

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 2571-2017**

Lima, 20 de diciembre del 2017

Exp. N° 2016-192

VISTO:

El expediente SIGED N° 201600158508, referido al procedimiento administrativo sancionador iniciado a través del Oficio N° 2205-2016, a la empresa ENEL DISTRIBUCIÓN PERÚ S.A.A. (en adelante, ENEL DISTRIBUCIÓN), identificada con RUC N° 20269985900.

CONSIDERANDO:

1. ANTECEDENTES

- 1.1. Mediante el Informe Técnico N° DSE-UGSEIN-366-2016, se recomendó el inicio de un procedimiento administrativo sancionador a ENEL DISTRIBUCIÓN por presuntamente incumplir con la Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, aprobada por Resolución Directoral N° 243-2012-EM/DGE (en adelante, la NTIITR), durante su segunda etapa (segundo semestre de 2014 y primer semestre de 2015).
- 1.2. El referido informe recomendó el inicio del procedimiento administrativo sancionador por las infracciones detalladas a continuación:
 - a) El enlace ICCP principal y el enlace ICCP de respaldo implementados no cumplan con lo requerido por la NTIITR.
 - b) No cumplir con alcanzar el índice de disponibilidad del 90% requerido en la segunda etapa de la NTIITR.
- 1.3. Mediante el Oficio N° 2205-2016, notificado el 22 de noviembre de 2016, Osinergmin inició un procedimiento administrativo sancionador a ENEL DISTRIBUCIÓN por los presuntos incumplimientos detallados en el párrafo anterior.
- 1.4. A través de la Carta N° 1325350, recibida el 20 de diciembre de 2016, ENEL DISTRIBUCIÓN presentó sus descargos al procedimiento administrativo sancionador iniciado, los que se detallan a continuación:
 - a) Con relación a la primera imputación, en la tabla del punto 2 b) del Oficio N° 2205-2016 se indica que ENEL DISTRIBUCIÓN tiene implementado el enlace principal ICCP y el enlace ICCP de respaldo, por lo que está cumpliendo con lo solicitado por la NTIITR.
 - b) Lo que está en el pie de página de la tabla 2 b) del referido oficio, se refiere a que el COES informa que el enlace principal de ENEL DISTRIBUCIÓN está "conectado solo al 1er router del CCO Principal".

Esta exigencia del COES no está estipulada en la NTIITR. La gestión y responsabilidad de los nodos de los Centros de Control Principal y Contingente del COES es de ellos, debido a que estos circuitos los han contratado y, en consecuencia, la posible falta de disponibilidad de los enlaces en esos extremos no puede ser atribuido a ENEL DISTRIBUCIÓN.

- c) En cuanto a la segunda imputación, se le ha remitido los valores de disponibilidad calculados por el COES, pero dado que el mismo es un parámetro muy importante, debe tenerse en cuenta la garantía que el mismo ha sido calculado correctamente.
 - d) En una comunicación anterior, manifestó que en la metodología de cálculo no se han evaluado adecuadamente las señales de cambio de estado; las señales de refresco las está considerando como cambios de estado cuando en realidad estas no deben considerarse en el cálculo. No tiene la verificación que se está tomando en cuenta este criterio.
 - e) Dado que la evaluación de la disponibilidad de las señales de telecontrol está sujeta a la supervisión de Osinergmin, es muy importante que las empresas involucradas tengan todas las garantías de un cálculo correcto. Considera necesario que todo el sistema en tiempo real de captación de señales del Coordinador, así como el algoritmo empleado para calcular la disponibilidad de las señales, debe de tener una certificación que garantice que el sistema del COES ha superado las observaciones detectadas en el “Estudio de Servicios de Consultoría y Asesoría para el Diagnóstico y Recomendaciones para el Cumplimiento de la Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Peruano”, efectuado por la consultora KEMA, en el año 2011.
 - f) Si en el periodo del cálculo del Índice de Disponibilidad el sistema desde donde se efectúa los cálculos de disponibilidad no tiene la certificación correspondiente y no se había superado las anomalías detectadas por KEMA, ENEL DISTRIBUCIÓN no tiene la garantía de que este cálculo sea el correcto, por lo que, no resultaría válida sanción alguna por el presente procedimiento sancionador.
- 1.5. Mediante Oficio N° 3197-2017-OS-DSE, notificado el 12 de octubre de 2017, Osinergmin remitió a ENEL DISTRIBUCIÓN el Informe Final de Instrucción N° 107-2017-DSE, otorgándole un plazo de cinco (5) días hábiles a fin de que formule sus descargos.
- 1.6. Mediante la Carta N° 1407705, recibida el 19 de octubre de 2017, ENEL DISTRIBUCIÓN informó a Osinergmin que reconocía de manera expresa y por escrito su responsabilidad sobre la infracción imputada por no cumplir con alcanzar el índice de disponibilidad del 90% requerido en la segunda etapa de la NTIITR, por lo que, en su opinión, le corresponde la aplicación del ítem g.1.1), del punto g.1), del literal g), del numeral 25.1, del artículo 25 del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras a cargo de Osinergmin, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS-CD.

