

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 257-2018**

Lima, 30 de enero del 2018

Exp. N° 2017-012

VISTO:

El expediente SIGED N° 201600135634, referido al procedimiento administrativo sancionador iniciado a través del Oficio N° 61-2017, a la empresa RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A. (en adelante, REP), identificada con R.U.C. N° 20504645046.

CONSIDERANDO:

1. ANTECEDENTES

- 1.1. Mediante el Informe Técnico N° DSE-UTRA-684-2016 se recomendó el inicio de un procedimiento administrativo sancionador a la empresa REP, por presuntamente incumplir con el Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011, aprobado por la Resolución Ministerial N° 214-2011-MEM/DM.
- 1.2. El referido informe recomendó el inicio del procedimiento administrativo sancionador por las infracciones detalladas a continuación:
 - a) En la S.E. Amarilis no disponía de telecomando de los equipos de maniobra, lo que demuestra la falta de mantenimiento y de personal para ejecutar maniobras en forma local.
 - b) No disponía de telecomando de los equipos en las SS.EE. Paragsha 2 y Huánuco.¹
- 1.3. Mediante el Oficio N° 61-2017, notificado el 30 de enero de 2017, se inició un procedimiento administrativo sancionador a REP por los presuntos incumplimientos señalados en el numeral precedente.
- 1.4. A través de la Carta N° CS-148-17011348, recibida el 20 de febrero de 2017, REP remitió sus descargos al procedimiento administrativo sancionador iniciado, manifestando lo siguiente:

En la S.E. Amarilis no disponía de telecomando de los equipos de maniobra, lo que demuestra la falta de mantenimiento y de personal para ejecutar maniobras en forma local

- a) En concordancia con la Resolución de Consejo Directivo N° 082-2015-OS/CD, la S.E. Amarilis tiene implementada la operación y supervisión de forma remota desde el Centro de Control con personal las 24 horas del día, para lo que cuenta con sistemas de comunicaciones redundantes y

¹ Cabe precisar que, si bien en el Oficio N° 61-2017 también se hace referencia a incumplimientos en la S.E. Amarilis, éstos ya se encuentran incluidos dentro de la primera imputación.

dos sistemas SCADA/EMS instalados en las SS.EE. San Juan y La Planicie.

- b) Cuenta con asistentes de subestaciones que verifican en sitio las maniobras de las SS.EE. Huánuco y Amarilis. El desplazamiento a la S.E. Amarilis es de aproximadamente 30 minutos.
- c) La pérdida de supervisión de la S.E. Amarilis se debió a que los equipos de comunicaciones (Router Cisco 19055 y Switch Cisco 3905) quedaron sin alimentación de corriente alterna de 220 VAC debido a la falla en el automatismo del sistema de transferencia del grupo electrógeno.
- d) A fin de asegurar la operación remota desde el Centro de Control, realizó la corrección de la falla y pruebas del automatismo de transferencia del grupo electrógeno. Adicionalmente, instaló un inversor de 48 VDC a 220 VAC, como respaldo para la alimentación de los equipos de comunicaciones para casos de falla del grupo electrógeno.

No disponía de telecomando de los equipos en las SS.EE. Paragsha 2 y Huánuco

- a) En concordancia con la Resolución de Consejo Directivo N° 082-2015-OS/CD, la S.E. Paragsha 2 tiene implementada la operación y supervisión de forma remota desde el Centro de Control con personal las 24 horas del día, para lo que cuenta con sistemas de comunicaciones redundantes y dos sistemas SCADA/EMS instalados en las SS.EE. San Juan y La Planicie.
- b) Cuenta con asistentes de subestaciones que verifican en sitio las maniobras de las de las SS.EE. Carhuamayo Nueva y Paragsha 2. El asistente normalmente está ubicado en la S.E. Paragsha 2 y el desplazamiento a la S.E. Carhuamayo le toma aproximadamente 90 minutos; sin embargo, el día del evento el asistente se encontraba en la S.E. Carhuamayo Nueva, atendiendo una falla en la línea L-2294.
- c) En la S.E. Paragsha 2, la falta de telecomando de los equipos se debió a que el relé 86B de Disparo y Bloqueo de la protección diferencial de barras en prueba se encontraba extraído, bloqueando el mando de cierre del interruptor IN-4092 del transformador T37-11. Como medida correctiva se repuso el relé 86B y se aislaron los disparos de la protección diferencial de barras, quedando habilitados los mandos.
- d) Por otro lado, en la S.E. Huánuco la falta de telecomando del interruptor IN-4064 de la línea L-1144 se debió al falso contacto de un relé auxiliar de la caja de mando del interruptor. El día del evento se identificó el problema restableciendo los circuitos de cierre de interruptor y verificándose la operatividad del equipo. Viene efectuando los mantenimientos diligentemente de acuerdo a su estrategia basada en el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM).

