

**TRIBUNAL DE APELACIONES DE SANCIONES
EN TEMAS DE ENERGIA Y MINERIA
OSINERGMIN**

SALA 1

RESOLUCIÓN N° 292-2018-OS/TASTEM-S1

Lima, 11 de diciembre de 2018

VISTO:

El Expediente N° 2018-019¹ que contiene el recurso de apelación interpuesto el 23 de agosto de 2018 por Interconexión Eléctrica Isa Perú S.A. (en adelante, ISA), representada por el señor Alberto Muñante Aquije, contra la Resolución de División de Supervisión de Electricidad Osinergmin N° 1915-2018 de fecha 2 de agosto de 2018, mediante la cual se la sancionó por incumplir 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, NTIITR), en el segundo semestre de 2014 y el primer semestre de 2015.

CONSIDERANDO:

1. Mediante Resolución de División de Supervisión de Electricidad Osinergmin N° 1915-2018 del 2 de agosto de 2018, se sancionó a ISA con una multa total de 13.30 (trece con treinta centésimas) UIT, por incurrir en las siguientes infracciones:

Infracción	Sanción UIT
<p>No implementó el enlace ICCP² Principal.</p> <p>De acuerdo a lo informado por el COES en el "Reporte de Cumplimiento de la NTIITR", contenido en los Informes Técnicos Nos. DTI-RIS-001-2015 y DTI-RIS-002-2015, remitidos mediante las Cartas Nos. COES/D-022-2015³ y COES/D-312-2015⁴, se verificó que ISA no cuenta con enlace ICCP Principal, conectándose a la RIS⁵ empleando el enlace de otra empresa.</p>	5.44

¹ Expediente SIGED N° 201600161303.

² ICCP (Inter Control Center Communications Protocol): Protocolo entre los Centros de Control.

³ Carta N° COES/D-022-2015: Desarrollo y cumplimiento de la aplicación de la NTIITR durante el periodo de control del 01/07/2014 al 31/12/2014.

⁴ Carta N° COES/D-312-2015: Desarrollo y cumplimiento de la aplicación de la NTIITR durante el periodo de control del 01/01/2015 al 30/06/2015.

⁵ RIS: Red ICCP del SEIN.



Normas incumplidas: Numerales 1.3.7 y 4.3 de la NTIITR ⁶ , y el literal p) del artículo 201° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM ⁷ (en adelante, RLCE).	
No haber cumplido con alcanzar el índice de disponibilidad requerido en el primer y segundo periodo de control de la segunda etapa de las transferencias de ICCP en la NTIITR. De acuerdo a lo informado por el COES en sus Cartas Nos. COES/D-022-2015 y COES/D-312-2015, se verificó que ISA no cumplió con alcanzar el índice de disponibilidad del 90% establecido para la segunda etapa de las transferencias de ICCP, en tanto alcanzó 80.888% para el periodo de control del segundo semestre de 2014 y 82.802% para el primer semestre de 2015.	7.86

⁶ **NORMA TÉCNICA PARA EL INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL – RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 243-2012-EM-DGE**

TÍTULO PRIMERO

1. INTRODUCCIÓN

(...)

1.3 Responsabilidades de los Integrantes de la RIS

(...)

1.3.7 Establecer líneas dedicadas para el Centro de Control Principal y Centro de Control de Respaldo del COES, en atención al requerimiento de redundancia para la confiabilidad de la RIS, con un mínimo de 64 Kbps por empresa. Estos enlaces de comunicación o parte de ellos, no deben utilizar la red Internet como medio de envío de señales.

El COES por su parte, debe mantener una plataforma ICCP estable y robusta, sobre la cual los Integrantes de la RIS puedan adecuar su propia plataforma ICCP. Los posibles cambios estructurales en la plataforma del COES, siempre se efectuarán por una necesidad técnica justificada y producto de un análisis previo que considere su impacto en los sistemas SCADA de los Integrantes de la RIS que remiten su información.

En general el COES es responsable por mantener la correcta operación de sus sistemas ICCP, SCADA, EMS y otros que den soporte a la coordinación de la operación en tiempo real.

(...)

TÍTULO CUARTO

4. REQUERIMIENTOS DE DISPONIBILIDAD Y COBERTURA

(...)

4.3 Redundancia de la infraestructura de transmisión ICCP

Para lograr los niveles aceptables de observabilidad del SEIN, los Integrantes de la RIS deberán implementar mecanismos de redundancia que permitan la disponibilidad permanente de las señales medidas y estados, aun cuando se realicen trabajos de mantenimiento en algún equipo que forma parte de la cadena de transmisión de la información. Los componentes que se deben considerar para implementar los mecanismos de redundancia son: Sistemas SCADA, equipos de comunicaciones, redes (equipos ruteadores o “routers”, switches, entre otros), servidores ICCP y servidores de bases de datos. Se considera que el nivel de disponibilidad de la tercera etapa, requerirá la redundancia antes mencionada.

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, tanto a su Centro de Control principal, como a su Centro de Control de Respaldo, el cual deberá tener al menos similares capacidades funcionales que el Principal respecto a sus sistemas de tiempo real e información. A su vez, el COES deberá mantener un enlace en alta disponibilidad entre sus dos centros de control, tal que para la conexión con cada Integrante de la RIS, se logre constituir una topología de anillo que provea adecuado mecanismo de redundancia y conmutación, logrando así una continuidad de servicio aun en caso de caída del enlace de comunicaciones principal y su subsecuente restauración automática.

De manera particular, el enlace de comunicaciones de respaldo (redundante) con el que los Integrantes de la RIS se conectan al COES, debe ser implementada desde el inicio de su conexión al COES y para todas las etapas descritas en el numeral 4.2 “Índice de Disponibilidad por etapas de las transferencias ICCP”

⁷ **REGLAMENTO DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS - DECRETO SUPREMO N° 009-93-EM**

“RANGO DE MULTAS. IMPORTE. CASOS

Artículo 201°

El OSINERG sancionará a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación y/o transmisión y/o distribución de energía eléctrica, y/o clientes libres, así como al COES cuando incumpla sus obligaciones previstas en la Ley, el Reglamento o las normas técnicas, con multas equivalentes al importe de 100 000 a 2 000 000 kilovatios-hora, en los siguientes casos, según corresponda:

(...)

P) Por incumplimiento de las normas y disposiciones emitidas por la Dirección, OSINERG y la Comisión.”



