

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 745-2018**

Lima, 13 de marzo de 2018

Exp. 2017-031

VISTO:

El expediente SIGED N° 201700011132, referido al procedimiento administrativo sancionador iniciado a través del Oficio N° 368-2017, a la empresa ELECTRO DUNAS S.A.A. (en adelante, ELECTRO DUNAS), identificada con R.U.C. N° 20106156400.

CONSIDERANDO:

1. ANTECEDENTES

1.1. Mediante el Informe Técnico N° DSE-UTRA-55-2017, se recomendó el inicio de un procedimiento administrativo sancionador a ELECTRO DUNAS por presuntamente incumplir con lo establecido en el "Procedimiento de Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión", aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD (en adelante el Procedimiento), correspondiente al periodo de supervisión 2016.

1.2. El referido informe recomendó el inicio del procedimiento administrativo sancionador por las infracciones detalladas a continuación:

- a) No reportó una (1) desconexión que interrumpió el suministro eléctrico por más de tres (3) minutos en la Línea de Transmisión 60 kV, L-6623 Ica - Ica Norte, producido el 10 de marzo de 2016, a las 08:30 horas.
- b) Ha excedido, durante el año 2016, la tolerancia de los indicadores de performance:

- Indicador de "Indisponibilidad" en Líneas de Transmisión

Ítem	Código de la Línea	Zona Geográfica	Tensión	Longitud (km)	Tolerancia "Indisponibilidad" Anual	Indicador "Indisponibilidad" Anual 2016	Excedió Tolerancia anual:2016
1	L-6623-01 P34 de L-6623 - TACAMA	Costa	≥60≤72,5	4.2	4.00	4.27	0.27

- Indicador de "Tasa de falla" en Transformadores de Potencia

Ítem	Código de Equipo	Lugar	Tensión	Tolerancia "Tasa de Falla" Anual	Indicador "Tasa de Falla" Anual 2016	Excedió Tolerancia anual:2016
1	PUQUIO - (TP5360231001) - 60/22.9/10	PUQUIO	≥60≤72.5	1.00	2.00	1.00
2	ICA NORTE - (TP4433581002) - 58/10	ICA NORTE	≥30<60	1.00	3.00	2.00

- Indicador de “Indisponibilidad” en Transformadores de Potencia

Ítem	Código de Equipo	Lugar	Tensión	Tolerancia “Indisponibilidad” Anual	Indicador “Indisponibilidad” Anual 2016	Excedió Tolerancia anual:2016
1	EL CARMEN - (TP2123601002) - 58/10	EL CARMEN	≥30<60	4.00	8.69	4.69

- c) No ha presentado su plan de mejoramiento de instalaciones y/o reemplazo de equipos para el año 2016.
- d) No ha reportado cuatro (4) programas de mantenimiento a través del Anexo 4.1 del Procedimiento: tres (3) de líneas de transmisión y uno (1) de equipos de subestación.
- e) Reportó fuera de plazo nueve (9) programas de mantenimiento a través del Anexo 4.1 del Procedimiento: seis (6) líneas de transmisión y tres (3) equipos de subestación.

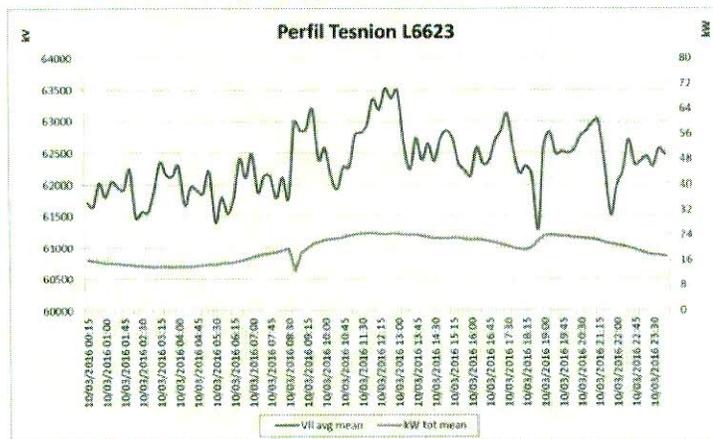
1.3. Mediante el Oficio N° 368-2017, notificado el 13 de marzo de 2017, se inició un procedimiento administrativo sancionador a ELECTRO DUNAS por los presuntos incumplimientos detallados en el numeral precedente.

1.4. A través de la Carta N° GO-0279-2017/TX, recibida el 27 de marzo de 2017, ELECTRO DUNAS remitió sus descargos al inicio del procedimiento administrativo sancionador, manifestando lo siguiente:

- a) **No reportó una (1) desconexión que interrumpió el suministro eléctrico por más de tres (3) minutos en la Línea de Transmisión 60 kV, L-6623 Ica - Ica Norte, producido el 10 de marzo de 2016, a las 08:30 horas**

En su Informe Técnico N° GO/CC-ELD-008-2016, que en su oportunidad fue remitido al COES, indicó que el 10 de marzo de 2016, a las 08:30 horas, solo desconectó la llegada a la SET ICA NORTE por mínima tensión, debido al accionamiento de la llave TP, en el tablero de protecciones CL—L6623 lado de la SET ICA NORTE, mientras que la línea en 60kV L6623 permaneció en servicio. Como prueba de ello, muestra el perfil de tensión y carga de la celda CL_L6623 lado SET ICA.

Fig. 1 Perfil de tensión y carga CL L6623 del 10 de marzo de 2016



b) Ha excedido, durante el año 2016, la tolerancia de los indicadores de performance

- Indicador de “Indisponibilidad” en Líneas de Transmisión

Ítem	Código de la Línea	Zona Geográfica	Tensión	Longitud (km)	Tolerancia “Indisponibilidad” Anual	Indicador “Indisponibilidad” Anual 2016	Excedió Tolerancia anual:2016
1	L-6623-01 P34 de L-6623 - TACAMA	Costa	≥60≤72.5	4.2	4.00	4.27	0.27

Si bien es cierto que la desconexión en la línea L-6623-1 del 30 de octubre de 2016, a las 09:09:55 p.m., tuvo una duración de 4.27 horas, la carga interrumpida fue recuperada antes, debido a transferencias de carga realizadas a nivel de media tensión. La carga se habría recuperado de la siguiente manera:

- El 30 de octubre de 2016, a las 22:52:15 horas, se transfirió IN111 total a TA121.
- El 30 de octubre de 2016, a las 22:37:00 horas, se transfirió IN114 total a TA121.
- El 30 de octubre de 2016, a las 23:24:00 horas, se transfirió IN112 total a SL143.
- El 1 de noviembre de 2016, a las 00:28:37 horas, se transfirió IN113 total a SL142.

Asimismo, indica que dicha interrupción dio lugar a compensaciones por Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos – NTCSE, debido a transgresiones de las tolerancias N y D de los clientes afectados. En ese sentido, según el numeral 6.2 de la Resolución N° 175-2012-OS/CD, esta desconexión debería quedar exceptuada del cálculo de los indicadores de performance.

Además, precisa que las compensaciones efectuadas pueden ser verificadas en los archivos RDI, RIN y CI1 enviados por ELECTRO DUNAS en su momento a OSINERGMIN.

