3023, TP-3010, TP-6013, TP-6023 y TP-A050), incumpliendo con lo establecido en el Cuadro N° 2 (1) del numeral 6.2 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, lo que constituye infracción según su numeral 9, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el literal b.1) del numeral 2 del

Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobado por la Resolución de Consejo Directivo N° 285-2009-OS/CD.

Código de Infracción: 170011612304

Artículo 9.- ARCHIVAR la imputación detallada en el literal f) del numeral 1.2 de la presente resolución, en el extremo referido a los transformadores TP-3009 de la S.E. Paiján y TP-A042 de la S.E. Chimbote 2.

Artículo 10.- SANCIONAR a la empresa HIDRANDINA S.A. con una multa ascendente a 104.75 Unidades Impositivas Tributarias, vigentes a la fecha de pago, por transgredir la tolerancia de “Indisponibilidad” en transformadores de potencia (TP-3011 y TP-3023), incumpliendo con lo establecido en el Cuadro N° 2 (1) del numeral 6.2 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, lo que constituye infracción según su numeral 9, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el literal b.2) del numeral 2 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobado por la Resolución de Consejo Directivo N° 285-2009-OS/CD.

Código de Infracción: 170011612305

Artículo 11.- SANCIONAR a la empresa HIDRANDINA S.A. con una Amonestación, por reportar fuera de plazo, hasta por 3 días de atraso, las máximas demandas de transformadores y las máximas cargas de líneas de transmisión correspondientes al mes de febrero de 2016, incumpliendo lo establecido en el ítem 4 del Cuadro N° 3 del numeral 8 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, lo 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 la Resolución de Consejo Directivo N° 285-2009-OS/CD.

Artículo 12.- ARCHIVAR la imputación detallada en el literal i) del numeral 1.2 de la presente resolución.

Artículo 13.- ARCHIVAR la imputación detallada en el literal j) del numeral 1.2 de la presente resolución, en el extremo referido al programa de mantenimiento con código 25280.

Artículo 14.- SANCIONAR a la empresa HIDRANDINA S.A. con una multa ascendente a 0.60 Unidades Impositivas Tributarias, vigentes a la fecha de pago, por registrar fuera de plazo, hasta por 3 días de atraso, 2 programas de mantenimiento (códigos 25337 y 25338), con una duración igual o mayor a 4 horas, que interrumpieron el suministro eléctrico durante el año 2016, a través del Anexo 4.1 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, incumpliendo lo establecido en el ítem 5 del Cuadro N° 3 de su numeral 8, lo que constituye infracción según su numeral 9, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el numeral 1.4 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobado por la Resolución de Consejo Directivo N° 285-2009-OS/CD.

Código de Infracción: 170011612306

Artículo 15.- SANCIONAR a la empresa HIDRANDINA S.A. con una multa ascendente a 0.75 Unidades Impositivas Tributarias, vigentes a la fecha de pago, por no registrar 1 programa de mantenimiento en equipo de subestación que interrumpió el suministro eléctrico durante el año 2016, a través del Anexo 4.1. 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, y por no efectuar 1 reporte de mantenimiento en equipo de subestación que interrumpió el suministro eléctrico durante el año 2016, a través de su Anexo 4.2, incumpliendo lo establecido en los ítems 5 y 6, respectivamente, del Cuadro N° 3 de su numeral 8, lo que constituye infracción según su numeral 9, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el numeral 1.4 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobado por la Resolución de Consejo Directivo N° 285-2009-OS/CD.

Código de Infracción: 170011612307

Artículo 16.- SANCIONAR a la empresa HIDRANDINA S.A. con una multa ascendente a 14 Unidades Impositivas Tributarias, vigentes a la fecha de pago, por registrar fuera de plazo, por más de 10 días de atraso, la actualización de su data técnica y diagramas unifilares tras la puesta en servicio de la L.T. 60 kV Guadalupe - Chapén (L-6645), del transformador TP-6032 en la S.E. Chapén, del transformador TP-A054 en la S.E. Chimbote Sur, y del transformador TP-A055 en la S.E. Nepeña, incumpliendo lo establecido en el ítem 9 del Cuadro N° 3 del numeral 8 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, lo que constituye infracción según su numeral 9, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el numeral 1.7 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobado por la Resolución de Consejo Directivo N° 285-2009-OS/CD.

Código de Infracción: 170011612308

Artículo 17.- SANCIONAR a la empresa HIDRANDINA S.A. con una multa ascendente a 3.50 Unidades Impositivas Tributarias, vigentes a la fecha de pago, por reportar fuera de plazo, por más de 10 días de atraso, la puesta en servicio de la L.T. 60 kV Guadalupe - Chapén (L-6645) y del transformador TP-6032 en la S.E. Chapén, incumpliendo lo establecido en el ítem 9 del Cuadro N° 3 del numeral 8 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, lo que constituye infracción según su numeral 9, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el numeral 1.7 del Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobado por la Resolución de Consejo Directivo N° 285-2009-OS/CD.

Código de Infracción: 170011612309

Artículo 18.- ARCHIVAR la imputación detallada en el literal o) del numeral 1.2 de la presente resolución.

Artículo 19.- DISPONER que los montos de las multas sean depositados 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**”, importes que deberán 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 los códigos de infracción que figuran 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.