- 1.5. A través de la Resolución de División de Supervisión de Electricidad N° 1674-2017, notificada el 12 de octubre de 2017, Osinergmin dispuso ampliar por tres (03) meses el plazo para resolver el presente procedimiento administrativo sancionador.

- 1.6. Mediante el Oficio N° 1-2018-DSE/CT, notificado el 18 de enero de 2018, Osinergmin notificó a REP el Informe Final de Instrucción N° 2-2018-DSE, otorgándole un plazo de cinco (5) días hábiles a fin de que formule sus descargos.
- 1.7. A través de la Carta N° CS-007-18031348, recibida el día 25 de enero de 2018, REP presentó sus descargos al Informe Final de Instrucción, manifestando lo siguiente:
- a) Para determinar si la Regla 121.A del Código Nacional de Electricidad es o no cumplida y, por ende, pasible de sanción, es necesario saber si el equipo está o no sometido a inspección y mantenimiento en los intervalos o frecuencias que según las buenas prácticas o experiencia se consideren necesarios.
 - b) No se incumplió con inspeccionar o mantener los intervalos que según las buenas prácticas o experiencia se consideren necesarios, dado que se ha acreditado el cumplimiento de la “Guía de Aplicación Normalizada para Realizar Prueba de Transferencia Automática con Carga del Grupo Electrónico”, que fue elaborada el 15 de marzo de 2012, y que consta de múltiples revisiones, expresando, en su contenido, que el mantenimiento es de periodicidad anual, en tanto que la inspección es mensual.
 - c) Desde la Puesta en Operación Comercial (en adelante, POC), cada mes inspeccionó el estado de todos los componentes de la subestación, dentro de los cuales se encuentra el grupo electrónico y otros componentes que sirven para dar energía a los equipos de telecomando, entre otros. Asimismo, teniendo en cuenta que el mantenimiento es de periodicidad anual y que la POC fue en enero de 2016, el mantenimiento estaba previsto para enero de 2017, por lo que aún faltaban 3 meses para efectuarlo.
 - d) Existe una situación de caso fortuito, dado que el equipamiento fue revisado antes de la POC e inspeccionado posteriormente de manera mensual, lo que incluso fue también realizado por Osinergmin, que dio conformidad a la operatividad del proyecto de la S.E. Amarilis, cuya POC fue en enero de 2016, tan solo 9 meses antes del incidente, por lo que dicha revisión resulta vinculante a la aseveración de la corrección y probidad de los equipamientos y su funcionamiento.
 - e) La energización de la S.E. Huánuco estaba condicionada a la energización de la L-1144 que proviene de la S.E. Amarilis, cuyo diseño fue aprobado en su oportunidad por la autoridad competente.
 - f) Por lo descrito anteriormente, no existe una correlación entre las imputaciones y la presunta e inexistente ausencia de programación de mantenimiento y, mucho menos, de inspecciones.
- 1.8. Mediante el Memorandum N° DSE-CT-53-2018, de fecha 30 de enero 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-PCM², 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 la normativa vigente.
- 3.2. Respecto a que en la S.E. Amarilis no se disponía de telecomando de los equipos de maniobra, lo que demuestra la falta de mantenimiento y de personal para ejecutar maniobras en forma local.
- 3.3. Respecto a que no disponía de telecomando de los equipos en las SS.EE. Paragsha 2 y Huánuco.
- 3.4. Respecto a la graduación de la sanción.

4. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

4.1. Respecto a las obligaciones contenidas en la normativa vigente

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

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

² Publicado en el Diario Oficial "El Peruano" el 12 de febrero de 2016.

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

La sección 12 del referido Código corresponde a la “Instalación y Mantenimiento de Equipos”, y dispone que todo equipo eléctrico debe ser construido, instalado y sometido a mantenimiento. Así, la Regla 121.A establece que los equipos eléctricos serán sometidos a inspección y mantenimiento en los intervalos o frecuencias que, según las buenas prácticas, se consideren necesarios.

Asimismo, se debe tener en cuenta que, de acuerdo con lo establecido en el literal e) del artículo 31 del Decreto Ley N° 25844⁴, Ley de Concesiones Eléctricas, los concesionarios de generación, transmisión y distribución están obligados a cumplir con el Código Nacional de Electricidad.

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

4.2. Respecto a que en la S.E. Amarilis no se disponía de telecomando de los equipos de maniobra, lo que demuestra la falta de mantenimiento y de personal para ejecutar maniobras en forma local

Es preciso indicar que la S.E. Amarilis es una subestación nueva pues fue puesta en operación comercial recién en diciembre de 2015. En ese sentido, REP debió contar con los respaldos suficientes en la alimentación de corriente alterna que le permitiesen tener operativos los equipos que así lo requerían.

Asimismo, cabe agregar que las buenas prácticas en subestaciones recomiendan que se disponga, como primer respaldo, inversores DC/AC; y, como segundo respaldo, grupos electrógenos.

En ese sentido, los protocolos de puesta en servicio de la S.E. Amarilis debieron garantizar el correcto funcionamiento de la fuente alterna. Resulta oportuno señalar que en el evento ocurrido el 3 de setiembre de 2016 se detectó la falta de corriente alterna de respaldo; sin embargo, no se actuó con la urgencia que el problema ameritaba. Asimismo, en el evento ocurrido el 12 de setiembre de 2016, se volvió a presentar la deficiencia. Adicionalmente, corresponde indicar que, ante la falta de telecomando, el COES solicitó personal en el sitio para la ejecución de maniobras en forma local; sin embargo, el Centro de Control de REP no atendió el requerimiento.

De igual modo, se debe resaltar que para la operación remota de las subestaciones de potencia se debe garantizar el funcionamiento del telecomando de los equipos de maniobra de éstas. Esta condición se consigue mediante la implementación de sistemas redundantes, como, por ejemplo, disponer de dos medios de comunicaciones o dos fuentes de alimentación de energía.

Adicionalmente, cabe indicar que en las subestaciones se disponen de bancos de baterías que permiten mantener la energía para realizar los telecomandos y

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

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

no solamente depender del grupo electrógeno. En ese sentido, si algún elemento de la cadena del telecomando requiere energía alterna, se utilizan equipos inversores. Así, la tecnología actual ofrece diversas soluciones que REP debió tener en cuenta para el cumplimiento de la normatividad vigente y, por lo tanto, contar con un telecomando que funcione.

Por otro lado, si bien REP alega que el mantenimiento del grupo electrógeno se realiza en periodos anuales, según la “Guía de Aplicación Normalizada para Realizar Prueba de Transferencia Automática con Carga del Grupo Electrógeno”, es importante resaltar que, a fin de garantizar el correcto funcionamiento de los equipos ante una situación de emergencia, las buenas prácticas recomiendan ejecutar arranques quincenales en vacío y con la demanda de la subestación cada mes.

En este extremo, cabe resaltar que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 23 del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS-CD, la responsabilidad administrativa por el incumplimiento de la normativa bajo el ámbito de competencia de Osinergmin *“es determinada de forma objetiva, conforme a lo previsto en los artículos 1 y 13 de las Leyes Nos. 27699 y 28964, respectivamente”*. En ese sentido, le correspondía a REP efectuar las gestiones necesarias para garantizar el funcionamiento del telecomando en todo momento, y las acciones correctivas efectuadas con posterioridad no desvirtúan de modo alguno la infracción en que REP incurrió. De igual modo, el hecho de que Osinergmin haya aprobado la POC no excluye la responsabilidad de que la empresa efectúe mantenimientos preventivos, teniendo en consideración las buenas prácticas. Por tal motivo, el supuesto caso fortuito alegado por REP carece de sustento.