- 1.7. A través del Memorándum N° DSE-CT-326-2017, del 29 de noviembre de 2017, 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 la normativa vigente.
- 3.2. Respecto a que el enlace ICCP principal y el enlace ICCP de respaldo implementados no cumplen con lo requerido por la NTIITR.
- 3.3. Respecto a no cumplir con alcanzar el índice de disponibilidad del 90% requerido en la segunda etapa de la NTIITR.
- 3.4. Respecto a la graduación de la sanción.

4. ANÁLISIS

4.1. Respecto a las obligaciones contenidas en la normativa vigente

Conforme se mencionó en los antecedentes de la presente resolución, la NTIITR fue aprobada por Resolución Directoral N° 243-2012-EM/DGE², dejando sin efecto la Resolución Directoral N° 055-2007-EM/DGE³, la cual aprobó la antigua Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real, publicada en el año 2007.

La NTIITR tiene como objeto establecer las responsabilidades técnicas y procedimientos relacionados con la operación de la Red ICCP del SEIN (en adelante, RIS) para el intercambio de información en tiempo real entre el Centro de Control del COES y los Centros de Control de los Integrantes del SEIN.

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

² Publicada en el diario oficial El Peruano el 27 de noviembre de 2012.

³ Publicada en el diario oficial El Peruano el 3 de diciembre de 2007.

Cabe precisar que el numeral 2.1 de la NTIITR establece que como parte del proceso de ingreso de una nueva instalación al SEIN, el COES hará el requerimiento de la información de medidas y estados que se necesitan para la coordinación en tiempo real. En concordancia con lo anteriormente mencionado, el numeral 2.2.4 de la Norma Técnica para la Operación de le Coordinación en Tiempo Real (NTCOTR) establece que los titulares de redes de distribución y los clientes libres presentarán al Coordinador, en tiempo real, la información sobre la operación de sus instalaciones que pueda afectar la calidad del servicio o la seguridad del Sistema.

Asimismo, en su numeral 4.2 se establecieron tres etapas para alcanzar la disponibilidad de la etapa objetivo. En el cuadro siguiente, se muestra el periodo de duración de las referidas etapas y el correspondiente índice de disponibilidad mínimo requerido:

Etapa	Periodo	Índice de Disponibilidad (%)
Primera Etapa	28/11/2012 al 27/05/2014	75.0
Segunda Etapa	28/05/2014 al 27/05/2015	90.0
Etapa Objetivo	28/05/2015 - indefinidamente	Señales en general* 96.0
		Señales de alta prioridad** 98.0

* Se refiere a todo el universo de señales de cada empresa.

** Es la disponibilidad mínima que se aplica a un grupo particular de señales, según se especifica en el segundo párrafo del numeral 4.2.3 "Etapa objetivo" de la NTIITR.