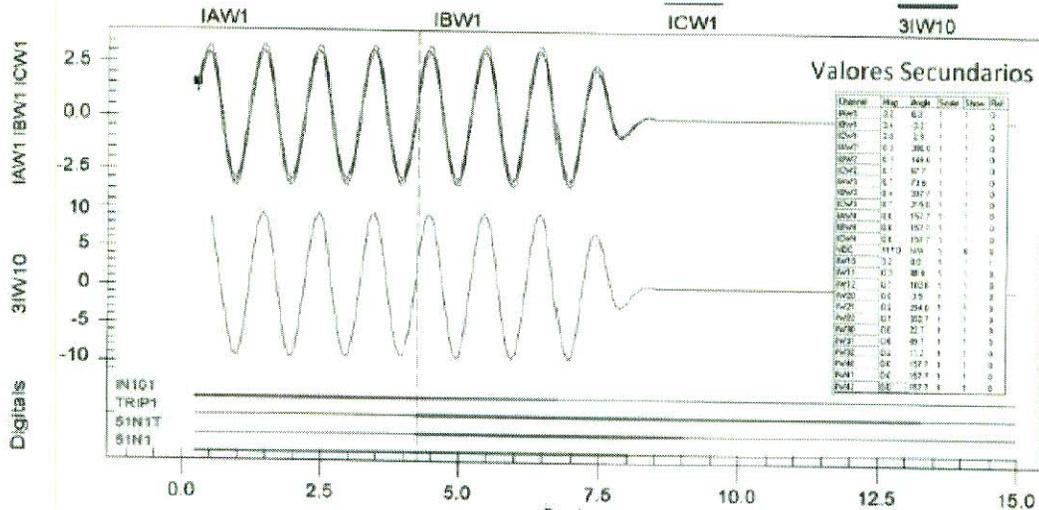
- Indicador de “Tasa de falla” en Transformadores de Potencia

Ítem	Código de Equipo	Lugar	Tensión	Tolerancia “Tasa de Falla” Anual	Indicador “Tasa de Falla” Anual 2016	Excedió Tolerancia anual:2016
1	PUQUIO - (TP5360231001) - 60/22.9/10	PUQUIO	≥60≤72.5	1.00	2.00	1.00
2	ICA NORTE - (TP4433581002) - 58/10	ICA NORTE	≥30<60	1.00	3.00	2.00

En cuanto al TP5360231001 — PUQUIO, señala que para el evento suscitado el 17 de abril de 2016, hubo un error en la clasificación del registro reportado, debido a que se reportó como “falla propia”; sin embargo, éste debió ser clasificado como “falla externa”.

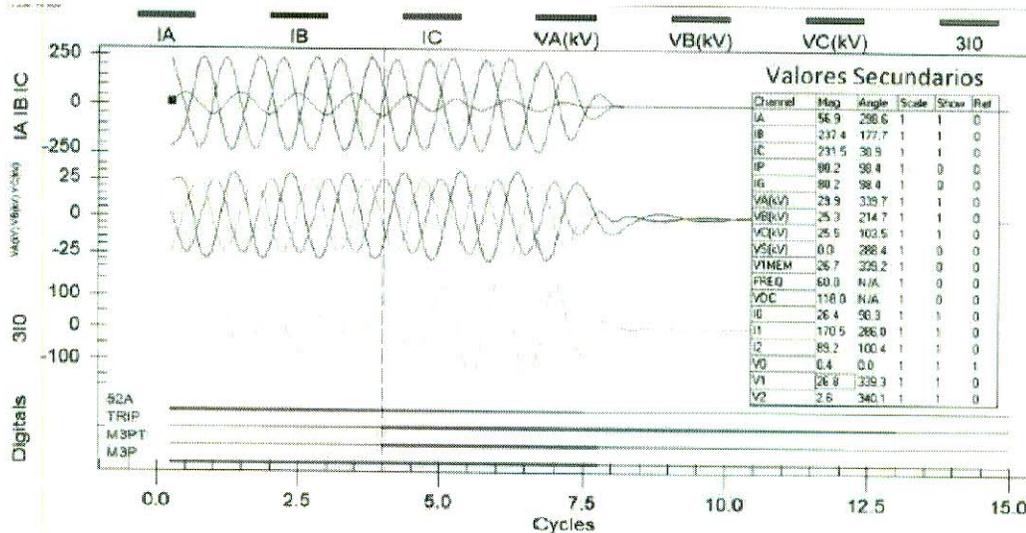
Se observa una falla bifásica a tierra con aportes de corrientes de secuencia cero $3I_0=251$ A, el relé encaminó el disparo en 0.5 ciclos, con la activación de su función de protección 51GT, mientras que por indisponibilidad del interruptor de potencia la falla permanece.

Fig. 4 Oscilografía del relé de la celda de Transformador de la SET PUQUIO



Debido al grupo de conexión del Transformador de Potencia de la SET PUQUIO, se observa los aportes de corrientes de secuencia cero $3I_0=192$ A (en valores secundarios 3×3.2 , $RTC = 20$), el relé encaminó el disparo en 28.20 ciclos con la activación de su función de protección 51NT.

Fig. 5 Oscilografía del relé de la celda de salida L6630_02 SET NASCA



ELECTRO DUNAS expresa que en el gráfico se observa los aportes de corrientes de secuencia cero $3I_0=80$ A, el relé encaminó el disparo en 30 ciclos, con la activación de su función de protección M3PT.

Además, señala que de su parte cometieron error al momento del registro de la clasificación del motivo de la falla; sin embargo, considera que esta interrupción no debería contabilizarse, primero porque la falla no se produjo en las

instalaciones de ELECTRO DUNAS, sino en la línea L6630-03 de propiedad de Adinelsa, y segundo porque esta falla debió ser despejada en su respectiva celda de alimentación L6630-03 de propiedad de Adinelsa, pero no ocurrió así, debido a la indisponibilidad por mantenimiento correctivo de su disyuntor de potencia.

Por lo tanto, esta interrupción debería quedar exceptuada del cálculo de los indicadores de performance.

En cuanto al equipo TP4433581002 - ICA NORTE, indica que solo tiene 2 registros por desconexiones forzadas propias.

En cuanto a la desconexión del 25 de setiembre de 2016, ésta habría sido generada en forma automática por el sistema de OSINERGMIN, debido al exceso del corte programado.

Dicho exceso de corte programado por la interrupción del 25 de setiembre de 2016 y la desconexión del 6 de marzo de 2016 dieron lugar a compensaciones por NTCSE, debido a transgresiones de las tolerancias N y D de los clientes afectados. En ese sentido, según el numeral 6.2 de la Resolución N° 175-2012-OS/CD, estas desconexiones deberían de quedar de exceptuadas del cálculo de los indicadores de performance.

