

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 2106-2018**

Lima, 22 de agosto del 2018

Exp. N° 2016-196

VISTO:

El expediente SIGED N° 201600157436, referido al procedimiento administrativo sancionador iniciado a través del Oficio N° 557-2018, a la EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE AREQUIPA S.A. (en adelante, EGASA), identificada con R.U.C. N° 20216293593.

CONSIDERANDO:

1. ANTECEDENTES

- 1.1. Mediante el Informe de Instrucción N° DSE-FGT-24, del 22 de febrero de 2018, se determinó el inicio de un procedimiento administrativo sancionador a EGASA 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/DGE¹ (en adelante, la NTIITR), durante la segunda etapa de la NTIITR (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) No Haber cumplido con implementar el enlace ICCP Principal de alta disponibilidad en el periodo de evaluación, de conformidad con lo establecido en el numeral 4.3 de la NTIITR.
 - b) No haber cumplido con remitir de forma completa las señales requeridas por el COES, de conformidad con lo establecido en el numeral 2.1.1 de la NTIITR.
 - c) No haber cumplido con el índice de disponibilidad requerido en la segunda etapa de la NTIITR, de conformidad con lo establecido en el numeral 4.2.2 de la NTIITR.
- 1.3. Mediante el Oficio N° 557-2018, notificado el 2 de marzo de 2018, se inició un procedimiento administrativo sancionador a EGASA por los presuntos incumplimientos detallado en el párrafo anterior.
- 1.4. A través del documento N° GG/AL-0066-2018-EGASA, recibido el 16 de marzo de 2018, EGASA presentó sus descargos al inicio del procedimiento administrativo sancionador, manifestando lo siguiente:

¹ Publicada en el Diario Oficial "El Peruano" el 27 de noviembre de 2012.

- a) Sobre los hechos imputados tanto en el Informe de Instrucción N° DSE-FGT-24 como en el Informe Técnico N° DSE-UGSEIN-353-2016 adjunto a éste, debemos decir que, en aplicación de la NTIITR se han realizado diversas coordinaciones con las áreas involucradas; sin embargo, luego de un análisis sobre lograr el porcentaje correspondiente de disponibilidad, se encontraron diversos obstáculos que como empresa nos impiden cumplir con el objetivo:
- *“No se nos otorgan las facilidades para tener acceso a los relés de protección que son los equipos de donde se tomarán gran parte de las señales para el COES.*
 - *Se necesita comprar e instalar equipos de campo para completar las señales.*
 - *Se necesita realizar cortes de corriente de toda la barra de la SE Convertidor, lo que representa corte de energía para la ciudad de Arequipa, para esto se requiere de una coordinación previa con SEAL.*
 - *Se necesita disponibilidad de personal para la labor de enlazar las señales al COES; para este fin se debe contratar personal especializado”.*
- b) Esta información ha sido proporcionada por la División Despacho Económico de la empresa, por medio del Documento Interno GC/DE.-0095/2016-EGASA, del 14 de diciembre de 2015, el mismo que lleva adjunto el Informe GGITI-0009/2016-EGASA y el escrito GG/AL.-186/2015-EGASA por ser estos documentos relacionados al cumplimiento de las normas técnicas materia del presente procedimiento administrativo sancionador.
- c) Asimismo, dentro de la información proporcionada por la División Despacho Económico encontramos la Solicitud de Servicio N° 504-2016, mediante la cual se requiere el Servicio de Modernización del Sistema de Control y Comunicaciones, indicando que para ello se disponga de una empresa o una persona natural que brinde el servicio de programación adecuada en el SCADA del Centro de Control de EGASA, para poder obtener las lecturas de posición de los interruptores de potencia y su envío al COES SINAC.
- d) Posteriormente, la Gerencia Comercial de EGASA ha indicado por medio del Documento Interno GG/GC.-049/2018-EGASA, del 16 de marzo de 2018, además de lo ya precisado en el documento Interno GC/DE-0095/2016-EGASA, del 14 de diciembre de 2016, y en sus anexos, que a la fecha se han realizado las siguientes acciones:
- *“Se ha adquirido el SCADA llamado MICROSCADA para la actualización tecnológica del Centro de Control en la Gestión de Protecciones y servicios conexos, que comprende la adquisición de un sistema de supervisión y control de los relés de protección de EGASA, dos unidades terminales remotas y una consola de operación de Centro de Control y servicios conexos de integración de señales de campo con dichos equipos. Lo cual queda demostrado con el Contrato C.GG.-20/2015-EGASA suscrito con la empresa ABB S.A. el 18 de febrero de 2015, el mismo que adjuntamos en copia al presente escrito.*
 - *Asimismo, se han realizado coordinaciones con las áreas involucradas para completar el envío de señales al COES. Para este fin, el 12 de*