Dicha norma establece como periodo de control a cada semestre calendario del año (de enero a junio y de julio a diciembre). La disponibilidad mínima exigida en cada periodo de control para la segunda etapa es de 90%.

De igual modo, el numeral 4.3 de la NTIITR establece que los integrantes de la RIS deberán implementar mecanismos de redundancia que permitan la disponibilidad permanente de señales y estados, precisando que los componentes que se deben considerar para implementar los mecanismos de redundancia son: Sistemas SCADA, equipos de comunicaciones, redes, servidores ICCP y servidores de bases de datos.

Finalmente, debe tenerse en cuenta que el incumplimiento de esta norma está previsto como infracción sancionable en el numeral 1.10 del Anexo N° 1 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD⁴, teniendo su base en el literal p) del artículo 201 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM⁵.

⁴ Publicada en el diario oficial El Peruano el 12 de marzo de 2003.

⁵ Publicado en el diario oficial El Peruano el 25 de febrero de 1993.

4.2. Respecto a que el enlace ICCP principal y el enlace ICCP de respaldo implementados no cumplen con lo requerido por la NTIITR

Es importante tener en consideración que, conforme con lo informado por el COES y lo señalado en el literal a) del numeral 2 del Oficio N° 2205-2016, que dio inicio a este procedimiento administrativo sancionador, ENEL DISTRIBUCIÓN cumplió con implementar los enlaces requeridos por la NTIITR.

El literal a) del numeral 2 del Oficio N° 2205-2016, expresa:

“El Enlace ICCP principal y el enlace ICCP de respaldo implementados no cumplen con lo requerido por la NTIITR.”

Empresa	Enlace ICCP Principal	Enlace ICCP de Respaldo	Informe Técnico
EDELNOR	28/10/2014 (8)	28/10/2014	DTI-RIS-001-2015
EDELNOR	28/10/2014 (8)	28/10/2014	DTI-RIS-002-2015

(8) Sin alta disponibilidad.

ENEL DISTRIBUCIÓN sostiene que lo que se encuentra en el pie de página de la referida tabla - señalado como (8) - se refiere a que el COES informa que el enlace principal de ENEL DISTRIBUCIÓN está conectado sólo al primer router del CCO Principal, siendo que esta exigencia del COES no está estipulada en la NTIITR.

En ese sentido, se debe tener en consideración que el enlace ICCP de Alta Disponibilidad ha sido implementado por el COES con fines de mejorar la disponibilidad del conjunto; sin embargo, éste no constituye una obligación, eventualmente sancionable, para las empresas integrantes del RIS.

En ese sentido, corresponde determinar el archivo de la imputación en este extremo.

4.3. Respecto a no cumplir con alcanzar el índice de disponibilidad del 90% requerido en la segunda etapa de la NTIITR

En sus descargos, ENEL DISTRIBUCIÓN manifiesta que se le ha remitido los valores de disponibilidad calculados por el COES, pero dado que el mismo es un parámetro muy importante, debe tenerse en cuenta la garantía que el mismo ha sido calculado correctamente.

Al respecto, se precisa que la forma del cálculo del Índice de Disponibilidad ha sido establecida de forma explícita en la NTIITR y, de haber tenido cuestionamientos a los resultados que el COES ha venido emitiendo desde el año 2013, ENEL DISTRIBUCIÓN debió haber solicitado formal y oportunamente la revisión del cálculo para dichos resultados, lo cual no ha sido evidenciado en la documentación que adjuntó dicha empresa. En ese sentido, y teniendo en cuenta que no se han adjuntado pruebas que hagan presumir lo contrario, no se puede inferir que los resultados del Índice de Disponibilidad emitidos por el COES no tienen garantía de ser correctos.