- Indicador de “Indisponibilidad” en Transformadores de Potencia

Ítem	Código de Equipo	Lugar	Tensión	Tolerancia “Indisponibilidad” Anual	Indicador “Indisponibilidad” Anual 2016	Excedió Tolerancia anual:2016
1	EL CARMEN - (TP2123601002) - 58/10	EL CARMEN	≥30<60	4.00	8.69	4.69

La desconexión en el transformador TP2 123601002 - EL CARMEN, dio lugar a compensaciones por NTCSE, debido a transgresiones de las tolerancias de los clientes afectados. En ese sentido, según el numeral 6.2 de la Resolución N° 175-2012-OS/CD, estas desconexiones deberían de quedar exceptuadas del cálculo de los indicadores de performance.

c) No ha presentado su Plan de mejoramiento de instalaciones y/o reemplazo de equipos para el año 2016

Las mejoras en las instalaciones de transmisión están compuestas, básicamente, por el Plan de Inversiones aprobado por Osinergmin, el cual fue actualizado en el año 2014, definiéndose proyectos a ejecutar en el año 2015, 2016 y 2017, los cuales están consignados en el Informe N° 0560-2014-GART, emitido por Osinergmin en noviembre de 2014.

Asimismo, ELECTRO DUNAS, como parte del “Procedimiento para la Supervisión del Cumplimiento del Plan de Inversiones de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión”, aprobado por Resolución N° 198-2013-OS/CD, habría remitido el avance de la ejecución de los proyectos contemplados en el plan de inversiones 2013-2017, correspondiente al año 2016. Adjuntó ocho (8) cargos de documentos presentados sobre el particular.

d) No ha reportado cuatro (4) Programas de mantenimiento a través del Anexo 4.1 del Procedimiento: tres (3) de líneas de transmisión y uno (1) de equipos de subestación

Reporta lo siguiente en relación a los 4 programas de mantenimiento mencionados:

- 1) En relación a la Línea L-6605-01 S.E. P156 de L-6605 - S.E. ALTO LA LUNA, indica que en aquella oportunidad el programa de mantenimiento contemplaba trabajos en la Línea en 60kV L- 6605, mas no en su Línea de derivación en 60kV L6605-01. En tal sentido, concluye que se ha cumplido con el Procedimiento, debido a que el Anexo 4.1, en relación a la Línea L-6605, sí fue reportado, que fue el lugar donde ocurrieron los trabajos.

Asimismo, indica que la referida Línea L-6605-01 es una derivación en el poste 161, de la Línea L6605, y en esta estructura no existe ningún equipamiento de maniobra que independice dichas líneas. Por lo tanto, y por no tratarse de un sistema anillado, la desconexión de la línea principal comprometió directamente a su respectiva derivación.

- 2) En relación a la Línea L-6630—02 S.E. NASCA — S.E PUQUIO, señala que en aquella oportunidad no tenía programa de actividades para la línea 60kV L-6630-02 (Nasca — Puquio), y que dicho corte fue a solicitud de la empresa Isa -Transmantaro, con el objeto de avanzar con su proyecto de la nueva línea AT en 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo, así concluye que no se ha incumplido con el Procedimiento.

- 3) En relación a la línea L-6604-01 S.E. P121 de L-6604 - S.E EL CARMEN, indica que en aquella oportunidad el programa de mantenimiento contemplaba trabajos en las Líneas en 60kV L— 6603, L-6604, L-6603_02, mas no en su Línea de derivación en 60kV L6604 – 01. En tal sentido, concluye que se ha cumplido con el Procedimiento, debido a que el anexo 4.1 de las referidas Líneas L-6603, L6604, L6603—O2 si fue reportado oportunamente.

Asimismo, respalda lo antes mencionado, indicando que la referida línea L-6604-01, en aquella oportunidad, era una derivación en el poste 121 de la Línea L-6604, y que en esta estructura no existe ningún equipamiento de maniobra que independice dichas líneas. Por lo tanto, y por no tratarse de un sistema anillado, la desconexión de la línea principal comprometió directamente a su respectiva derivación.

- 4) En relación al TP4260231001 S.E. SANTA MARGARITA, menciona que el Transformador en cuestión TP426023 1001 de la SET Santa Margarita fue reemplazado el 22 de noviembre de 2009, por un nuevo Transformador de 25 MVA con codificación TP425823 1003. Por lo tanto, para el corte mencionado sí se reportó el anexo 4.1 para el Transformador que realmente corresponde, por tanto, se habría cumplido con el Procedimiento.

e) Reportó fuera de plazo nueve (9) programas de mantenimiento a través del Anexo 4.1 del Procedimiento: seis (6) líneas de transmisión y tres (3) equipos de subestación.

No se trata de 9 Programas de mantenimientos, en realidad serían 6 planes de mantenimiento (03 de Líneas de Transmisión y 03 de SETs) con códigos 25131, 25398, 25425, 25132, 25426 y 25427, los cuales habrían correspondido a tres cortes programados de los días 20 de marzo de 2016, 14 de agosto de 2016 y 11 de setiembre de 2016.

Asimismo, indica que para los reportes: 25131, 25425, 25132, 25426 y 25427, el portal web de OSINERGMIN en ningún momento les indicó que estaban realizándose fuera de plazo, y en relación al reporte 25398, el portal de OSINERGMIN sí les indicó que estaba realizándose fuera de plazo, pero este reporte se regularizó y se realizó en forma coordinada con OSINERGMIN, tal como lo demostraría mediante copia de correo que adjunta a sus descargos. Adicionalmente, en los descargos presentados adjunta copias de pantallas acerca de la forma cómo regularizó este reporte.

Por lo tanto, considera que estos cortes no podrían calificarse como fuera de plazo, debido a que el portal de OSINERGMIN, en ningún momento les indicó tal condición, salvo en uno de los casos, el mismo que fue regularizado en forma conjunta con el OSINERGMIN.

- 1.5. Mediante la Resolución de Ampliación de Plazo N° 19, notificada el 15 de diciembre de 2017, Osinergmin dispuso ampliar por tres (3) meses el plazo para resolver el presente procedimiento administrativo sancionador.
- 1.6. Mediante el Oficio N° 13-2018-DSE/CT, notificado el 8 de febrero de 2018, se realizó una rectificación de error material existente en el Oficio N° 368-2017 previamente notificado, otorgándose a ELECTRO DUNAS un plazo de cinco (5) días hábiles para que presente sus descargos, de ser el caso.
- 1.7. A través de la Carta N° GO-162-2018/TX, recibida el 15 de febrero de 2018, ELECTRO DUNAS se ratificó en sus descargos previamente presentados.
- 1.8. Mediante el Oficio N° 27-2018-DSE/CT, notificado el 5 de marzo de 2018, Osinergmin remitió a ELECTRO DUNAS el Informe Final de Instrucción N° 26-2018-DSE, otorgándole un plazo de cinco (5) días hábiles a fin de que formule sus descargos.
- 1.9. A través de la Carta N° GO-240-2018/T, recibida el 13 de marzo de 2018, ELECTRO DUNAS presentó sus descargos al Informe Final de Instrucción remitido, reiterando sus argumentos con relación a las infracciones imputadas en el referido informe y, además, manifestó lo siguiente:
 - a) El 10 de marzo de 2016, desde las 08:30 hasta las 08:34 horas, la Línea 60 kV L6623 que parte de la SET Ica a través de la celda de salida CL-L6623, de propiedad de REP, y llega a las SET's Tacama e Ica Norte, de propiedad de ELECTRO DUNAS, en tales condiciones se activó el disparo del interruptor de la barra 60 kV de la SET Ica Norte y afectó los suministros de sus dos transformadores de potencia por un periodo de 4 minutos. Por tal motivo, queda demostrado que reportó correctamente la desconexión de los dos transformadores de potencia que derivan de la

Línea 60 kV L-6623, y no le correspondía reportar evento alguno en la Línea L-6623, por cuanto la misma siempre permaneció energizada.