RESOLUCIÓN N° 292-2018-OS/TASTEM-S1

Normas incumplidas: Numeral 4.2.2 de la NTIITR ⁸ y el literal p) del artículo 201° del RLCE ⁹ .	
TOTAL	13.30

Cabe señalar que las infracciones antes mencionada se encuentran tipificadas en el numeral 1.10 del Anexo N° 1 de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, aprobada por Resolución N° 028-2003-OS/CD¹⁰ (en adelante, Escala de Multas y Sanciones de la GFE).

2. Mediante escrito de registro N° 201600161303 del 23 de agosto de 2018, ISA interpuso recurso de reconsideración contra la Resolución de División de Supervisión de Electricidad Osinergmin N° 1915-2018, el cual fue calificado como recurso de apelación mediante el Oficio N° 2893-2018-OS-DSE notificado a ISA el 11 de setiembre de 2018. El referido recurso se fundamenta en los siguientes argumentos:

- a) Respecto a la infracción por no haber implementado el enlace ICCP Principal señala que, se estaría imputando el presunto incumplimiento de manera reiterada, dado que en un procedimiento administrativo sancionador anterior –archivado mediante Resolución de División de Supervisión de Electricidad N° 133-2018 que declaró su caducidad–, se recomendó el archivo de la dicha imputación –mediante Informe de Instrucción N° 162-2017-DSE–, en la medida que no había sido imputada con la precisión suficiente, en tanto en la información remitida por el COES no se señala expresamente los motivos por los que se observa el incumplimiento en la adecuación a la NTIITR.

Precisa que en el numeral 3.1) del Informe de Instrucción N° DSE-FGT-33, que forma parte integrante del Oficio N° 604-2018 que dio inicio al presente procedimiento administrativo sancionador, se consignan las normas presuntamente incumplidas, sin especificar cuáles

⁸ NORMA TÉCNICA PARA EL INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL – RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 243-2012-EM-DGE
TÍTULO CUARTO

4. REQUERIMIENTOS DE DISPONIBILIDAD Y COBERTURA

(...)

4.2 Índice de Disponibilidad por etapas de las transferencias ICCP

Para el logro de la adecuación de los sistemas SCADA/ICCP de las empresas requeridas de intercambiar información en tiempo real usando la RIS, se ha definido las siguientes etapas:

(...)

4.2.2 Segunda Etapa. En esta etapa el conjunto de señales medidas y estados que remite cada integrante de la RIS, deberá tener una disponibilidad de 90% del tiempo. Esto equivale aproximadamente a una permisividad de error anual acumulado de 438 horas para el periodo de control semestral, por nodo (empresa). La duración de esta etapa será de un (1) año, a partir de la finalización de la Primera etapa.

(...)"

⁹ Ver pie de página 7.

¹⁰ ANEXO 1 DE LA ESCALA DE MULTAS Y SANCIONES DE LA GERENCIA DE FISCALIZACIÓN ELÉCTRICA RESOLUCIÓN N° 028-2003-OS/CD

N°	TIPIFICACIÓN DE INFRACCIÓN	BASE LEGAL	SANCIÓN
1.10	Incumplir la ley, el Reglamento, las normas, Resoluciones y disposiciones emitidas por el Ministerio, la Dirección u OSINERG, así como las demás normas legales, técnicas y otras vinculadas con el servicio eléctrico.	Art. 201º Inc. p) del Reglamento	Amonestación De 1 a 1000 UIT

son los hechos o actos de los que se infiere el presunto incumplimiento de los numerales 4.3) y 1.3.7) de la NTIITR¹¹. Tanto es así que el precitado informe de instrucción recomienda el archivo de las siguientes imputaciones: i) Sobre el enlace de respaldo que se encuentra pendiente de adecuación a la NTIITR, en tanto el COES no habría expresado las razones que lo llevan a afirmar que el enlace ICCP de respaldo implementado por ISA se encuentre pendiente de adecuación; y, ii) La imputación referida a no haber implementado el enlace ICCP de alta disponibilidad, señalando que no es una exigencia de la NTIITR para los integrantes del RIS.

Sostiene que el único sustento para iniciar el presente procedimiento administrativo sancionador estaría referido a que ISA no cuenta con un enlace ICCP Principal, sino que se conecta a la RIS empleando el enlace de otra empresa, afirmación que está orientada a presumir que la NTIITR exigiría como aspecto obligatorio el que dicho enlace desde las subestaciones hasta el centro de control del COES debiera ser de propiedad de ISA, lo que resultaría ineficiente e impropio para un sistema de transmisión que cuenta con múltiples operadores cuya infraestructura propia no se extiende hasta el propio centro de control del COES. Añade que tanto la NTIITR como los criterios de eficiencia dictan que las empresas de transmisión pueden contratar la infraestructura de otras empresas.

En este sentido, señala que cuenta con un enlace ICCP principal de alta disponibilidad, de respaldo, así como mecanismos de redundancia, que están en funcionamiento desde enero de 2014, habiendo sido implementados en diciembre de 2013, los cuales usan la infraestructura física de REP (Red de Energía del Perú) por acuerdo de ambas empresas, desde el centro de control principal en la subestación San Juan y desde el centro de control de respaldo en la subestación Planicie, ambos centros de control mutuamente soportados, siendo que la operación y mantenimiento de dicha infraestructura corresponde a REP, mediante las cuales se envía de forma permanente señales de ICCP de ISA al COES, como consta en las pruebas de los enlaces de comunicaciones aprobadas por el COES-SINAC del año 2013 y la actualización en agosto de 2015, lo que corrobora el cumplimiento del numeral 1.3.7 de la NTIITR.

- b) Respecto a la infracción referida a no haber alcanzado el índice de disponibilidad requerido en el primer y segundo periodo de control de la segunda etapa de la NTIITR, precisa que de acuerdo con lo establecido en el numeral 1.3.6) de la citada norma, con fecha 3 de setiembre de 2013, REP envió la Carta N° CS0000418 – 13011348 informando al COES acerca de la implementación de una nueva plataforma SCADA/EMS para su centro de control, lo cual afectó la calidad y disponibilidad del envío de señales al COES en el año 2014 y parte del 2015. Añade que durante estos periodos ocurrieron indisponibilidades en el envío de señales, por los reinicios en la plataforma y aplicación de parches, lo cual es propio de cualquier software de aplicación que se encuentre en etapa de estabilización.

¹¹ ISA señala que, el Informe de Instrucción N° DSE-FGT-33 únicamente hace someras referencias a los términos “conectado usando enlace de otra empresa”, “pendiente de adecuarse a la nueva norma NTIITR 2012” y “sin alta disponibilidad”, sin precisar cuáles son los actos u hechos incumplidos en el presente caso.