Por otro lado, ENEL DISTRIBUCIÓN manifiesta que, en la metodología de cálculo, el COES está considerando las señales de refresco como cambios de estado. Sobre el particular, se debe acotar que, según el numeral 4.1 de la NTIITR, lo que se evalúa es el tiempo durante el cual la señal se transfirió como válida, en función al “*flag*” de calidad definido por el protocolo ICCP y no por el estado (abierto o cerrado) de los interruptores, seccionadores y alarmas. Cabe precisar que, de existir alguna duda adicional respecto a la evaluación del “Tiempo total durante el cual la señal se transfirió como válida” (parámetro TTSV según la NTIITR) u otro aspecto del cálculo, ENEL DISTRIBUCIÓN debió haber solicitado formalmente al COES la revisión de dicha metodología de cálculo, participando para ello a Osinergmin.

Luego, respecto al cuestionamiento de la falta de certificación del sistema, se precisa que el algoritmo y procedimiento de cálculo del Índice de Disponibilidad es un principio independiente del sistema SCADA que emplea el COES, debido a que dicho cálculo se puede ejecutar tanto en tiempo real, como de forma diferida, toda vez que la totalidad de información en su formato de tiempo real es almacenada por el COES, y es remitida en copia a Osinergmin, también en tiempo real.

En consecuencia, el cálculo de los índices de disponibilidad correspondiente a los periodos bajo análisis en el presente procedimiento, pueden ser recalculados cuando sea requerido, acción que, de considerarla necesaria, ENEL DISTRIBUCIÓN debió coordinar con el COES.

Asimismo, es importante mencionar que las certificaciones son requeridas para procesos de mediana o gran complejidad y, en el presente caso, el cálculo de la disponibilidad de las señales consiste básicamente en la sumatoria secuencial de los tiempos durante el cual las señales estuvieron siendo remitidas como válidas según su “*flag*” de calidad, independientemente de la cantidad de información que pueda ser necesaria de procesar para cada empresa y periodo de control. El cálculo de muestras de información puede hacerse en paralelo, tanto por el algoritmo implementado por el COES, como de manera manual.

En ese sentido, Osinergmin no ha considerado necesario exigir un proceso de certificación, más aún si la normativa vigente no lo contempla. ENEL DISTRIBUCIÓN ha sustentado varios argumentos en el “Estudio de Servicios de Consultoría y Asesoría para el Diagnóstico y Recomendaciones para el Cumplimiento de la Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Peruano”, que fue realizado por la consultora Kema en el año 2011, pero no acompañó en sus descargos la evidencia que demuestre que haya requerido al COES el levantamiento de las observaciones planteadas por resultar perjudiciales para el cálculo de los índices de disponibilidad de la información que remite por la NTIITR.

De acuerdo a lo establecido en el numeral 23.1 del artículo 23 del Reglamento de Supervisión, Fiscalización y Sanción de las Actividades Energéticas y Mineras, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS/CD, la responsabilidad administrativa por el incumplimiento de la normativa bajo el ámbito de competencia de Osinergmin “es determinada de forma objetiva, conforme a lo previsto en los artículos 1 y 13 de las Leyes Nos. 27699 y 28964,

respectivamente.” En ese sentido, dado que la NTIITR no establece excepción alguna para su aplicación y considerando que ENEL DISTRIBUCIÓN no ha acreditado evidencias que sustenten los descargos planteados, ha quedado verificado que ha incumplido lo establecido en el numeral 4.2.2 de la NTIITR, siendo pasible de sanción de acuerdo al numeral 1.10 del Anexo N° 1 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad.

4.4. Respecto a la graduación de la sanción

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

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, que es no haber cumplido con alcanzar el índice de disponibilidad requerido en la segunda etapa de la NTIITR.

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

En cuanto a la gravedad del daño al interés público y/o bien jurídico protegido, la empresa no alcanzó los índices requeridos en la NTIITR, lo que representa un riesgo para el SEIN pues el monitoreo y análisis del sistema eléctrico en tiempo real constituyen una herramienta básica, tanto para mantener la estabilidad y continuidad del suministro eléctrico, como para lograr una recuperación del mismo luego de una contingencia.