febrero de 2018 se ha firmado con el COES el "Acta de Transferencia de Información en Tiempo Real Entre EGASA y el COES SINAC", en el cual se muestra el cronograma para cumplir con el correcto envío de las señales, cuya copia se adjunta".

- 1.5. Mediante el Oficio N° 151-2018-DSE/CT, notificado el 20 de julio de 2018, Osinergmin remitió a EGASA el Informe Final de Instrucción N° 91-2018-DSE, otorgándole un plazo de cinco (5) días hábiles a fin de que formule sus descargos. En el referido informe se determinó archivar la imputación establecida en el literal a) del numeral 1.2. del citado informe.
- 1.6. Mediante el documento N° GG/AL-0189/2018-EGASA, recibido el 30 de julio de 2018, EGASA reconoce su responsabilidad en la comisión de las imputaciones contenidas en el Informe Final de Instrucción N° 91-2018-DSE, y solicita se aplique el inciso g.1.2 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 mediante Resolución de Consejo Directivo N° 040-2017-OS/CD. Asimismo, independientemente de su reconocimiento de responsabilidad, solicita se considere en la graduación de la sanción, como factor de cálculo por el concepto de "costo evitado", el salario mensual de S/. 4,851.00, que es el tope máximo de una remuneración que corresponde a los profesionales, según la escala remunerativa aprobada por el Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado-FONAFE, por cuanto EGASA se rige por dicha escala y no por los salarios señalados en el "Cuadro General de Remuneraciones", obtenidos del análisis de mercado elaborado por la firma PricewaterhouseCoopers para Osinergmin.
- 1.7. A través del Memorándum N° DSE-CT-294-2018, del 31 de julio 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.

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

3. CUESTIONES EN EVALUACIÓN

- 3.1. Respecto a las obligaciones contenidas en la normativa vigente.
- 3.2. Respecto a no haber cumplido con implementar el enlace ICCP Principal de alta disponibilidad en el periodo de evaluación, de conformidad con lo establecido en el numeral 4.3 de la NTIITR.
- 3.3. Respecto a no haber cumplido con remitir de forma completa las señales requeridas por el COES, de conformidad con lo establecido en el numeral 2.1.1 de la NTIITR.
- 3.4. Respecto a no cumplir con el índice de disponibilidad requerido en la segunda etapa de la NTIITR, de conformidad con lo establecido en el numeral 4.2.2 de la NTIITR.
- 3.5. Respecto a la graduación de la sanción.

4. ANÁLISIS

4.1. Respecto a las obligaciones contenidas en la normativa vigente

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.

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 la Coordinación en Tiempo Real (en adelante, 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. Además, establece que el COES debe implementar la infraestructura de redundancia y alta disponibilidad, con el fin de permitir la conexión de las líneas dedicadas de los integrantes de la RIS y, adicionalmente, deberá mantener un enlace en alta disponibilidad entre sus dos centros de control.

Finalmente, se debe tener en cuenta que el incumplimiento de la NTIITR 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 la Resolución de Consejo Directivo N° 028-2003-OS/CD³, teniendo su base en el literal p) del artículo 201 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por el Decreto Supremo N° 009-03-EM⁴.

4.2. Respecto a la imputación referida a no haber cumplido con implementar el enlace ICCP Principal de alta disponibilidad en el periodo de evaluación, de conformidad con lo establecido en el numeral 4.3 de la NTIITR

De la evaluación de los descargos presentados por EGASA frente al inicio del procedimiento administrativo sancionador y como se señala en el Informe Final de Instrucción N° 91-2018-DSE, la empresa no ha presentado argumentos que desvirtúen la presente imputación.