RESOLUCIÓN N° 292-2018-OS/TASTEM-S1

Precisa que en la medida que las aludidas indisponibilidades fueron oportuna y adecuadamente comunicadas al COES, se configuraría una causal de exclusión de los cálculos para el cumplimiento del indicador disponibilidad, de conformidad con lo establecido en el último párrafo del numeral 4.2 del título cuarto de la NTIITR, razón por la cual debieron tomarse en cuenta para el cálculo del indicador disponibilidad.

Asimismo, señala que en el periodo 2014-2015 el software encargado del cálculo del indicador de disponibilidad a partir de la información histórica del sistema SCADA del COES (TR-COES) consideraba, además del dato válido, los eventos posteriores capturados por barridos de integridad periódicos, los cuales son procesados como datos inválidos, anomalía que fue expresada por el consultor KEMA en el Informe Técnico preparado para la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE). Añade que lo expresado ha sido reconocido por el COES conforme consta en el literal d) del Anexo 3 del Informe Justificatorio de fecha 31.03.2016.



Sostiene que el algoritmo utilizado es cuestionable en tanto no es capaz de discriminar entre un equipo fuera de servicio y otro desenergizado por maniobras operativas o en reserva, los cuales tienen disponibilidad cero como se observa en el portal del COES. En este sentido, al tener serias deficiencias, el referido algoritmo no puede ser utilizado para calcular la disponibilidad de señales.



De otro lado, aduce que ISA ha hecho su mayor esfuerzo para implementar una nueva tecnología que cumpla con las exigencias de la NTIITR, así como incorporar mecanismos de redundancia en su infraestructura de comunicaciones para operar remotamente sus instalaciones, sin embargo, lo indicado se vio imposibilitado material y económicamente por las siguientes razones:

- Varias unidades terminales remotas (RTU's) del sistema eléctrico que opera ISA funcionan desde el inicio de la concesión, advirtiéndose que la gran mayoría no contaba con la capacidad necesaria para adecuarse a la exigencia de envío de información solicitada por la NTIITR.
- La modernización del sistema implica no solo a la unidad terminal, sino también el sistema de control y protección, el medio de comunicación y los mecanismos de redundancia necesarios, razón por la cual dicha renovación debe darse a largo plazo y en forma gradual, lo cual no coincide con las exigentes etapas de cumplimiento establecidas en la NTIITR.

En este sentido, solicita dejar sin efecto la resolución de sanción en la medida que la principal herramienta para el cálculo del indicador que usa el COES presenta serias deficiencias que deben ser corregidas y posteriormente validadas por cada uno de los integrantes del RIS en un plazo prudencial.

3. A través del Memorandum N° DSE-588-2018, recibido el 14 de setiembre de 2018, la División de Supervisión de Electricidad remitió los actuados al TASTEM, el cual luego de la evaluación correspondiente ha llegado a las conclusiones que se expresan a continuación.

RESOLUCIÓN N° 292-2018-OS/TASTEM-S1

4. Respecto a lo alegado en el literal a) del numeral 2) de la presente resolución, se debe señalar que en el Informe de Instrucción N° 162-2017-DSE de fecha 8 de diciembre de 2017¹² –al que hace referencia ISA–, la imputación efectuada a la recurrente estaba referida a que *“el enlace principal y el enlace ICCP de respaldo implementados no cumplen con lo requerido por la NTIITR”*¹³; es decir, se trata de una imputación distinta a la efectuada en el presente caso que está referida a *“No implementar el enlace ICCP Principal”*. Asimismo, las conductas imputadas responden a incumplimientos distintos. Así, en el primer caso se imputa el presunto incumplimiento del numeral 4.3 de la NTIITR referido a la redundancia de la infraestructura de transmisión ICCP, en tanto, en el presente caso, se imputa el incumplimiento del numeral 1.3.7 de la NTIITR en concordancia con el numeral 4.3 del referido cuerpo normativo, referido a la obligación de los integrantes del RIS de establecer líneas dedicadas para el Centro de Control Principal y Centro de Control de Respaldo del COES.

En este sentido, tratándose de infracciones distintas y objetivamente diferenciables, el hecho de que el Informe de Instrucción N° 162-2017-DSE haya recomendado archivar la infracción referida a que *“el enlace principal y el enlace ICCP de respaldo implementados no cumplen con lo requerido por la NTIITR”*, no implica que se haya imputado reiteradamente una infracción archivada previamente, como alega la recurrente. Asimismo, no puede afirmarse que los fundamentos del archivo de la referida infracción sean aplicables al presente caso.

Asimismo, es pertinente precisar que si bien mediante Resolución de División de Supervisión de Electricidad N° 133-2018 se dispuso declarar la caducidad del procedimiento administrativo sancionador iniciado mediante Oficio N° 2240-2016, de conformidad con lo establecido en el numeral 5) del artículo 256° del TUO de la LPAG, la declaración de la caducidad administrativa no deja sin efecto las actuaciones de fiscalización, así como los medios probatorios que no puedan o no resulte necesario ser actuados nuevamente.

Ahora bien, de conformidad con lo establecido en el numeral 1.3.7) de la NTIITR¹⁴, son responsabilidades de los integrantes del RIS¹⁵, entre los cuales se encuentra ISA, establecer líneas dedicadas para el Centro de Control Principal y Centro de Control de Respaldo del COES, en atención al requerimiento de redundancia para la confiabilidad de la RIS, con un mínimo de

¹² Es de precisar que, el Informe de Instrucción N° 162-2017-DSE fue emitido en el procedimiento administrativo sancionador iniciado mediante Oficio N° 2240-2016 notificado con fecha 29 de noviembre de 2016, el mismo que fue archivado mediante Resolución de División de Supervisión de Electricidad N° 133-2018, que declaró la caducidad del mismo, en tanto había transcurrido en exceso el plazo máximo para resolver, de conformidad con lo establecido en la Quinta Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Legislativo N° 1272.

¹³ Cabe indicar que, conforme se advierte del Oficio N° 2240-2016 de fecha 23 de noviembre de 2016, que dio inicio al referido procedimiento administrativo sancionador, las imputaciones efectuadas a la recurrente estaban referidas a:

- El enlace ICCP principal y el enlace ICCP de respaldo implementados no cumplen con lo requerido por la NTIITR.
- No ha cumplido con alcanzar el índice de disponibilidad del 90% requerido en la segunda etapa de la NTIITR.