Con relación al perjuicio económico causado, conforme se mencionó en el párrafo anterior, el no contar con la información en tiempo real con una buena calidad para el monitoreo del sistema eléctrico a través del SCADA, provocaría colapsos en el sistema y el tiempo de recuperación del suministro eléctrico sería mucho mayor. En atención a lo expuesto, debe tenerse en consideración que la falta de una buena calidad de señales del SEIN en tiempo real prolongará

significativamente la recuperación del estado normal del sistema eléctrico, lo que trae como consecuencia una restricción de suministros en el SEIN. En ese sentido, el perjuicio lo constituye la Energía No Suministrada cuantificado con el Costo de Racionamiento (Informe Técnico N° 010-2012-OEE/OS de la Oficina de Estudios Económicos de Osinergmin, ahora Gerencia de Políticas y Análisis Económico). La formulación matemática se detalla en la fórmula empleada para el cálculo de la sanción.

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

En cuanto a las circunstancias de la comisión de la infracción, se advierte que ENEL DISTRIBUCIÓN se acogió al reconocimiento de responsabilidad durante la presentación de sus descargos al Informe Final de Instrucción, el cual será tomado en cuenta al momento de graduar la sanción.

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

Respecto al beneficio ilícito, se debe precisar que éste se encuentra representado por los costos evitados por la empresa; es decir, implica el no haber hecho las inversiones necesarias para operar y mantener la infraestructura apropiada, incurriendo en un “costo evitado” en perjuicio de la disponibilidad de la información requerida para la adecuada operación del SEIN en tiempo real.

En tal sentido, para la Segunda Etapa se considera como costo evitado en lo relativo a la operación y mantenimiento de sus sistemas SCADA e ICCP, para cada Periodo de Control, un costo equivalente al salario de un mes de un “Ingeniero Senior de Telecomunicaciones” (considerando la complejidad y alto grado de especialización de los sistemas SCADA), salario cuyo valor referencial se consigna en el “Cuadro General de Remuneraciones”, siendo resultado de un análisis de mercado (Servicio de “Salary Pack”) elaborado por la firma PricewaterhouseCoopers para Osinergmin, en mayo de 2017. Dicho valor asciende a S/ 12 045.

A continuación, se detalla la fórmula empleada para la graduación de la sanción a imponer, considerando los factores descritos en el párrafo anterior (perjuicio económico y beneficio ilícito):

**RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 2571-2017**

$PTE = PEE + CEE$...(1)			
Donde:				
PTE: Penalidad total por empresa				
PEE: Penalidad por perjuicio al SEIN por indisponibilidad por parte de la empresa				
CEE: Penalidad por costo evitado por indisponibilidad de las señales de la empresa				
$PPE = MRD_SEIN * \%Participación_base_emp_{(Nseñales)} * CRPP * \delta D$...(2)			
Donde:				
$MRD_SEIN = Desconexión_ERACMF * T$...(3)			
Para la Segunda Etapa, se considera solo la mayor de las contingencias del año previo, según tabla 2.7 del Estudio de Rechazo Automático de Carga/Generación SEIN Año 2015 Informe Final. Desconexión_ERACMF = 375.92 MW, con una duración (T) de 3.3 Horas. estos dos parámetros definen MRD_SEIN.				
δD : es el "deficit de disponibilidad general" para el Periodo de Control respecto 90%. CRPP: Costo de Racionamiento promedio ponderado (Inf. Técnico N° 010-2012-OEE/OS)				
$CRPP = 746 \frac{US\$}{MWh}$...(4)			
Asimismo:				
$\%Participación_base_emp_{(Nseñales)} = \frac{Nseñales_emp}{Nseñales_total_SEIN}$...(5)			
Donde:				
Nseñales_emp: Número de señales requeridas a cada empresa por el COES.				
Nseñales_total_SEIN: Número de señales del SEIN total requeridas por el COES.				
Para el caso de entidad:				
Señales requeridas 2014 - II	923	EDELNOR Señ. SEIN 2014:	14,487	%Participación_base_emp = 0.0637123
Señales requeridas 2015 - I	933	Señ SEIN 2015:	15,448	%Participación_base_emp = 0.0603962