- b) Según el “Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión”, aprobado mediante la Resolución N° 091-2006-OS/CD, sólo se reportan las desconexiones de líneas y transformadores, por lo que el accionamiento del interruptor de la barra 60 kV de la SET Ica Norte no es igual a la desconexión de la línea 60 kV L6623 Ica – Ica Norte, por lo que no le correspondía reportar.
- c) Con relación a la imputación referida a que *“reportó fuera del plazo nueve (9) programas de mantenimiento a través del Anexo 4.1 del Procedimiento: seis (6) líneas de transmisión y tres (3) equipos de subestación”*, precisó que Osinergmin aceptó que no se trataba de 9 programas de mantenimiento observados, sino que en realidad solo eran 3, motivo por el cual reitera sus argumentos señalados en sus anteriores descargos respecto a esas 3 observaciones.

- 1.10. A través del Memorándum N° DSE-CT-76-2018, del 7 de marzo de 2018, el Jefe de Fiscalización de Generación y Transmisión Eléctrica remitió el presente expediente al Gerente de Supervisión de Electricidad para la emisión de la resolución correspondiente.

2. CUESTIÓN PREVIA

De conformidad con lo establecido en el literal a) del artículo 39 del Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 010-2016-PCM¹, corresponde a la División de Supervisión de Electricidad 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 de la Resolución de Consejo Directivo N° 218-2016-OS/CD, y a su Disposición Complementaria Derogatoria, que dejó sin efecto el artículo 2 de la Resolución de Consejo Directivo N° 133-2016-OS/CD, el Gerente de Supervisión de Electricidad actúa como órgano sancionador en los procedimientos sancionadores iniciados a los agentes que operan las actividades antes señaladas, correspondiéndole, por tanto, emitir pronunciamiento en el presente caso.

3. CUESTIONES EN EVALUACIÓN

- 3.1. Respecto a las obligaciones contenidas en el Procedimiento.
- 3.2. Respecto a no haber reportado una (1) desconexión que interrumpió el suministro eléctrico por más de tres (3) minutos en la Línea de Transmisión 60 kV, L-6623 Ica - Ica Norte, producido el 10 de marzo de 2016, a las 08:30 horas.
- 3.3. Respecto a haber excedido, durante el año 2016, la tolerancia de los indicadores de performance.

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

- 3.4. Respecto a no haber presentado su plan de mejoramiento de instalaciones y/o reemplazo de equipos para el año 2016.
- 3.5. Respecto a no haber reportado cuatro (4) programas de mantenimiento a través del Anexo 4.1 del Procedimiento: tres (3) de líneas de transmisión y uno (1) de equipos de subestación.
- 3.6. Respecto a reportar fuera de plazo nueve (9) programas de mantenimiento a través del Anexo 4.1 del Procedimiento: seis (6) líneas de transmisión y tres (3) equipos de subestación.
- 3.7. Respecto a la graduación de la sanción

4. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

4.1 Respecto a las obligaciones contenidas en el Procedimiento.

Mediante Resolución de Consejo Directivo N° 091-2006-OS/CD², se aprobó el Procedimiento de Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión. Dicho Procedimiento tiene por objeto establecer el mecanismo para la supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión eléctricos, a fin de garantizar el suministro de electricidad a los usuarios del servicio eléctrico. Asimismo, el referido Procedimiento es de aplicación para las empresas que operan Sistemas de Transmisión Eléctrica.

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

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

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

$$INDISL = \sum HIND$$

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

² Publicada en el diario oficial El Peruano el 10 de marzo de 2006.

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

En ese sentido, la Resolución de Consejo Directivo N° 285-2009-OS/CD³, aprobó el Anexo N° 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, que tipifica las conductas relacionadas con este Procedimiento que son consideradas como infracción administrativa sancionable.

4.2 Respecto a no haber reportado una (1) desconexión que interrumpió el suministro eléctrico por más de tres (3) minutos en la Línea de Transmisión 60 kV, L-6623 Ica - Ica Norte, producido el 10 de marzo de 2016, a las 08:30 horas

La línea de transmisión de 60 kV Ica-Ica Norte (L-6623) abrió su interruptor en la subestación Ica Norte por mínima tensión al accionar la llave TP. Al abrir su interruptor, la línea quedó fuera de servicio y, por lo tanto, dejó de cumplir con su función principal, transmitir energía eléctrica. Se interrumpió entonces el suministro de la S.E. Ica Norte por un total de 14.71 MW (Informe COES-IEOD No. 070/2016). La línea quedó energizada en vacío (sin potencia) desde la subestación Ica.

En relación a lo manifestado por ELECTRO DUNAS en su Carta GO-240-2018/T, debemos señalar que el numeral 6.1 del Procedimiento especifica que las empresas deben registrar y transmitir al OSINERGMIN, “*la totalidad de las desconexiones, ocasiones o no interrupciones de suministro eléctrico, producidas como consecuencia de fallas en líneas de transmisión eléctrica y/o equipos o elementos de subestaciones (.)*”, por lo que está claro que al encontrarse la línea sin carga, este hecho debió ser registrado por ELECTRO DUNAS.

Considerando que es incorrecto lo manifestado por ELECTRO DUNAS corresponde desestimar lo alegado por el administrado en este extremo de sus descargos.

4.3 Respecto a haber excedido, durante el año 2016, la tolerancia de los indicadores de performance:

a) Indicador de “Indisponibilidad” en Líneas de Transmisión

Ítem	Código de la Línea	Zona Geográfica	Tensión	Longitud (km)	Tolerancia “Indisponibilidad” Anual	Indicador “Indisponibilidad” Anual 2016	Excedió Tolerancia anual:2016
1	L-6623-01 P34 de L-6623 - TACAMA	Costa	≥60≤72.5	4.2	4.00	4.27	0.27

³ Publicada en el diario oficial El Peruano el 31 de diciembre de 2009.

**RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 745-2018**

El evento fue registrado con el código 161719.