De acuerdo a lo señalado en los párrafos precedentes, REP ha incumplido lo dispuesto en la Regla 121.A del Código Nacional de Electricidad, siendo pasible de sanción de acuerdo a lo previsto en el numeral 1.6 del Anexo N° 1 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad.

No obstante, se debe tener en cuenta que, si bien en el Oficio que dio inicio al presente procedimiento administrativo sancionador se hizo referencia a que el hecho bajo análisis incumplía también la Resolución de Consejo Directivo N° 082-2015-OS/CD, es preciso indicar que dicha Resolución aprobó los “Porcentajes para Determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Transmisión”, aplicables para el periodo comprendido entre el 1 de mayo de 2015 y el 30 de abril de 2021; sin embargo, el hecho imputado no se encuentra establecido como una obligación eventualmente sancionable en la referida Resolución, por lo que corresponde archivar este extremo de la imputación.

4.3. Respecto a que no disponía de telecomando de los equipos en las SS.EE. Paragsha 2 y Huánuco

De acuerdo a lo explicado en el numeral precedente, es necesario reiterar que de acuerdo a lo establecido en el artículo 23 del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS-CD, la responsabilidad administrativa por el incumplimiento de la normativa bajo el ámbito de competencia de Osinergmin *“es determinada de forma*

objetiva, conforme a lo previsto en los artículos 1 y 13 de las Leyes Nos. 27699 y 28964, respectivamente”.

En ese sentido, si bien REP argumenta haber tenido problemas particulares que impidieron el funcionamiento del telecomando, es obligación de la empresa adoptar las medidas y efectuar las gestiones necesarias que aseguren su funcionamiento en todo momento, por lo que lo alegado por REP no desvirtúa la imputación efectuada. Asimismo, es necesario precisar que las medidas correctivas efectuadas con posterioridad a la comisión de la infracción no desvirtúan en modo alguno su responsabilidad administrativa en el presente caso.

De igual modo, es necesario destacar que el hecho de que la S.E. Huánuco estuviese condicionada a la energización de la L-1144 que proviene de la S.E. Amarilis, cuyo diseño fue aprobado por la autoridad respectiva, no excluye la obligación de REP de mantener sus equipos en funcionamiento, de acuerdo a la normativa vigente.

Por tal motivo, REP ha incumplido lo dispuesto en la Regla 121.A del Código Nacional de Electricidad, siendo pasible de sanción de acuerdo a lo previsto en el numeral 1.6 del Anexo N° 1 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad.

4.4. Graduación de la sanción

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

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

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

Respecto a la probabilidad de detección, se debe precisar que se ha asumido que ésta es equivalente a (1), conforme se desarrollará con mayor detalle en las siguientes secciones.

Respecto a la gravedad del daño al interés público y/o bien jurídico protegido, cabe mencionar que ésta se encuentra representada por la falta de servicio eléctrico durante los días 3 y 12 de setiembre de 2016.

Respecto al perjuicio económico causado, se debe indicar que éste se encuentra representado por la energía eléctrica no suministrada y será incluido en la fórmula para calcular la sanción a imponer.

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

En relación al beneficio ilícito, se debe precisar que éste se encuentra representado por los costos evitados por la empresa y se tendrá en cuenta para la fórmula de graduación de la sanción, conforme se desarrollará en las siguientes secciones.