¹⁴ Ver pie de página 6.

¹⁵ De conformidad con lo establecido en el numeral 1.2) del NTIITR, se define “integrante del RIS” como las empresas que intercambian información en tiempo real usando la RIS.

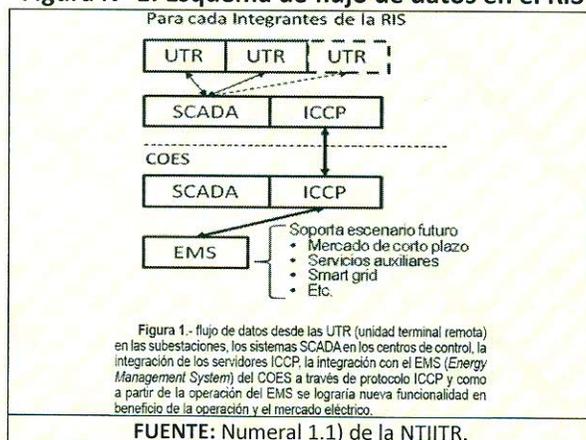
64 Kbps por empresa. Asimismo, señala que estos enlaces de comunicación o parte de ellos no deben utilizar la red internet como medio de envío de señales.

El COES por su parte, como administrador del RIS, debe mantener una plataforma ICCP estable y robusta, sobre la cual los Integrantes de la RIS puedan adecuar su propia plataforma ICCP.

Al respecto, conviene precisar que una “línea dedicada” es una línea de comunicación que tiene por característica particular, la de servir exclusivamente para la transmisión de datos entre 2 puntos –centros de control–, para el caso, entre una empresa –integrante del RIS– y el COES. Asimismo, debe asegurar una capacidad de transmisión fija de 64 kbps, es decir, la línea dedicada debe garantizar en todo momento la capacidad disponible¹⁶ de transmisión de datos (aun cuando no la use), lo cual es responsabilidad particular de cada integrante.



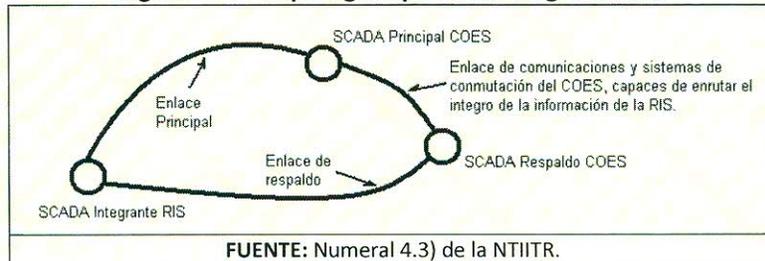
Figura N° 1: Esquema de flujo de datos en el RIS



Ahora bien, en atención al requerimiento de redundancia para la confiabilidad el RIS, la NTIITR exige a los integrantes de la RIS la implementación de mecanismos de redundancia que permitan la disponibilidad permanente de las señales medidas y estados. A su vez, el COES deberá mantener un enlace en alta disponibilidad entre sus dos centros de control, de modo que para la conexión con cada integrante de la RIS, se logre constituir una “topología tipo *token ring*” (modelo de arquitectura tecnológica denominada en “anillo”) que provea adecuado mecanismo de redundancia y conmutación, logrando así una continuidad de servicio aun en caso de caída del enlace de comunicaciones principal y su subsecuente restauración automática.

¹⁶ De conformidad con lo establecido en el numeral 1.2.) del NTIITR, se define “Disponibilidad” como el hecho de poder contar con un dato específico cada vez que éste sea requerido.

Figura N° 2: Topología tipo token ring en el RIS



En este sentido, cada integrante del RIS actúa como proveedor de datos al COES, a través de sus centros de control, además, las comunicaciones en el RIS se efectúan siempre entre la empresa propietaria de los equipos y el COES, aun cuando la empresa propietaria remita sus señales a través de una tercera empresa (numeral 3 de la NTIITR).

En efecto, el numeral 1.3.7 de la NTIITR no exige que las líneas implementadas sean de propiedad del integrante del RIS, sino que inclusive deja abierta la posibilidad de que la remisión de señales sea efectuada por un tercero; sin embargo, queda claro que en cualquiera de los casos debe cumplirse con los requerimientos mínimos exigidos por la NTIITR, así como, con la normativa vigente.

Ahora bien, resulta pertinente indicar que no cualquier tercero puede prestar el servicio de transmisión de datos en tiempo real bajo el protocolo ICCP¹⁷, toda vez que éste, por su naturaleza, constituye un servicio portador de telecomunicaciones¹⁸, ello en la medida que tratándose de un servicio prestado por un tercero, constituye un servicio público¹⁹, cuya prestación se realiza necesariamente bajo el régimen de concesión, de conformidad con lo establecido en los artículos 35° y 121° del Texto Único Ordenado del Reglamento General de la Ley de Telecomunicaciones, aprobado por Decreto Supremo N° 020-2007-MTC²⁰.

¹⁷ Para efectos de la implementación de un enlace ICCP se requiere un canal de datos (línea dedicada) con una velocidad mínima de 64 kbps. No se especifica el medio utilizado, pudiendo ser: satelital, fibra óptica o cobre.

¹⁸ El artículo 30° del Texto Único Ordenado del Reglamento General de la Ley de Telecomunicaciones, aprobado por Decreto Supremo N° 020-2007-MTC, define servicios portadores como aquellos que utilizando la infraestructura del sistema portador, tienen la facultad de proporcionar la capacidad necesaria para el transporte y enrutamiento de las señales de comunicaciones, constituyendo el principal medio de interconexión entre los servicios y redes de telecomunicaciones.

¹⁹ El artículo 23° del Texto Único Ordenado del Reglamento General de la Ley de Telecomunicaciones, aprobado por Decreto Supremo N° 020-2007-MTC, define servicios públicos de comunicaciones como aquellos cuyo uso está a disposición del público en general a cambio de una contraprestación tarifaria, sin discriminación alguna, dentro de las posibilidades de oferta técnica que ofrecen los operadores. Asimismo, el artículo 24° del referido cuerpo normativo define servicios privados como aquellos que han sido establecidos por una persona natural o jurídica para satisfacer, estrictamente, sus propias necesidades de comunicaciones dentro del territorio nacional.