Ítem	Empresa	Elemento	Código	Código de Reporte	Fecha de DCNX	Duración real [HORAS]
1	ELECTRO DUNAS	Línea	L-6623-01 P34 de L-6623 - TACAMA	161719	30/10/2016 21:09	4,273
TOTAL						4,273

Es importante señalar que, a través del Memorándum N° DSR-1563-2017, del 12 de octubre de 2017, emitido por la División de Supervisión Regional, se evidenció lo sostenido por ELECTRO DUNAS. Así, en aplicación de la BMNTCSE y BMNTCSE relacionada al Procedimiento, correspondiente al año 2016, se habrían efectuado las siguientes compensaciones:

Código de Reporte	Código de Interrupción	Inicio de interrupción	Fin de interrupción	Suministros Afectados	Suministros Compensados
161719	711338	30/10/2016 21:09	30/10/2016 22:52	9447	132
161719	711339	30/10/2016 21:09	30/10/2016 23:24	8228	15
161719	711340	30/10/2016 21:09	31/10/2016 0:28	5378	1
161719	711341	30/10/2016 21:09	30/10/2016 22:37	8236	1

El numeral 6.2 del Procedimiento, en relación a los Indicadores de Performance, indica que para el cálculo de los indicadores de performance:

“Quedaran exceptuadas las siguientes desconexiones:

(...)

Interrupciones que hayan dado lugar a compensaciones por transgresión de la NTCSE”.

Por tanto, habiéndose verificado que ELECTRO DUNAS realizó compensaciones a los usuarios afectados por transgresión de los indicadores de calidad, corresponde considerar que ELECTRO DUNAS no excedió el indicador de indisponibilidad de Líneas de Transmisión.

b) Indicador de “Tasa de falla” en Transformadores de Potencia

Ítem	Código de Equipo	Lugar	Tensión	Tolerancia “Tasa de Falla” Anual	Indicador “Tasa de Falla” Anual 2016	Excedió Tolerancia anual:2016
1	PUQUIO - (TP5360231001) - 60/22.9/10	PUQUIO	≥60≤72.5	1.00	2.00	1.00
2	ICA NORTE - (TP4433581002) - 58/10	ICA NORTE	≥30<60	1.00	3.00	2.00

Respecto al transformador (TP5360231001)- 60/22.9/10 (Puquio), debemos señalar que al producirse la falla bifásica a tierra en la línea de 60 kV L6630-3 de Adinelsa, y al encontrarse inoperativo su interruptor en la SET 53 Puquio, ésta es despejada por el interruptor de la línea L6630-02 en la SET 51 Nazca, y activa a la protección de sobrecorriente a tierra del transformador TP5360231001 de la SET 53 Puquio. En consecuencia, la desconexión del transformador de potencia se debe a una falla externa.

Respecto al transformador (TP4433581002)- 58/10 (Ica Norte), debemos indicar que los eventos considerados en el cálculo de los indicadores fueron los siguientes:

Ítem	Empresa	Elemento	Código	Código de Reporte	Fecha de DCNX	Duración real [HORAS]
1	ELECTRO DUNAS	Transformador	ICA NORTE - (TP4433581002) - 58/10	153739	06/03/2016 01:42	0,06
2	ELECTRO DUNAS	Transformador	ICA NORTE - (TP4433581002) - 58/10	153946	10/03/2016 08:30	0,07
3	ELECTRO DUNAS	Transformador	ICA NORTE - (TP4433581002) - 58/10	158176	31/07/2016 11:10	0,23
TOTAL						0,36

Análisis del evento del 27 de julio de 2016:

ELECTRO DUNAS no proporcionó evidencias de haber realizado las compensaciones a los usuarios afectados; sin embargo, a través del Memorándum N° DSR-1563-2017, del 12 de octubre de 2017, emitido por la División de Supervisión Regional, se observa la información reportada por ELECTRO DUNAS en aplicación de la BMNTCSE y BMNTCSE relacionada al Procedimiento, correspondiente al año 2016. Así, se habrían efectuado las siguientes compensaciones:

Código de Reporte	Código de Interrupción	Inicio de interrupción	Fin de interrupción	Suministros Afectados	Suministros Compensados
158176	693799	31/07/2016 11:10	31/07/2016 11:28	8186	15
158176	693800	31/07/2016 11:10	31/07/2016 11:27	8175	1

El numeral 6.2 del Procedimiento, en relación a los Indicadores de Performance, indica que para el cálculo de los indicadores de performance:

“Quedaran exceptuadas las siguientes desconexiones:

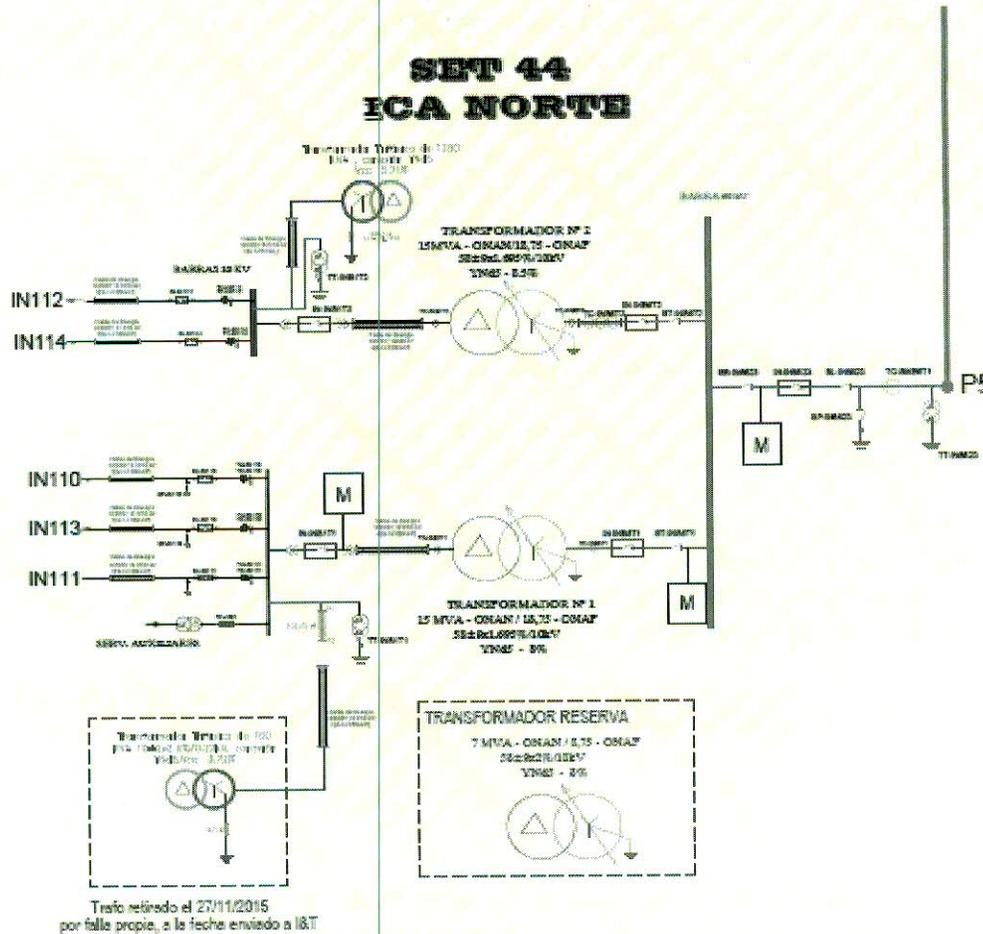
(...)

Interrupciones que hayan dado lugar a compensaciones por transgresión de la NTCSE”

Por tanto, habiéndose verificado que ELECTRO DUNAS realizó compensaciones a los usuarios afectados por transgresión de los indicadores de calidad, corresponde señalar que este evento no debería ser utilizado para el cálculo del indicador de performance respectivo.