Metodología

La metodología de determinación de sanciones utilizada por Osinergmin establece que las multas y sanciones deben representar un mecanismo disuasivo de aquellas conductas que se consideran inadecuadas, buscando que las empresas cumplan con la normatividad.⁶

En el presente caso, se considera que la empresa tendrá incentivos a incurrir en el escenario de incumplimiento en la medida que los beneficios ilícitos sean mayores a la multa, considerando una determinada probabilidad de detección y sanción. Se asume que el escenario de incumplimiento tiene una probabilidad de detección igual a “p”⁷ y una probabilidad de no detección igual a “1-p”; entonces, el beneficio esperado de una empresa (E(B)) al cometer la infracción será igual a:

$$E(B) = (1 - p)B + p(B - M), \quad (1)$$

Donde E(B) es igual al beneficio esperado de la empresa por incumplimiento, y M es el monto de la multa que hace indiferente a la empresa entre cometer o no la infracción.

Bajo el enfoque de incentivos, M debe ser calculado de tal forma que se logre que el valor esperado de los beneficios asociados a la conducta ilícita sea nulo, a fin de que la empresa infractora sea indiferente a cometer dicha falta.⁸ Ello se obtiene cuando:

⁶ El marco teórico del cálculo de multas y sanciones se encuentran, por ejemplo, en los Documentos de Trabajo (DT) N° 06 “Problemática de la Supervisión de la Calidad del Servicio Eléctrico en el Perú” (p. 44); DT N° 10 “Sistemas de Supervisión y Esquemas de Sanciones para el Sector Hidrocarburos”, y DT N°20 “Sanciones por Daños Ambientales para la Fiscalización de la Industria de Hidrocarburos en el Perú”, preparados por la Gerencia de Políticas y Análisis Económico. Estos documentos se encuentran disponibles en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/estudios_economicos/documentos-de-trabajo

⁷ Esta probabilidad se puede interpretar como el producto de las probabilidades de detección y sanción de la infracción en el caso que estas sean independientes.

$$0 = (1 - p) B + p (B - M) \rightarrow M * = (B/p) * (1 + A), \quad (2)$$

Donde:

B: Beneficio Ilícito de la empresa por incumplimiento de la Ley de Concesiones.

M: Multa disuasiva en el escenario de la infracción.

A: Factor atenuante o agravante.

P: Probabilidad de detección de la infracción.

El esquema indica que el cálculo de la multa disuasiva debe ser proporcional al Beneficio Ilícito de la empresa al cometer la infracción e inversamente proporcional a la probabilidad de detección de dicho escenario. Sin embargo, la efectividad del sistema también dependerá de los recursos destinados a la supervisión y fiscalización, los cuales aumentan la probabilidad de detección. De igual forma, se añade un componente "A", el cual resume un conjunto de factores atenuantes y agravantes de la sanción.

La metodología utilizada admite la incorporación de un componente adicional a la ecuación de la multa (2) el cual equivale a un porcentaje "α" del valor económico del daño ocasionado. La incorporación de una fracción "α" del valor del daño es una señal que induce, de alguna manera, a la empresa infractora internalizar los costos generados a la sociedad por la falta⁹ ocasionada. En ese sentido, la multa quedaría expresada de la siguiente forma:

$$M = [(B + \alpha D)/p] * (1 + A), \quad (3)$$

Donde:

α: porcentaje equivalente al 5%¹⁰;

D: valor económico del daño generado a la sociedad como consecuencia de la infracción.

Beneficio Ilícito

El beneficio ilícito es calculado como el Costo Evitado relacionado con el incumplimiento de la Regla 121.A del Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011.

Los Costos Evitados por REP son calculados de acuerdo a los datos proporcionados en el Informe Técnico N° DSE-UTRA-684-2016, que dio origen al presente procedimiento, así como a los costos en mantenimiento preventivo del sistema de telecomando de las SS.EE. Paragsha 2, Amarilis y Huánuco y a la falta de operador local en la subestación Amarilis, lo que hubiera permitido mantenerlo en buenas condiciones operativas y contar con el debido personal operativo en sitio para las maniobras en el momento oportuno, lo que originó la

⁸ Se asume en este contexto que la empresa infractora es neutral al riesgo de ser sancionada.

⁹ En el marco jurídico peruano, son los usuarios afectados quienes deben exigir compensaciones a través de la vía civil en el Poder Judicial por los daños causados por las infracciones de las empresas, por lo cual la sanción administrativa no puede incorporar el 100% del valor del daño en la sanción.