²⁰ TEXTO ÚNICO ORDENADO DEL REGLAMENTO GENERAL DE LA LEY DE TELECOMUNICACIONES - DECRETO SUPREMO N° 020-2007-MTC

"Artículo 35.- Ámbito de acción de los servicios portadores

Los servicios portadores, por su ámbito de acción, pueden ser:

1. Portadores locales.
2. Portadores de larga distancia nacional.
3. Portadores de larga distancia internacional.

Cada una de estas modalidades requiere de concesión expresa para su prestación. (Subrayado añadido)

Cabe advertir que la propia NTIITR reconoce esta situación, tal como se aprecia en el Anexo A “Formulario de solicitud de conexión a la RIS” conforme se observa a continuación:

Figura N° 3: Anexo A – Formulario de Solicitud de conexión a la RIS

Formulario de Solicitud de Conexión a la RIS				
Sección A - Información de contacto				
1. Razón social del Remilente:				
2. Nombre del Personal de Contacto:				
3. Correo Electrónico del Personal de Contacto:				
4. Teléfono y/o Celular del Personal de Contacto:				
5. Portador de Servicios de Datos (Emp. Telecomunicaciones):				
6. Correo Electrónico del Personal Emp. Telecomunicaciones:				
Sección B - Información general de la conexión				
7. Fecha prevista de conexión de la RIS:				
8. Fecha prevista de activación en la RIS:				
9. Protocolo(s) usado(s):				
10. Ancho de Banda - Normal:		Pico:		
Sección C - Seguridad				
11. ¿El Servidor o cliente está conectado a la red Local Corporativa? Si/No				
12. ¿El enlace de comunicaciones usa la Internet como medio de transporte? Si/No				
Sección D - Características técnicas				
13. Requerimiento Técnico	mínimo del Enlace Principal	Si	No	Otro
Ancho de Banda mínimo 64 Kbps por EMPRESA				
Soporte de NAT (Network Address Translation) del ruteador (dispositivo de Nivel 3 del OS - Open System Interconnection)				
Soporte de EIGRP (Enhanced Interior Gateway Routing Protocol) del ruteador (dispositivo de Nivel 3 del OS)				
Soporte de PPP (Point to Point Protocol) (dispositivo de Nivel 3 del OS)				
No usa la Internet como infraestructura				
BER (Bit Error Rate) $\leq 1 E^{-6}$				
Disponibilidad del enlace $\Rightarrow 99.9\%$ mensual				
Soporte y habilitación por dispositivo de ICMP (Internet Control Message Protocol - PING)				
14. Requerimientos Técnicos del Enlace Secundario (hacia CCC7)		Si	No	Otro
Soporta consumo Pico (similar a ítem 10 de Sección B)				
Soporta BER (Bit Error Rate) $\leq 1 E^{-6}$				
Disponibilidad del enlace $\Rightarrow 99.9\%$ mensual				
Soporte y habilitación por dispositivo de ICMP (Internet Control Message Protocol - PING)				
Sección a ser llenada por el Coordinador				
15. Fecha de recepción del Anexo A por el Coordinador				

Fuente: Anexo A de la NTIITR.



Es de precisar que en el ítem “definiciones” del Anexo A de la NTIITR, se define “Portador de Servicios de Datos” como la empresa de telecomunicaciones proveedora del enlace principal.

En este orden de ideas, la NTIITR reconoce que las “líneas dedicadas” tanto para el enlace principal como el secundario, no necesariamente deben ser de propiedad del integrante del RIS que las implementa, debiendo cumplir en cualquier caso con los requerimientos mínimos establecidos en dicha norma. Asimismo, en el caso que la implementación de la “línea dedicada” se efectuó a través de una tercera empresa, el servicio deberá ser proveído por un Concesionario de Telecomunicaciones, acorde con el marco normativo vigente citado precedentemente.

Ahora bien, en el presente caso, de la revisión del Oficio N° 604-2018 de fecha 27 de febrero de 2018, que dio inicio al presente procedimiento administrativo sancionador y que obra a fojas 41 del expediente, así como del Informe de Instrucción N° DSE-FGT-33, obrante de fojas 38 a 40

“Artículo 121.- Régimen de concesión

Los servicios portadores, finales y de difusión de carácter público, se prestan bajo el régimen de concesión, la cual se otorga previo cumplimiento de los requisitos y trámites que establecen la Ley y el Reglamento y se perfecciona por contrato escrito aprobado por el Titular del Ministerio.”

del expediente, se advierte que se imputó a la recurrente, entre otros, el no contar con el enlace ICCP Principal, en tanto se conecta a la RIS empleando el enlace de otra empresa, hechos que fueron informados por el COES en los Reportes de Cumplimiento de la NTIITR correspondientes al segundo semestre del 2014 y el primer semestre del 2015, contenidos en los Informes Técnicos Nos. DTI-RIS-001-2015 y DTI-RIS-002-2015, remitidos en cumplimiento de lo establecido en la segunda disposición complementaria de la NTIITR²¹.

En efecto, los Reportes de Cumplimiento de la NTIITR correspondientes al segundo semestre del 2014 y el primer semestre del 2015, contenidos en los Informes Técnicos Nos. DTI-RIS-001-2015 y DTI-RIS-002-2015, señalan lo siguiente:

TABLA N° 1: FECHA DE IMPLEMENTACIÓN DEL ENLACE ICCP PRINCIPAL DE ISA

EMPRESA	INFORME TÉCNICO	PERIODO DE REPORTE	FECHA DE PUESTA EN SERVICIO DEL ENLACE ICCP PRINCIPAL
ISA	DTI-RIS-001-2015	01/07/2014 – 31/12/2014	Conectado (7)
ISA	DTI-RIS-002-2015	01/01/2015 – 30/06/2015	Conectado (7)

(7) Conectado usando enlace de otra empresa.

FUENTE: Información extraída de los Informes Técnicos Nos. DTI-RIS-001-2015 y DTI-RIS-002-2015, que obran en soporte virtual en los expedientes SIGED Nos. 201500005593 y 201500092316, respectivamente.

Conforme se observa, en los Reportes de Cumplimiento de la NTIITR del último semestre del 2014 y el primer semestre del 2015, no se reconoce la fecha de puesta en servicio del enlace ICCP Principal de ISA –como se realiza con otros integrantes del RIS²²–, señalándose que, se conecta al enlace ICCP Principal del COES usando el enlace de otra empresa²³, entendiéndose el enlace implementado por otra empresa.