Sin embargo, de la revisión de los alcances del numeral 4.3 de la NTIITR, se aprecia que la implementación del enlace ICCP de Alta Disponibilidad corresponde al COES, esto con la finalidad de mejorar la disponibilidad de información en conjunto de los enlaces de comunicación tanto del principal como de respaldo. Por tanto, no es una exigencia específicamente establecida para los Agentes del SEIN, en este caso para EGASA; por lo que esta imputación debe ser archivada.

³ Publicada en el Diario Oficial "El Peruano" el 12 de marzo de 2003.

⁴ Publicado en el Diario Oficial "El Peruano" el 25 de febrero de 1993.

4.3. Respecto a la imputación referida de no haber cumplido de forma completa las señales requeridas por el COES, de conformidad con lo establecido en el numeral 2.1.1 de la NTIITR

Previo al análisis de los descargos respecto a la remisión de señales, es preciso mencionar que el numeral 2.2.1 de la NTCOTR establece que los titulares de generación que operen conectados al Sistema deben presentar información en tiempo real (posición de interruptores y seccionadores, combustible almacenado, niveles de tensión, potencia activa y reactiva, entre otros) al Coordinador (COES).

Asimismo, la NTIITR, en su numeral 2.1.1, hace requerimiento de señales en tiempo real ya establecidas por la NTCOTR, por lo que el proceso de implementación de las señales en tiempo real ha sido muy extendido; en consecuencia, había tiempo suficiente para que EGASA cumpla con lo requerido por la norma, dado que el periodo de supervisión corresponde al segundo semestre de 2014 y primer semestre de 2015.

EGASA, en la primera parte de su descargo al inicio del procedimiento administrativo sancionador, en relación a la remisión de señales, atribuye su incumplimiento a diversos obstáculos que le impidieron cumplir con el objetivo; es decir, con enviar la totalidad de señales al COES. Sobre este punto, debe señalarse que los obstáculos que encontraron al interior de la empresa como el acceso a los relés de protección, compra e instalación de equipos, coordinaciones con SEAL para corte de energía eléctrica y disponibilidad de personal para enlazar señales al COES, es plena responsabilidad de la propia empresa.

Por otra parte, la implementación de las señales requeridas por el COES es un trabajo muy especializado, lo cual requiere personal altamente capacitado; por lo tanto, EGASA debió haber gestionado oportunamente y de forma concreta cómo cumplir con lo establecido en la NTIITR, durante el periodo que correspondía.

En la parte final de su descargo menciona que, para completar las señales a remitir, el 12 de febrero de 2018 ha firmado el "Acta de Transferencia de Información en Tiempo Real entre EGASA y el COES SINAC"; argumento que no puede considerarse como sustento para atenuar su incumplimiento, dado que el presente procedimiento de supervisión corresponde al periodo 2014-II y 2015-I, y no al periodo 2018, respecto del cual se tiene un acta de remisión de señales diferente.

Cabe precisar que la responsabilidad administrativa por la imputación bajo análisis ha sido reconocida expresamente por EGASA, mediante el documento N° GG/AL-0189/2018-EGASA, de fecha 30 de julio de 2018.

Por tal motivo, se ha verificado que EGASA ha incumplido con lo dispuesto en el numeral 2.1.1 de la NTIITR, hecho sancionable de acuerdo con 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/CD.

4.4. Respecto a la imputación referida a no haber cumplido con el índice de disponibilidad requerido en la segunda etapa de la NTIITR, de conformidad con lo establecido en el numeral 4.2.2 de la NTIITR

En relación a esta imputación, EGASA en su descargo básicamente expone las dificultades en la implementación de señales para enviar al COES, lo cual no tendría vinculación con el cumplimiento de los índices de disponibilidad, dado que el cálculo del referido indicador se realizó solo considerando las señales que envió al COES en dicho periodo. Asimismo, manifiesta que luego de las coordinaciones internas, adquirieron un MICROSCADA para la actualización tecnología del Centro de Control en la Gestión de Protecciones y servicios conexos, con lo cual, al entender de la empresa, habría realizado los trabajos necesarios para cumplir con lo establecido en la NTIITR.