¹⁰ Establecido en la Resolución de Gerencia General N° 032-2005-OS/GG.

demora en la recuperación del servicio ante los eventos ocurridos el 3 y 12 de setiembre de 2016.

Respecto a la primera imputación, los costos corresponden a las labores de mantenimiento preventivo del sistema de telecomando de la S.E. Amarilis, y la falta de operador para las maniobras en forma local de la subestación, por lo que el Costo Evitado por REP asciende a US\$ 12 641.59 (Cuadro N° 1)

Cuadro N° 1

Costos evitados de Mantenimiento sistema de control y falta de operador local de subestación

Costo Evitado de Mantenimiento de Sistemas de Control en 138 kV SE Amarilis					
Instalación	Ubicación	Costo de Inversión (US \$)	Porcentaje Sistema de Protección respecto a Instalación	Porcentaje COyM	Costo Total (US \$)
Celda de Línea a Paragsha II	CE-138SIU2C1EDBLI3	887,487.15	14.71%	2.75%	3,593.81
Celda de Línea a Tingo María	CE-138SIU2C1EDBLI3	887,487.15	14.71%	2.75%	3,593.81
Celda de Línea a Huánuco	CE-138SIU2C1EDBLI3	887,487.15	14.71%	2.75%	3,593.81
Costo Total (US \$)					10,781.44

Costo Evitado de Operación de Subestación No Atendida - SE Amarilis					
Instalación	Ubicación	Costo Unit Mensual (US\$)	Tiempo (mes)	Porcentaje COyM	Costo Total (US \$)
Operación de Subestación	OPSENATMASI	1,860.15	1.00	100.00%	1,860.15
Costo Total (US \$)					1,860.15

TOTAL = 10 781.44 + 1860.15 = US\$ 12 641.59

Por otro lado, respecto a la segunda imputación, los costos corresponden a las labores de mantenimiento preventivo del sistema de telecomando de las SS.EE. Paragsha 2 y Huánuco, por lo que el Costo Evitado por REP asciende a US\$ 5 915.64 (Cuadro N° 2).

Cuadro N° 2

Costos evitados de Mantenimiento

Costo Evitado de Mantenimiento de Sistemas de Control en 138 kV SE Paragsha II y Huánuco					
Instalación	Ubicación	Costo de Inversión (US \$)	Porcentaje Sistema de Barra respecto a Instalación	Porcentaje COyM	Costo Total (US \$)
SE PARAGSHA II					
Celda de Transformación	CE-138SIU4C1EDBTR3	379,798.80	41.31%	2.75%	4,317.62
SE HUÁNUCO					
Celda de Línea a Amarilis	CE-138SIU2C1ESBLI3	370,329.17	15.68%	2.75%	1,598.01
Costo Total (US \$)					5,915.64

Daño de la Conducta Infractora

En las infracciones imputadas se ha incorporado un componente relacionado con el daño provocado a los usuarios por la energía eléctrica no suministrada. Este valor recibe el nombre del valor de la carga no suministrada (VoLL, por sus siglas en inglés), el cual representa el valor que los usuarios de electricidad atribuyen a la seguridad del suministro eléctrico.

Este último puede ser estimado como el costo que las desconexiones provocan en los usuarios finales de electricidad. Según la Ley de Concesiones Eléctricas, éste es definido como el costo de racionamiento, el cual es *“(...) el costo promedio incurrido por los usuarios, al no disponer energía, y tener que obtenerla de fuentes alternativas. El costo se calculará como valor único y será representativo de los déficits más frecuentes que pueden presentarse en el sistema eléctrico.”*

A través de la Resolución de Consejo Directivo N° 074-2016-OS/CD, se estimó que el costo de racionamiento para el sistema eléctrico peruano equivale a S/ 2482.69 / MWh, el cual representa el daño provocado a los usuarios por el corte del suministro.