²¹ NORMA TÉCNICA PARA EL INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL – RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 243-2012-EM-DGE

“Segunda.- El COES remitirá al OSINERGMIN un informe técnico como máximo a los diez (10) días hábiles de finalizado cada periodo de control, conteniendo los aspectos relevantes que sustenten el desarrollo y cumplimiento de la presente Norma, entre otros aspectos que considere relevante.”

²² Extracto del Anexo: Cuadro 2 del Informe Técnico N° DTI-RIS-002-2015, que obran en soporte virtual en el expediente SIGED N° 201500092316.

ANEXO: CUADRO 2.
REPORTE DE CUMPLIMIENTO DE LA NTIITR DEL PERIODO 01/01/2015 a 30/06/2015

Empresa	Fecha de Aprobación Anexo A (1)	Fecha de Aprobación Anexo B (1)	Fecha de Aprobación Anexo C (1)	Fecha de puesta en servicio del enlace ICCP Principal	Fecha de puesta en servicio de alta disponibilidad	Fecha de puesta en servicio del enlace ICCP de respaldo	Disponibilidad (%) General	Disponibilidad (%) Referencial de medidores y estacos	Disponibilidad (%) de señales de alta prioridad	Precisión de la Estimación de Escudo del EMS (2) (Magnitud de error por empresa)	Número de señales de medida, al final del periodo	Número de señales de estado, al final del periodo	Número total de señales requeridas	Cumplimiento de señales
ISA PERU	(4)	14/02/2013	(6)	Conectado (7)	(8)	Conectado (5)	82.802	83.911	82.802	47,021	107	157	254	100,00
	30/05/2015	28/03/2014	(6)	12/03/2014	(8)	17/03/2014	96.890	97.482	96.600	14,644	57	24	61	100,00
	11/03/2014	18/03/2014	(6)	17/03/2014	(8)	17/03/2014	96,010	97,273	96,510	14,305	331	336	660	100,00
	13/09/2012	21/09/2012	08/04/2013	10/13/2012	10/10/2012	11/10/2012	12,388	12,383	12,388		14	12	26	100,00

²³ Cabe advertir que, la implementación de la línea dedicada –propia o a través de una empresa de telecomunicaciones– es de exclusiva responsabilidad de cada integrante del RIS, como la recurrente.

En este sentido, aun cuando la recurrente señale que contaría con un enlace ICCP principal, el mismo que se habría implementado en diciembre de 2013 y estaría en funcionamiento desde enero de 2014, no ha presentado los medios probatorios que respalden dicha afirmación, máxime si como se ha señalado en el párrafo precedente, tal implementación no es reconocida por el COES.

En efecto, en el Cuadro 6 de los Informes Técnicos Nos. DTI-RIS-001-2015 y DTI-RIS-002-2015, referidos a la configuración de las conexiones al COES de los integrantes de la RIS –requisito para la implementación de una línea dedicada–, se advierte que en el periodo objeto de análisis, ISA no había configurado sus conexiones al Centro de Control Principal del COES –M. ROAUD, Router 01 y Router 02– ni al Centro de Control de Respaldo del COES –R. Navarrete, Router 03– conforme se detalla a continuación:

FIGURA N° 4: CONFIGURACIÓN DE CONEXIONES AL COES DE LOS INTEGRANTES DE LA RIS

INFORME TÉCNICO N° DTI-RIS-001-2015 ANEXO: CUADRO 6.					INFORME TÉCNICO N° DTI-RIS-002-2015 ANEXO: CUADRO 6.				
CONFIGURACIÓN DE LAS CONEXIONES AL COES DE LOS INTEGRANTES DE LA RIS					CONFIGURACIÓN DE LAS CONEXIONES AL COES DE LOS INTEGRANTES DE LA RIS				
EMPRESAS CONECTADAS AL COES					EMPRESAS CONECTADAS AL COES				
Nro.	EMPRESA	M. ROAUD		R. NAVARRETE	Nro.	EMPRESA	M. ROAUD		R. NAVARRETE
		ROUTER 01	ROUTER 02	ROUTER 03			ROUTER 01	ROUTER 02	ROUTER 03
(...)					(...)				
50	ISA PERU	No	No	No	(...)				

FUENTE: Informes Técnicos Nos. DTI-RIS-001-2015 y DTI-RIS-002-2015, que obran en soporte virtual en los expedientes SIGED Nos. 201500005593 y 201500092316, respectivamente.

En este sentido, ISA no se conecta al Centro de Control Principal del COES mediante una línea dedicada propia o a través de una empresa de telecomunicaciones, sino utilizando el enlace implementado por otro integrante del RIS.

En efecto, conforme ha reconocido ISA en sus escritos de descargos y en el recurso bajo análisis, existe un envío permanente de señales ICCP de ISA hacia el COES usando infraestructura de Red de Energía del Perú S.A. (en adelante, REP), desde el Centro de Control de la Subestación de San Juan y desde el Centro de Control de respaldo en la Subestación Planicie, ambas de propiedad de REP.

Asimismo, conviene precisar que REP no se conecta al Centro de Control Principal del COES mediante una línea dedicada propia, sino a través de una empresa de telecomunicaciones – Internexa²⁴–, situación que como se ha señalado en los párrafos precedentes no es considerado

²⁴ En el Cuadro 6 de los Informes Técnicos Nos. DTI-RIS-001-2015 y DTI-RIS-002-2015 se advierte lo siguiente:

INFORME TÉCNICO N° DTI-RIS-001-2015 ANEXO: CUADRO 6.					INFORME TÉCNICO N° DTI-RIS-002-2015 ANEXO: CUADRO 6.				
CONFIGURACIÓN DE LAS CONEXIONES AL COES DE LOS INTEGRANTES DE LA RIS					CONFIGURACIÓN DE LAS CONEXIONES AL COES DE LOS INTEGRANTES DE LA RIS				
EMPRESAS CONECTADAS AL COES					EMPRESAS CONECTADAS AL COES				
Nro.	EMPRESA	M. ROAUD		R. NAVARRETE	Nro.	EMPRESA	M. ROAUD		R. NAVARRETE
		ROUTER 01	ROUTER 02	ROUTER 03			ROUTER 01	ROUTER 02	ROUTER 03
(...)					(...)				
66	REP	INTERNEXA	INTERNEXA	INTERNEXA	69	REP	INTERNEXA	INTERNEXA	INTERNEXA
(...)					(...)				

un incumplimiento de la NTIITR, razón por la cual no es reportada en los informes remitidos por el COES.

De otro lado, en relación a las pruebas de los enlaces de comunicaciones anexadas por la recurrente, cabe advertir que dichas pruebas fueron realizadas el 25 de agosto de 2015, es decir, en un periodo distinto y posterior a los que son objeto del presente procedimiento.