Análisis del evento del 10 de marzo de 2016:

A continuación, mostramos el diagrama unifilar de la S.E. Ica Norte:



El Informe Técnico N° DSE-STE-384-2017, indica que esta desconexión fue originada por causa externa. Al respecto, debemos mencionar que el numeral 6.1 del Procedimiento señala que para el cálculo de los indicadores de performance:

“Quedaran exceptuadas las siguientes desconexiones:

1. *Las Interrupciones ocasionadas por agentes externos o de propiedad de otros operadores siempre y cuando hayan sido calificadas por OSINERGMIN como eventos de fuerza mayor. (...).”*

Considerando que se trata de un evento originado por causa externa, el mismo no debe ser considerado para el cálculo del indicador.

Análisis del evento del 6 de marzo de 2016:

No existe evidencia ni por parte de ELECTRO DUNAS, ni a través del Memorándum N° DSR-1563-2017, del 12 de octubre de 2017 (emitido por la División de Supervisión Regional), que se haya compensado a los usuarios afectados.

Por tanto, en relación al Indicador de Tasa de Falla en Transformadores de Potencia, para los efectos de aplicación de multas o sanciones, solo se considerará la desconexión del 6 de marzo de 2016, la misma que se encuentra

dentro de la tolerancia establecida en el Procedimiento, por lo que no correspondería la aplicación de sanción alguna por este concepto.

c) Indicador de “Indisponibilidad” en Transformadores de Potencia

Ítem	Código de Equipo	Lugar	Tensión	Tolerancia “Indisponibilidad” Anual	Indicador “Indisponibilidad” Anual 2016	Excedió Tolerancia anual:2016
1	(TP2123601002)- 58/10	El Carmen	≥30<60	4.00	8.69	4.69

La imputación se realizó por la siguiente desconexión.

Ítem	Empresa	Elemento	Código	Código de Reporte	Fecha de DCNX	Duración real [HORAS]
1	ELECTRO DUNAS	Transformador	EL CARMEN - (TP2123601002) - 58/10	164261	24/12/2016 01:05	8,69
TOTAL						8,69

Es importante señalar que, a través del Memorandum N° DSR-1563-2017, del 12 de octubre de 2017, emitido por la División de Supervisión Regional, se evidenció lo sostenido por ELECTRO DUNAS. Así, en aplicación de la BMNTCSE y BMNTCSER relacionada al Procedimiento, correspondiente al año 2016, se habrían efectuado las siguientes compensaciones:

Código de Reporte	Código de Interrupción	Inicio de interrupción	Fin de interrupción	Suministros Afectados	Suministros Compensados
164261	721557	24/12/2016 1:05	24/12/2016 9:46	18	18
164261	721558	24/12/2016 1:05	24/12/2016 9:46	1	1

El numeral 6.2 del Procedimiento, en relación a los Indicadores de Performance, indica que para el cálculo de los indicadores de performance:

“Quedaran exceptuadas las siguientes desconexiones:

(...)

2. Interrupciones que hayan dado lugar a compensaciones por transgresión de la NTCSE”

Por tanto, habiéndose verificado que ELECTRO DUNAS realizó compensaciones a los usuarios afectados por transgresión de los indicadores de calidad, corresponde considerar que ELECTRO DUNAS no excedió el indicador de indisponibilidad en Transformadores de Potencia.

4.4 Respecto a no haber presentado su Plan de mejoramiento de instalaciones y/o reemplazo de equipos para el año 2016

El numeral 3.3 del Oficio N° 368-2017 imputa a ELECTRO DUNAS el incumplimiento de lo establecido en el ítem 07 del Cuadro N° 3 del numeral 8 del Procedimiento.

En este caso, se imputa a ELECTRO DUNAS el haber incumplido el ítem 07 del Cuadro N° 3 del numeral 8 del Procedimiento el cual señala:

“8 PLAZOS PARA REMITIR LA INFORMACIÓN

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

Cuadro N° 3: Plazos para remitir información

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA	PLAZO
.....			
07	Programa de Mejoramiento de Instalaciones y/o Reemplazo de equipos.	Anual	Hasta el 31 de diciembre del año anterior a la aplicación del respectivo programa o plan
.....			

(...)

ELECTRO DUNAS, en sus descargos, señala que las mejoras en las instalaciones de transmisión fueron incluidas en el Plan de Inversiones aprobado por Osinergmin, el cual fue actualizado en el año 2014, definiéndose proyectos a ejecutar en el año 2015, 2016 y 2017, los cuales están consignados en el Informe N° 0560-2014-GART, emitido por Osinergmin en noviembre del 2014.

Agrega que como parte del “Procedimiento para la supervisión del cumplimiento del Plan de Inversiones de los Sistemas secundarios y Complementarios de Transmisión”, Resolución N° 198-2013-OS/CD, remitió el avance de la ejecución de los proyectos contemplados en el Plan de Inversiones 2013 - 2017, correspondiente al año 2016.

Lo señalado por ELECTRO DUNAS ha sido verificado por Osinergmin, además observamos que la información no ha sido reportada a través del Procedimiento.

Sin embargo, en virtud del principio de informalismo consagrado en el numeral 1.6 del Artículo IV del Título Preliminar de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, corresponde considerar que ELECTRO DUNAS cumplió en este extremo lo estipulado en el Procedimiento.

4.5 Respecto a no haber reportado 4 programas de mantenimiento a través del Anexo 4.1 del Procedimiento: tres (3) de líneas de transmisión y uno (1) de equipos de subestación

Respecto a estas imputaciones es pertinente mencionar:

Desconexión de la L-6605-01 S.E. P156 de L-6605 - S.E. Alto La Luna:

ITEM	LINEA/EQUIPOS	INICIO	FIN	DURACION	POTENCIA AFECTADAS	OBSERVACIONES/COMENTARIOS de EMPRESA
1	L-6605-01 S.E. P156 de L-6605 - S.E. ALTO LA LUNA	11/09/2016 07:06	11/09/2016 14:38	7,52	4,9	Desconexión programada de la línea 60kV L6605 (Asociado a la línea L6605-01), en el periodo de 07:00 a 15:00 horas. A solicitud de ELD, con el objeto de realizar Modernización de equipos AT (Reemplazar el disyuntor del T1 en la SET Alto la Luna) y rehabilitación de obras civiles lado de bahía 60kV en la SET Pisco. Afectando la continuidad del Suministro eléctrico en la SET Alto la Luna t SET Pisco.

**RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 745-2018**

De la revisión del diagrama unifilar del sistema eléctrico de ELECTRO DUNAS, se observa que, en efecto, la L-6605-01 S.E. P156 de L-6605- S.E. Alto La Luna, es una derivación de la línea 60kV L6605, que es la línea de transmisión troncal.

La desconexión de la L-6605 afecta a su derivación L-6605-01. ELECTRO DUNAS sí reporto la desconexión de la Línea L-6605, y al tratarse la línea L-6605-01 de una derivación, podemos concluir que ELECTRO DUNAS cumplió el procedimiento en este extremo.