EGASA también hace referencia al contrato C.GG-20/2015-EGASA suscrito con la empresa ABB S.A. el 18 de febrero de 2015, que comprende la adquisición de un sistema de supervisión y control de los relés de protección, dos unidades terminales remotas y una consola de operación de Centro de Control. De lo señalado en dicho contrato, se observa que principalmente tiene como alcance a los relés de protección de EGASA que son equipos diferentes a la infraestructura del sistema SCADA para intercambiar información en tiempo real con el COES, para esto último solo se habría adquirido dos unidades terminales remotas y una consola de operación de Centro de Control, lo cual ha sido insuficiente para cumplir con las exigencias de la norma técnica.

Sin embargo, mediante el documento N° GG/AL-0189/2018-EGASA, de fecha 30 de julio de 2018, EGASA reconoce expresamente la responsabilidad administrativa por la imputación bajo análisis.

Por tanto, se ha verificado que EGASA ha incumplido con lo dispuesto en el numeral 4.2.2 de la NTIITR, hecho sancionable de acuerdo con 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/CD.

4.5. 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 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 el incumplimiento ha sido detectado producto de la supervisión 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, EGASA no alcanzó el índice de disponibilidad requerido en la NTIITR, lo cual representa un riesgo para el SEIN, toda vez 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 consecuencias restricción de suministros en el SEIN.

Con 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 EGASA conocía las obligaciones establecidas en la normativa y, en el presente caso, además, no concurren circunstancias que la obligaran a tal incumplimiento.

Respecto al perjuicio económico causado, se debe indicar que, como se mencionó previamente, el monitoreo del sistema eléctrico en tiempo real constituye una herramienta básica para asegurar la confiabilidad del SEIN. No contar con buena calidad para el monitoreo provocaría colapsos en el sistema.

En cuanto al beneficio ilícito, se debe precisar que éste se encuentra representado por los costos evitados por la empresa; es decir, implica 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.

A continuación, se procederá a determinar la graduación de la sanción a imponer a EGASA.

a) No cumplió con remitir de forma completa las señales requeridas por el COES, de conformidad con lo establecido en el numeral 2.1.1 de la NTIITR

La falta de remisión de señales en tiempo real prolongará significativamente la recuperación del estado normal del sistema eléctrico, lo que trae como consecuencia la restricción de suministros en el SEIN. En ese sentido, el perjuicio constituye la Energía No Suministrada cuantificado con el Costo de Racionamiento (Informe Técnico N° 010-2012-OEE/OS de la Gerencia de Políticas y Asuntos Económicos – anterior Oficina de Estudios Económicos de Osinergmin).

El hecho de no haber implementado las señales requeridas por el COES en cumplimiento de la NTIITR, implica el no haber hecho las inversiones necesarias para tal fin, por lo que EGASA ha incurrido 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 de la NTIITR se considera como costo evitado en lo relativo a la implementación de la remisión de señales vía protocolo ICCP, para cada Periodo de Control (semestre), un costo equivalente al salario

de un (1) mes de un “Ingeniero Senior de Telecomunicaciones” (ello considerando la complejidad y alto grado de especialización de los sistemas SCADA), salario cuyo valor referencial se consigna en el “Cuadro General de Remuneraciones”, el mismo que fue resultado de un análisis de mercado (Servicio de “Salary Pack”) elaborado por la firma PricewaterhouseCoopers para Osinergmin, en diciembre 2014 (para el semestre 2014-II) y en agosto 2015 (para el semestre 2015-I). Cabe precisar que, pese a la recomendación efectuada por el órgano instructor de emplear el Salary Pack de mayo de 2017, este órgano considera que el valor del salario que se considera en el cálculo del costo evitado, debe corresponder al más próximo al momento de la comisión de la infracción.