En consecuencia, conforme se ha detallado en los párrafos precedentes, ha quedado demostrado que durante el segundo semestre de 2014 y primer semestre de 2015, ISA incumplió lo establecido en el numeral 1.3.7 de la NTIITR

En atención a lo señalado, este Órgano Colegiado considera que corresponde desestimar lo alegado por la recurrente en estos extremos.

5. Respecto a lo alegado en el literal b) del numeral 2), corresponde precisar que el numeral 4 de la NTIITR²⁵ establece que los requerimientos de disponibilidad y cobertura, como son, el índice de disponibilidad y el grado de cumplimiento de remisión de señales, permiten al COES contar con una adecuada visibilidad del sistema eléctrico.

En relación al índice de disponibilidad, el numeral 4.2 de la NTIITR estableció tres (3) etapas para lograr la adecuación de los sistemas de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) y Protocolo entre los Centros de Control (ICCP) de las empresas requeridas para intercambiar información en tiempo real usando el RIS, conforme se detalla a continuación²⁶:

²⁵ NORMA TÉCNICA PARA EL INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL – RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 243-2012-EM-DGE

“4. REQUERIMIENTOS DE DISPONIBILIDAD Y COBERTURA

Los requerimientos de disponibilidad y cobertura que permiten al COES contar con una adecuada visibilidad del sistema eléctrico, se expresan a través del Índice de Disponibilidad que se especifica en el presente numeral, y en el grado de cumplimiento de remisión de señales según el requerimiento del COES.”

²⁶ “4. REQUERIMIENTOS DE DISPONIBILIDAD Y COBERTURA

(...)

4.2 Índice de Disponibilidad por etapas de las transferencias ICCP

Para el logro de la adecuación de los sistemas SCADA/ICCP de las empresas requeridas de intercambiar información en tiempo real usando la RIS, se han definido las siguientes etapas:

4.2.1 Primera Etapa. *En esta etapa el conjunto de señales medidas y estados que remite cada integrante de la RIS, deberá tener una disponibilidad de 75% de tiempo. Esto equivale aproximadamente a una permisividad de error anual acumulado de 1,085 horas para el periodo de control semestral por nodo (empresa). Esta etapa tiene una duración de 18 meses, a partir de la promulgación de la presente norma.*

4.2.2 Segunda Etapa. *En esta etapa el conjunto de señales medidas y estado que remite cada integrante de la RIS, deberá tener una disponibilidad de 90% del tiempo. Esto equivale aproximadamente a una permisividad de error anual acumulado de 438 horas para el periodo de control semestral, por nodo (empresa). La duración de esta etapa será de un (1) año, a partir de la finalización de la Primera etapa.*

4.2.3 Etapa objetivo. *En esta etapa el conjunto de señales medidas y estados que remite cada integrante de la RIS, deberá tener una disponibilidad de 96% del tiempo. Esto equivale aproximadamente a una permisividad de error acumulado de 175 horas y 12 minutos para el periodo de control semestral, por nodo (empresa individual). Desde el inicio de esta etapa, las empresas deberán remitir las señales al COES con estampado de tiempo desde las RTU.*

Asimismo en la etapa objetivo, las señales de estado de seccionadores e interruptores y señales de medidas en general en niveles de tensión nominal igual o superior a 100kV, y señales de estado de seccionadores e interruptores y señales de medidas en general de centrales de generación de 50MW o superior, estarán sujetas a una disponibilidad mínima del 98%, lo cual equivale aproximadamente

TABLA N° 2: ÍNDICE DE DISPONIBILIDAD POR ETAPAS

ETAPA	PERIODO	ÍNDICE DE DISPONIBILIDAD (%)
Primera Etapa	28.11.2012 al 27.05.2014	75%
Segunda Etapa	28.05.2014 al 27.05.2015	90%
Tercera Etapa	28.05.2015 - indefinidamente	Señales en general ²⁷ 96%
		Señales de alta prioridad ²⁸ 98%

Fuente: Datos extraídos del numeral 4.2 de la NTIITR.



Cabe advertir que el cumplimiento de la disponibilidad mínima por etapa y periodo de control es exigible a los integrantes de la RIS, como es el caso de ISA, en tanto de conformidad con lo establecido en el numeral 1.3.1 de la NTIITR²⁹, los integrantes del RIS deben cumplir con las políticas, estándares y lineamientos referidos al intercambio de información en tiempo real para la operación del SEIN.

En este sentido, se incurrirá en una infracción administrativa pasible de sanción cuando no se alcance la disponibilidad mínima de señales exigida para cada una de las etapas, puesto que, al no contarse con una buena calidad de información en tiempo real, necesaria para la toma de decisiones oportunas en la dinámica operacional, se pone en riesgo la calidad del servicio del SEIN.



Ahora bien, conforme se desprende del Informe de Instrucción N° DSE-FGT-33 del 27 de febrero de 2018, en fojas 38 a 40 del expediente, sobre la base del cual se sustenta el inicio del presente procedimiento administrativo sancionador, el COES, a través de las Cartas Nos. COES/D-022-2015 del 16 de enero de 2015 y COES/D-312-2015 del 13 de julio de 2015, remitió a Osinergmin los Informes Técnicos Nos. DTI-RIS-001-2015 y DTI-RIS-002-2015, sobre el desarrollo y

a una permisividad de error acumulado de 87 horas y 36 minutos para el periodo de control. Este grupo de señales se evaluará separadamente para cada empresa, clasificándolas como señales de alta prioridad. La duración de esta etapa es indefinida, a partir de la finalización de la Segunda etapa.

En general, se excluirá del cálculo del índice de disponibilidad las señales asociadas a los equipos que se encuentran indisponibles por mantenimientos aprobados por el COES, para los casos en que su duración sea igual o mayor a las 72 horas. Para la aplicación de esta exclusión, las empresas deberán fijar manualmente en su SCADA un valor distintivo que será definido por el COES, para dichas señales de medidas y estados. Para estos casos se debe tener en consideración que las señales deben de ser restituidas a su condición de medidas y estados en tiempo real, por lo menos diez (10) minutos antes de reingresar a operación normal. El COES remitirá al OSINERGMIN el listado de las referidas señales excluidas del cálculo, como parte del "Reporte de cumplimiento de la NTIITR".

²⁷ Se refiere a todo el universo de cada empresa.

²⁸ 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.