Desconexión de la L-6630-02 S.E. Nasca - S.E. Puquio:

ITEM	LINEA/ EQUIPOS	INICIO	FIN	DURACION	POTENCIA AFECTADAS	OBSERVACIONES/COMENTARIOS de EMPRESA
2	L-6630-02 S.E. NASCA - S.E. PUQUIO	6/11/2016 05:05	6/11/2016 13:26	8.35	2.28	A solicitud de la empresa Isa-Transmataro - Proyecto de la Nueva Línea AT en 500kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo, con el objeto de realizar tendido de conductor de cable guarda y OPGW en los cruces de la línea de transmisión 500kV con la línea 60kV L-6630-02. Afectando la línea 60kV L6630-03, SET Puquio y SET Coracora (Propiedad de ADINELSA).

Los descargos de ELECTRO DUNAS se encuentran efectivamente sustentados en la Resolución N° 143-2016-OSDSE/UTRA, del 27 de octubre de 2016, Expediente N° EC-2016-171, SIGED N° 201600155867. ELECTRO DUNAS no ha habría incumplido el Procedimiento en este extremo.

Desconexión de la L-6604-01 S.E. P121 de L-6604 - S.E. EL CARMEN:

ITEM	LINEA/ EQUIPOS	INICIO	FIN	DURACION	POTENCIA AFECTADAS	OBSERVACIONES/COMENTARIOS de EMPRESA
3	L-6604-01 S.E. P121 de L-6604 - S.E. El Carmen	20/11/2016 07:10	20/11/2016 17:19	10.16	2.08	Desconexión programada de la línea 60kV L6604 (Asociado a la línea L6604-01), en el periodo de 07:00 a 17:00 horas. A solicitud de ELD. Con el objeto de realizar la tercera parte del proyecto de ampliación de capacidad de transmisión en las líneas 60kV L-6603/04. Afectando la continuidad del Suministro eléctrico en la SET El Carmen y Pueblo Nuevo.

La Línea L-6604-01 S.E. P121 de L-6604- S.E. El Carmen, es una derivación de la línea 60kV L6604, que es la línea de transmisión troncal. La desconexión de la L-6604 afecta a su derivación L-6604-01.

Los descargos de ELECTRO DUNAS se encuentran sustentados en la Resolución N° 163-2016-OS/DSE/UTRA, del 14 de noviembre de 2016 del Osinergmin, Expediente N° EC-2016-179, SIGED N° 201600163642. ELECTRO DUNAS no ha habría incumplido el Procedimiento en este extremo.

**Desconexión del transformador de potencia TP4260231001 S.E. Santa
 Margarita:**

ITEM	LINEA/EQUIPOS	INICIO	FIN	DURACION	POTENCIA AFECTADAS	OBSERVACIONES/COMENTARIOS de EMPRESA
1	(TP4260231001) S.E. Santa Margarita	20/03/2016 07:01:33	20/03/2016 20:04:36	13.05	5.69	Desconexión programada de la línea 60kV L6624 en el periodo de 07:00 a 17:00 horas. A solicitud de ELD para reemplazar conductor (AAAC 120), cadena de aisladores y ferretería; de P17 - P35 y P36 - P89 de la línea 60kV L-6624. Afectando la continuidad del Suministro en la SET Sta. Margarita. Nota: L6624 y L6625 en doble terna hasta la P17.

Con la desconexión de la línea 60kv L-6624 S. E. Ica- Santa Margarita por la cual se reportó el programa de mantenimiento, se afectaba el transformador de potencia TP4260231001 S.E. Santa Margarita. ELECTRO DUNAS habría reportado efectivamente esta desconexión, por lo que no incumplió en este extremo el Procedimiento.

4.6 Respecto a reportar fuera de plazo nueve (9) programas de mantenimiento a través del Anexo 4.1 del Procedimiento: seis (6) líneas de transmisión y tres (3) equipos de subestación

El numeral 8 del Procedimiento "Plazos para remitir la información" establece:

PLAZOS PARA REMITIR LA INFORMACIÓN.

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

Cuadro N° 3: Plazos para remitir información

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA	PLAZO
05	Registro de programas de mantenimiento que involucren interrupción de suministro público de electricidad.	En la oportunidad que se programen	48 horas antes de realizar la interrupción

RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 745-2018

Para nuestro análisis, evaluaremos el siguiente Cuadro:

Nro. programa	Fecha envío	Línea/equipos	Fecha inicio prog.	Fecha fin prog.	Fecha inicio real	Fecha fin real	Actividades	Local. Afect.	Pot. Rest.	Plazo (hr)
25131	18/03/2016 17:30:00	L-6624 ICA - SANTA MARGARITA	20/03/2016 07:00:00	20/03/2016 17:00:00	20/03/2016 07:18:00	20/03/2016 20:04:00	Reparación o reemplazo de Conductores	Distrito de Pueblo Nuevo, Santiago, Lo Aquijos, Pachacútec Ocucaje, etc.	18.12	37.50
25131	18/03/2016 17:30:00	L-6624 ICA - SANTA MARGARITA	20/03/2016 07:00:00	20/03/2016 17:00:00	20/03/2016 07:18:00	20/03/2016 20:04:00	Reparación o reemplazo de grapas	Distrito de Pueblo Nuevo, Santiago, Lo Aquijos, Pachacútec Ocucaje, etc.	18.12	37.50
25131	18/03/2016 17:30:00	L-6624 ICA - SANTA MARGARITA	20/03/2016 07:00:00	20/03/2016 17:00:00	20/03/2016 07:18:00	20/03/2016 20:04:00	Cambio de Aisladores	Distrito de Pueblo Nuevo, Santiago, Lo Aquijos, Pachacútec Ocucaje, etc.	18.12	37.50
25398	25/08/2016 16:52:39	L-6623 ICA - ICA NORTE	14/08/2016 07:00:00	14/08/2016 17:00:00	14/08/2016 07:05:35	14/08/2016 15:56:25	Expansión o reforzamiento de redes	Distrito de San Juan Bautista, Subtanjalla Salas Guadalupe parcialmente cercado de Ica	21.39	-273.88
25425	09/09/2016 16:53:01	L-6605 INDEPENDENCIA PISCO	11/09/2016 07:00:00	11/09/2016 15:00:00	11/09/2016 07:06:56	11/09/2016 14:38:00	Otros	Distrito de Pisco Túpac Amaru, San Clemente	20.6	38.12
25425	09/09/2016 16:53:01	L-6605 INDEPENDENCIA PISCO	11/09/2016 07:00:00	11/09/2016 15:00:00	11/09/2016 07:06:56	11/09/2016 14:38:00	Reemplazo o mantenimiento de ferretería	Distrito de Pisco Túpac Amaru, San Clemente	20.6	38.12
25132	18/03/2016 17:34:26	(TP4258231003) SANTA MARGARITA	20/03/2016 07:00:00	20/03/2016 17:00:00	20/03/2016 07:01:00	20/03/2016 20:04:00	Otros	Santiago, Ocucaje Pachacútec, Pueblo Nuevo, Tate, Lo Aquijos	17.64	37.43
25426	09/09/2016 17:52:02	(TP3356221003) ALTO LA LUNA	11/09/2016 07:00:00	11/09/2016 15:00:00	11/09/2016 07:04:57	11/09/2016 14:41:52	Otros	Distrito de San Clemente, Túpac Amaru, San Andrés Pisco	11.55	37.13
25427	09/09/2016 18:06:05	(TP3142601002) PISCO	11/09/2016 07:00:00	11/09/2016 15:00:00	11/09/2016 07:04:47	11/09/2016 14:40:41	Otros	Distrito de San Clemente, Túpac Amaru, San Andrés Pisco	5.71	36.90

En relación al cuadro anterior, podemos observar que las desconexiones se produjeron en tres circuitos en las fechas 18 de marzo de 2016, 25 de agosto de 2016 y 9 de setiembre de 2016. Estas desconexiones no se habrían realizado dentro del plazo establecido.