En este extremo cabe resaltar que el costo evitado no ha sido calculado de forma mensual, sino semestralmente. En ese sentido, se debe reiterar que la remuneración de un mes de dicho profesional ha sido considerada como costo evitado para cada periodo de control (semestre), por lo que lo alegado por EGASA, respecto a considerar el salario mensual de S/. 4,851.00, que es el tope máximo de una remuneración que corresponde a los profesionales, según la escala remunerativa aprobada por el Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado- FONAFE, carece de sustento.

Por tanto, la asignación de un (1) mes de dedicación para cada periodo de control de seis (6) meses, es una estimación conservadora, considerando que ello sería una actividad compartida en el contexto de las exigencias de la Segunda Etapa de la NTIITR. El valor del salario de un “Ingeniero Senior de Telecomunicaciones” según se consigna en el “Cuadro General de Remuneraciones” antes mencionado, para los periodos de control materia de la presente imputación son:

- S/. 10,999.83 mensuales correspondiente al mes de diciembre 2014.
- S/. 11,605.17 mensuales correspondiente al mes de agosto 2015.

El número total de señales requeridas a EGASA es de 400, por tanto, la multa en lo relativo al incumplimiento de remisión de señales se calcula sólo en proporción a las 160 señales que no está remitiendo, en los periodos de control evaluados en el presente proceso.

A continuación, se detalla la fórmula empleada para la graduación de la sanción a imponer por la presente infracción:

RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 2106-2018

Empresa:		EGASA (no remisión de señales)		
PTE = PEE + CEE		...(1)		
Donde:				
PTE: Penalidad total por empresa				
PEE: Penalidad por perjuicio al SEIN por no remitir señales por parte de la empresa				
CEE: Penalidad por costo evitado por no remitir señales de la empresa				
PPE = MRD_SEIN * %Participación_base_emp _(Nseñales) * CRPP * δD		...(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 al total de señales.				
CRRP: 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: Numero de señales del SEIN total requeridas por el COES.				
Para el caso de entidad:		EGASA (no remisión de señales)		
N° de Señales requeridas 2014 - II	160	Señ. SEIN 2014:	14,487	%Participación_base_emp = 0.0110444
N° de Señales requeridas 2015 - I	160	Señ SEIN 2015:	15,448	%Participación_base_emp = 0.0103573

**RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 2106-2018**

<i>Aplicando (3), (4) y (5) para 2014 - II</i>	Participación base perjuicio SEIN 2014-II (S/)	35,804.17	...(a)		
<i>Aplicando (3), (4) y (5) para 2015 - I</i>	Participación base perjuicio SEIN 2015-I (S/)	33,576.84	...(b)		
Δ Deficit Señales Requeridas 2014-II	1.00	<i>Aplicando este factor a (a) se obtiene PEE - 2014 - II</i>	Penalidad por Perjuicio SEIN - 2014 II (S/)		35,804.17
Δ Deficit Señales Requeridas 2015-I	1.00	<i>Aplicando este factor a (b) se obtiene PEE - 2015 - I</i>	Penalidad por Perjuicio SEIN - 2015 I (S/)		33,576.84
Penalidad perjuicio al SEIN por no remitir señales (S/):		69,381.01			
<i>Costo evitado por Periodo de Control equivalente al salario de un mes de "Ingeniero Senior de Telecomunicaciones".</i>					
Costo evitado por indisponibilidad 2014 - II =		10,999.83	<i>Salary Pack Diciembre 2014</i>		
Costo evitado por indisponibilidad 2015 - I =		11,605.17	<i>Salary Pack Agosto 2015</i>		
Penalidad costo evitado por no remitir señales de la empresa (CEE) 2014 II - 2015 I (S/):		22,605			
Penalidad Total No Remitir Señales 2doSem2014 y 1erSem2015 (S/. (PEE + CEE) =					91,986.0

Penalidad Total en UIT= 22.16

No obstante, en el presente caso, EGASA ha reconocido expresamente y por escrito su responsabilidad dentro del plazo otorgado para la presentación de descargos al Informe Final de Instrucción.