Así, el daño por la conducta infractora (D) es calculado como aquel ocasionado a los usuarios de electricidad por el corte de energía eléctrica. Éste es calculado en base a la energía interrumpida durante el periodo del corte multiplicado por los costos que deben asumir los usuarios por la infracción (costo de racionamiento).

Por otro lado, se asume una probabilidad de detección de la infracción igual a 1 debido a que las infracciones fueron advertidas ante una situación de mantenimiento preventivo programado del sistema de telecomando, así como ante la ausencia del personal operativo local, a cargo de la empresa REP.

a) En la S.E. Amarilis no se disponía de telecomando de los equipos de maniobra, lo que demuestra la falta de mantenimiento y de personal para ejecutar maniobras en forma local

En el siguiente cuadro se presentan los resultados del cálculo de la multa para la infracción, utilizando la ecuación (3) sin incluir los factores agravantes y/o atenuantes (A), pues no se ha verificado la existencia de los mismos.

Cuadro N° 3

Cálculo del Costo Evitado (CE)		
Costo Evitado de Mantenimiento de Sistemas de Control en 138 kV SE Amarilis	10,781.44	US \$
Costo Evitado de Operación de Subestación No Atendida - SE Amarilis	1,860.15	
Tipo de Cambio 05/09/2016	3.40	
Variación IPC (enero 2017/setiembre 2016) (e)	1.01	
CE	43,264.94	S/
Calculo de la multa (M)		
Probabilidad de detección	1.00	
Multa en Nuevos Soles	43,264.94	S/
Unidad Impositiva Tributaria	4,150	S/
Multa en UIT	10.42	UIT

b) No disponía de telecomando de los equipos en las SS.EE. Paragsha 2 y Huánuco

En el siguiente cuadro se presentan los resultados del cálculo de la multa para la infracción, utilizando la ecuación (3) sin incluir los factores agravantes y/o atenuantes (A), pues no se ha verificado la existencia de los mismos.

Cuadro N° 4

Cálculo del Costo Evitado (CE)		
Costo Evitado de Mantenimiento de Sistemas de Control en 138 kV SE Paragsha II y Huánuco	5,915.64	US \$
Tipo de Cambio 12/09/2016	3.40	
Variación IPC (enero 2017/setiembre 2016) (e)	1.01	
CE	20,257.74	S/
Calculo de la multa (M)		
Probabilidad de detección	1.00	
Multa en Nuevos Soles	20,257.74	S/
Unidad Impositiva Tributaria	4,150	S/
Multa en UIT	4.88	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 RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A. con una multa ascendente a 10.42 Unidades Impositivas Tributarias, vigentes a la fecha de pago, debido a que en la S.E. Amarilis no se disponía de telecomando de los equipos de maniobra, lo que demuestra la falta de mantenimiento y de personal para ejecutar maniobras en forma local, incumpliendo lo establecido en la Regla 121.A del Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011, aprobado por Resolución Ministerial N° 214-2011-MEM/DM, siendo pasible de sanción conforme al numeral 1.6 del Anexo N° 1 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD.

Código de Infracción: 1600135634-01

Artículo 2.- ARCHIVAR la imputación contenida en el literal a) del numeral 1.2 de la presente Resolución, en el extremo referido al incumplimiento de la Resolución de Consejo Directivo N° 082-2015-OS/CD.

Artículo 3.- SANCIONAR a la empresa RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A. con una multa ascendente a 4.88 Unidades Impositivas Tributarias, vigentes a la fecha de pago, debido a que no disponía de telecomando de los equipos en las SS.EE. Paragsha 2 y Huánuco, incumpliendo lo establecido en la Regla 121.A del Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011, aprobado por Resolución Ministerial N° 214-2011-MEM/DM, siendo pasible de sanción conforme al numeral 1.6 del Anexo N° 1 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD.

Código de Infracción: 1600135634-02

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., importe que deberá cancelarse en un plazo no mayor de 15 días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución, debiendo indicarse al momento de la cancelación al banco el número de la presente resolución y los códigos de infracción, sin perjuicio de informar en forma documentada a Osinergmin del pago realizado.

«image:osifirma»

Gerente de Supervisión de Electricidad