Aplicando (3), (4) y (5) para 2014 - II	Participación base perjuicio SEIN 2014-II (S/.)	206,545.3	...(a)		
Aplicando (3), (4) y (5) para 2015 - I	Participación base perjuicio SEIN 2015-I (S/.)	195,794.9	...(b)		
Δ Deficit Disp General 2014-II (90%)	-	Aplicando este factor a (a) se obtiene PEE - 2014 - II	Penalidad por Perjuicio SEIN - 2014 II	-	
Δ Deficit Disp General 2015-II (90%)	0.0111012	Aplicando este factor a (b) se obtiene PEE - 2015 - I	Penalidad por Perjuicio SEIN - 2015 I	2,173.6	
Penalidad perjuicio al SEIN por indisponibilidad de la empresa:		2,174			
Costo evitado por Periodo de Control equivalente al salario de un mes de "Ingeniero Senior de Telecomunicaciones".					
Costo evitado por indisponibilidad 2014 - II =		-			
Costo evitado por indisponibilidad 2015 - I =		12,045			
Penalidad costo evitado por indisponibilidad de señales de la empresa (CEE) 2014 II - 2015 I (S/.):		12,045			
Penalidad Total Disponibilidad 1reSem2014 2doSem2015			(PEE + CEE) =	14,218.6	
Penalidad Total en UIT =		4			

Asimismo, se debe precisar que ENEL DISTRIBUCIÓN reconoció la responsabilidad de la presente infracción luego de la fecha de presentación de descargos al inicio del procedimiento administrativo sancionador y hasta la fecha de presentación de los descargos al Informe Final de Instrucción, por lo cual corresponde aplicar un descuento del **30% del cálculo de la multa**.

Aplicando el 30% de descuento a 4 UIT, el cálculo de la multa resulta en **2,8 UIT**.

Siendo esto así, corresponde aplicar una sanción equivalente a **2,8 UIT** a ENEL DISTRIBUCIÓN.

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.- ARCHIVAR el procedimiento administrativo sancionador iniciado a la empresa ENEL DISTRIBUCIÓN PERÚ S.A.A. a través del Oficio N° 2205-2016, respecto a la imputación consignada en el literal a) del numeral 1.2 de la presente Resolución.

Artículo 2.- SANCIONAR a la empresa ENEL DISTRIBUCIÓN PERÚ S.A.A. con una multa ascendente a 2.8 Unidades Impositivas Tributarias, vigentes a la fecha de pago, por no haber cumplido con alcanzar el índice de disponibilidad requerido en la segunda etapa de la Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, aprobada por Resolución Directoral N° 243-2012-EM/DGE, incumpliendo con lo establecido en su numeral 4.2.2, siendo pasible de sanción conforme a lo previsto en el numeral en el numeral 1.10 del Anexo N° 1 de la Escala de Multas y Sanciones de Electricidad, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD. Asimismo, la imposición de la presente sanción no exime a ENEL DISTRIBUCIÓN PERÚ S.A.A. del cumplimiento de las obligaciones que han sido objeto del presente procedimiento.

Código de Infracción: 1600158508-01

Artículo 3.- DISPONER que el monto de la multa sea depositado en la cuenta recaudadora N° 193-1510302-0-75 del Banco de Crédito del Perú o en la cuenta recaudadora del Scotiabank Perú S.A.A., importes que deberá cancelarse en un plazo no mayor de 15 días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución, debiendo indicarse al momento de la cancelación al banco el número de la presente resolución y los códigos de infracción, sin perjuicio de informar en forma documentada a Osinergmin del pago realizado.

«image:osifirma»

Gerente de Supervisión de Electricidad (e)