En ese sentido, de acuerdo a lo establecido en el literal g.1.2) 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, corresponde reducir el importe de la multa en un 30%, por lo que la multa a imponer a EGASA asciende a 15.51 Unidades Impositivas Tributarias.

b) No cumplió con alcanzar el índice de disponibilidad requerido en la segunda etapa de la NTIITR, de conformidad con lo establecido en el numeral 4.2.2 de la NTIITR

Como ya se ha señalado precedentemente, 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 la restricción de suministros en el SEIN. En ese sentido, el perjuicio constituye la Energía No Suministrada cuantificado con el Costo de Racionamiento (Informe Técnico N°

010-2012-OEE/OS de la Gerencia de Políticas y Asuntos Económicos – Anterior Oficina de Estudios Económicos de Osinergmin).

Así mismo, es importante tener en cuenta que, de acuerdo con el numeral 1.1 de la NTIITR, el uso de este mecanismo provee de ayuda a la tarea de predecir y mitigar posibles contingencias, así como facilitar la gestión óptima y económica del mercado eléctrico en su conjunto, lo que repercute en que los sistemas eléctricos alcance nuevos y mejores niveles de eficiencia y cuidado de los recursos energéticos.

El hecho de no haber logrado alcanzar el Índice de Disponibilidad según las características establecidas por la NTIITR, implica el no haber hecho las inversiones necesarias para operar y mantener la infraestructura apropiada, por lo tanto, EGASA ha incurrido 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 de la NTIITR se considera como costo evitado en lo relativo a la operación y mantenimiento de sus sistemas SCADA e ICCP, para cada Periodo de Control (semestre), un costo equivalente al salario de un (1) mes de un “Ingeniero Senior de Telecomunicaciones” (ello considerando la complejidad y alto grado de especialización de los sistemas SCADA), salario cuyo valor referencial se consigna en el “Cuadro General de Remuneraciones”, el mismo que fue resultado de un análisis de mercado (Servicio de “Salary Pack”) elaborado por la firma PricewaterhouseCoopers para Osinergmin, en diciembre 2014 (para el semestre 2014-II) y en agosto 2015 (para el semestre 2015-I). Cabe precisar que, pese a la recomendación efectuada por el órgano instructor de emplear el Salary Pack de mayo de 2017, este órgano considera que el valor del salario que se considera en el cálculo del costo evitado, debe corresponder al más próximo al momento de la comisión de la infracción.

Sobre el particular, cabe precisar que el costo evitado no ha sido calculado de forma mensual, sino semestralmente. En ese sentido, se debe reiterar que la remuneración de un mes de dicho profesional ha sido considerada como costo evitado para cada periodo de control (semestre), por lo que lo alegado por EGASA, respecto a considerar el salario mensual de S/. 4,851.00, que es el tope máximo de una remuneración que corresponde a los profesionales, según la escala remunerativa aprobada por el Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado- FONAFE, carece de sustento.

La asignación de un (1) mes de dedicación para cada Periodo de control de seis (6) meses, es una estimación conservadora, considerando que ello sería una actividad compartida en el contexto de las exigencias de la Segunda Etapa de la NTIITR. El valor del salario de un “Ingeniero Senior de Telecomunicaciones” según se consigna en el “Cuadro General de Remuneraciones” antes mencionado, para los periodos de control materia de la presente imputación son:

- S/. 10,999.83 mensuales correspondiente al mes de diciembre 2014.
- S/. 11,605.17 mensuales correspondiente al mes de agosto 2015.

Considerando que el número total de señales requeridas a EGASA es de 400, la multa en lo relativo al índice de disponibilidad se hace en proporción a las 240 señales que ha estado remitiendo en los periodos de control evaluados en el presente proceso.

RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 2106-2018

A continuación, se detalla la fórmula empleada para la graduación de la sanción a imponer por la presente infracción:

Empresa:	EGASA (Disponibilidad)			
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 * δD		...(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: Numero de señales del SEIN total requeridas por el COES.				
Para el caso de entidad:		EGASA (Disponibilidad)		
N° de Señales requeridas 2014 - II	240	Señ. SEIN 2014:	14,487	%Participación_base_emp = 0.0165666
N° de Señales requeridas 2015 - I	240	Señ SEIN 2015:	15,448	%Participación_base_emp = 0.0155360
Aplicando (3), (4) y (5) para 2014 - II	Participación base perjuicio SEIN 2014-II (S)	53,706.26	...(a)	
Aplicando (3), (4) y (5) para 2015 - I	Participación base perjuicio SEIN 2015-I (S)	50,365.26	...(b)	

**RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 2106-2018**

Δ Deficit Disp General 2014-II (90%)	0.6250001	Aplicando este factor a (a) se obtiene PEE - 2014 - II	Penalidad por Perjuicio SEIN - 2014 II (S/)	33,566.42
Δ Deficit Disp General 2015-I (90%)	0.6451540	Aplicando este factor a (b) se obtiene PEE - 2015 - I	Penalidad por Perjuicio SEIN - 2015 I (S/)	32,493.35
Penalidad perjuicio al SEIN por indisponibilidad de la empresa (S/):	66,059.76			
<i>Costo evitado por Periodo de Control equivalente al salario de un mes de "Ingeniero Senior de Telecomunicaciones".</i>				
Costo evitado por indisponibilidad 2014 - II =		10,999.83	<i>Salary Pack Diciembre 2014</i>	
Costo evitado por indisponibilidad 2015 - I =		11,605.17	<i>Salary Pack Agosto 2015</i>	
Penalidad costo evitado por indisponibilidad de señales de la empresa (CEE) 2014 II y 2015 I (S/):		22,605.00		
Penalidad Total Disponibilidad 2doSem2014 y 1erSem2015 (S/):			(PEE + CEE) =	88,664.76

Penalidad Total en UIT= 21.36

No obstante, en el presente caso, EGASA ha reconocido expresamente y por escrito su responsabilidad dentro del plazo otorgado para la presentación de descargos al Informe Final de Instrucción.

En ese sentido, de acuerdo con lo establecido en el literal g.1.2) 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, corresponde reducir el importe de la multa en un 30%, por lo que la multa a imponer a EGASA asciende a 14.95 Unidades Impositivas Tributarias.

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 DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE AREQUIPA S.A. a través del Oficio N° 557-2018, respecto a la imputación consignada en el literal a) del numeral 1.2 de la presente resolución, respecto a la implementación del enlace ICCP Principal de alta disponibilidad, en razón de los fundamentos expuestos.

Artículo 2.- SANCIONAR a la EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE AREQUIPA S.A. con una multa ascendente a 15.51 Unidades Impositivas Tributarias, vigentes a la fecha de pago, por no cumplir con remitir de forma completa las señales requeridas por el COES, 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 su numeral 2.1.1, siendo pasible de sanción de acuerdo con lo previsto 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.

Código de Infracción: 160015743601

Artículo 3.- SANCIONAR a la EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE AREQUIPA S.A. con una multa ascendente a 14.95 Unidades Impositivas Tributarias, vigentes a la fecha de pago, por no cumplir con 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 su numeral 4.2.2, siendo pasible de sanción de acuerdo con lo previsto 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.

Código de Infracción: 160015743602

Artículo 4.- DISPONER que los montos de las multas sean depositados en las cuentas de Osinergmin a través de los canales de atención (agencias y banca por internet) del Banco de Crédito del Perú, Banco Interbank y Scotiabank Perú S.A.A. con el nombre “**MULTAS PAS**” y, en el caso del Banco BBVA Continental, con el nombre “**OSINERGMIN MULTAS PAS**”, importes que deberán cancelarse en un plazo no mayor de quince (15) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución, debiendo indicarse al momento de la cancelación al banco los códigos de infracción que figuran en la presente Resolución, sin perjuicio de informar en forma documentada a Osinergmin del pago realizado⁵.

«image:osifirma»

⁵ En caso no estuviese conforme con lo resuelto, podrá interponer los recursos administrativos establecidos en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, dentro del plazo máximo de quince (15) días hábiles contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución. Cabe precisar que los recursos administrativos se presentan ante el mismo órgano que emitió la resolución, siendo que en caso sea uno de apelación, los actuados se elevarán al superior jerárquico.

Gerente de Supervisión de Electricidad