El sistema de información (SITRAE) permite reportar los programas de mantenimiento por todo un circuito en función a las instalaciones que se afectan con las interrupciones. En este caso tenemos que los programas reportados con los códigos 25131 y 25132 corresponden a un mismo circuito; de forma similar, el programa reportado con código 25398 por una parte, y los programas reportados con códigos 25425, 25426 y 25427 por otra, corresponden circuitos independientes. Se trata entonces de tres programas de mantenimiento, ninguno de los cuales fueron reportados dentro del plazo establecido por el Procedimiento.

En relación a los descargos específicos que ELECTRO DUNAS realiza sobre esta imputación en su Carta N° GO-0279-2017/TX y que reitera en su Carta N° GO-240-2018/T, debemos mencionar que la obligación de reportar los programas de mantenimiento a través del Anexo 4.1 se encuentra claramente establecida en el Procedimiento; como hemos señalado en repetidas ocasiones,

la responsabilidad que asiste a los administrados es de naturaleza objetiva y el hecho que el Portal de Osinergmin indique, o no, que los reportes se realizan fuera de plazo, no eximen a ELECTRO DUNAS de la responsabilidad que efectivamente tiene de cumplir con la normativa del sector.

Del análisis previamente realizado, podemos concluir que ELECTRO DUNAS ha incumplido en reportar tres (3) programas de mantenimiento a través del Anexo 4.1 del Procedimiento.

4.7 Respecto a la graduación de la sanción

No reportó una (1) desconexión que interrumpió el suministro eléctrico por más de tres (3) minutos en la Línea de Transmisión 60 kV, L-6623 Ica – Ica Norte, producido el 10 de marzo de 2016, a las 08:30 horas

Con esta infracción se incumplió con lo establecido en el ítem 01, del Cuadro N° 3, del numeral 8 del Procedimiento, hecho que constituye infracción según el numeral 9 del Procedimiento, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el numeral 1.2 del Anexo 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobada mediante Resolución de Consejo Directivo N° 285-2009-0S/CD.

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

Descripción	Cantidad
Longitud de líneas de transmisión que opera la concesionaria.	483.78 km (Mayores de 200 kilómetros)
No reportar desconexiones que interrumpen el suministro eléctrico por más de tres (03) minutos	1

Por lo tanto, la sanción a aplicarse es la siguiente:

Multa = 1.25 UIT

Reportar fuera de plazo tres (03) programas de mantenimiento a través del Anexo 4.1 del Procedimiento

Con estas infracciones se incumplió con lo establecido en el ítem 05, del Cuadro N° 3, del numeral 8 del Procedimiento, hecho que constituye infracción según el numeral 9 del Procedimiento, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el numeral 1.4 del Anexo 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobada mediante Resolución de Consejo Directivo N° 285-2009-0S/CD.

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

Descripción	Cantidad
Longitud de líneas de transmisión que opera la concesionaria.	483.78 km (Mayores de 200 kilómetros)
Reportar fuera de plazo programas y/o ejecuciones de mantenimientos, hasta por 3 días atraso	01

Por lo tanto, la sanción a aplicarse es la siguiente:

Multa = 0.60 UIT

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

SE RESUELVE:

Artículo 1.- SANCIONAR a la empresa ELECTRO DUNAS S.A.A. con una multa ascendente a 1.25 Unidades Impositivas Tributarias, vigentes a la fecha de pago, por no haber reportado una (1) desconexión que interrumpió el suministro eléctrico por más de tres (3) minutos en la Línea de Transmisión 60 kV, L-6623 Ica – Ica Norte, producido el 10 de marzo de 2016, a las 08:30 horas, habiendo incumplido con lo establecido en el ítem 01, literal a), 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 N° 091-2006-OS/CD, hecho que constituye infracción según el numeral 9 del referido Procedimiento, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el numeral 1.2 del Anexo 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobada mediante Resolución de Consejo Directivo N° 285-2009-OS/CD, consignado en la Escala de Multas y Sanciones de Osinergmin, aprobada mediante Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD.

Código de Infracción: 1700011132-01

Artículo 2.- ARCHIVAR el procedimiento administrativo sancionador iniciado a la empresa ELECTRO DUNAS S.A.A. respecto a las imputaciones contenidas en los literales b), c) y d) del numeral 1.2 de la presente Resolución. Asimismo, **ARCHIVAR** parte de la imputación señalada en el literal e) del numeral 1.2 de la presente Resolución, siendo que se ha comprobado que ELECTRO DUNAS S.A.A. incumplió en reportar únicamente tres (3) programas de mantenimiento (y no nueve (9) como originalmente lo señalaba el Oficio 368-2017).

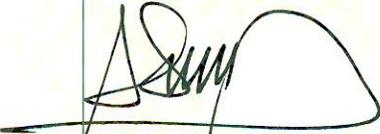
Artículo 3.- SANCIONAR a la empresa ELECTRO DUNAS S.A.A. con una multa ascendente a 0.6 Unidades Impositivas Tributarias, vigentes a la fecha de pago, por reportar fuera de plazo tres (3) Programas de Mantenimiento a través del Anexo 4.1 del Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión, aprobado mediante la Resolución N° 091-2006-OS/CD, incumpliendo así con lo establecido en el ítem 05 del Cuadro N° 3 del numeral 8 del referido

**RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 745-2018**

Procedimiento, hecho que constituye infracción según el numeral 9 del Procedimiento, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el numeral 1.4 del Anexo 14 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobada mediante Resolución de Consejo Directivo N° 285-2009-OS/CD, consignado en la Escala de Multas y Sanciones de Osinergmin, aprobada mediante Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD.

Código de Infracción: 1700011132-02

Artículo 4.- DISPONER que el monto de la multa sea depositado en la cuenta recaudadora N° 193-1510302-0-75 del Banco de Crédito del Perú o en la cuenta recaudadora del Scotiabank Perú S.A.A., importes que deberá cancelarse en un plazo no mayor de quince (15) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente Resolución, debiendo indicarse al momento de la cancelación al banco el número de la presente Resolución y los códigos de infracción, sin perjuicio de informar en forma documentada a Osinergmin del pago realizado.



Leonidas Sayas Poma
Gerente de Supervisión de Electricidad