²⁹ **NORMA TÉCNICA PARA EL INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL – RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 243-2012-EM-DGE**

"1.3 Responsabilidades de los Integrantes de la RIS

Cuando un Integrante del SEIN se incorpora a la RIS, el desarrollo de sus actividades será acorde con los objetivos de la presente Norma, por consiguiente asume las siguientes responsabilidades:

1.3.1 Cumplir con las políticas, estándares y lineamientos, así como con los procedimientos que el COES emita, referidos al intercambio de información en tiempo real para la operación del SEIN.

(...)"

cumplimiento de la NTIITR durante el periodo de control correspondiente al segundo semestre de 2014 y primer semestre de 2015 –segunda etapa–, donde se determinó que ISA registró un índice de disponibilidad por debajo del estándar mínimo establecido para la segunda etapa – 90%–, conforme se detalla a continuación:

TABLA N° 3: ÍNDICE DE DISPONIBILIDAD ALCANZADO POR ISA EN LA SEGUNDA ETAPA

ETAPA OBJETIVO	ESTABLECIDA (NTIITR)	ÍNDICE DE DISPONIBILIDAD (01/07/2014 - 31/12/2014)	ÍNDICE DE DISPONIBILIDAD (01/01/2015 – 30/06/2015)
Disponibilidad (%)	90.000	80.888	82.802

Fuente: Datos extraídos del Informe de Instrucción N° DSE-FGT-33.

En este sentido, al haberse verificado que ISA no cumplió con el índice de disponibilidad mínima exigible en la segunda etapa –28.05.2014 al 27.05.2015– para el periodo de control correspondiente al segundo semestre de 2014 y primer semestre de 2015, ha quedado acreditado que la recurrente ha incumplido lo dispuesto en el numeral 4.2 de la NTIITR, conducta sancionable de conformidad con lo establecido en el numeral 1.10 del Anexo N° 1 de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica.

Ahora bien, en relación a que la recurrente comunicó oportunamente al COES las indisponibilidades, configurándose una causal de exclusión de los cálculos para el cumplimiento del indicador disponibilidad, de conformidad con el último párrafo del numeral 4.2 de la NTIITR³⁰; cabe advertir que el citado numeral está referido al mantenimiento de equipos aprobados por el COES –con una duración de 72 horas o mayor–, situación que no se ha acreditado en el presente caso. Asimismo, es de precisar que dicho mecanismo es de exclusiva competencia del COES, como administrador del RIS, quien debe remitir a Osinergmin el listado de las señales excluidas del cálculo, como parte del “Reporte de cumplimiento de la NTIITR”; en este sentido, se entiende que de haberse seguido adecuadamente el mecanismo indicado, éste habría sido comunicado en el reporte de cumplimiento correspondiente, lo que no ha ocurrido en el presente caso.

De otro lado, en relación a lo expresado por el Informe Técnico de la SNMPE sobre el software encargado del cálculo del indicador de disponibilidad del COES en el periodo 2014-2015, cabe señalar, como lo ha efectuado la primera instancia en la resolución apelada, que el referido estudio fue realizado en el marco de la consultoría y asesoría solicitada por la SNMPE para el “Diagnóstico e Recomendaciones para el Cumplimiento de la NTIITR”, es decir, se trata de un

³⁰ NORMA TÉCNICA PARA EL INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL – RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 243-2012-EM-DGE

“4.2 Índice de Disponibilidad por etapas de las transferencias ICCP

(...)”

En general, se excluirá del cálculo del índice de disponibilidad las señales asociadas a los equipos que se encuentran indisponibles por mantenimientos aprobados por el COES, para los casos en que su duración sea igual o mayor a las 72 horas. Para la aplicación de esta exclusión, las empresas deberán fijar manualmente en su SCADA un valor distintivo que será definido por el COES, para dichas señales de medidas y estados. Para estos casos se debe tener en consideración que las señales deben de ser restituidas a su condición de medidas y estados en tiempo real, por lo menos diez (10) minutos antes de reingresar a operación normal. El COES remitirá al OSINERGMIN el listado de las referidas señales excluidas del cálculo, como parte del “Reporte de cumplimiento de la NTIITR”.

estudio realizado para una entidad privada, con objetivos particulares y, cuyos resultados y conclusiones no han sido validados por Osinergrmin. En este sentido, dicho informe tiene carácter referencial y no resulta oponible al presente caso.

Asimismo, en relación al Anexo 2 – Informe Justificatorio del COES SINAC, cabe advertir que el referido informe está orientado a justificar la contratación de la empresa OPTIMAL STRATEGY, para que realice el desarrollo e implementación del aplicativo para el aseguramiento de la calidad del cálculo del índice de disponibilidad dispuesto por la NTIITR, es decir, en un marco de optimización del aplicativo para el cálculo del índice de disponibilidad, donde si bien se reconoce la existencia de algunas particularidades en el envío/recepción de señales, se entiende que dichas particularidades no son superiores a los márgenes de error aceptables en este tipo de sistemas. Máxime si, como se ha señalado precedentemente, en los reportes de cumplimiento presentados por el COES para el segundo semestre de 2014 y primer semestre de 2015, no se ha reportado problema alguno referido al cálculo del índice de disponibilidad.

En relación a lo señalado por la recurrente en el sentido que habría realizado grandes esfuerzos para cumplir las exigencias de la NTIITR, lo que se vio imposibilitado por cuestiones materiales y económicas relacionadas con sus unidades –terminales remotas, sistemas de control y protección–, debe señalarse que la obligación contenida en el numeral 4.2 de la NTIITR, citado precedentemente, obliga al integrante del RIS –ISA– al logro de un resultado concreto fijado en un estándar cuantificable (porcentaje de disponibilidad por etapas), es decir, se trata de una obligación de resultados no de medios, por lo que no se agota con la conducta diligente empleada por el administrado, sino que para su cumplimiento necesariamente debe alcanzarse el índice de disponibilidad obligatorio para cada etapa.

Asimismo, el artículo 1° de la Ley N° 27699, Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional de Osinergrmin, concordante con el artículo 89° del Reglamento General de Osinergrmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, establece que la responsabilidad administrativa dentro del marco de los procedimientos administrativos sancionadores a cargo de Osinergrmin, es objetiva³¹.

³¹ LEY COMPLEMENTARIA DE FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL DE OSINERGMIN – LEY N° 27699

"Artículo 1°.- Facultad de tipificación

Toda acción u omisión que implique incumplimiento a las leyes, reglamentos y demás normas bajo el ámbito de competencia del OSINERG constituye infracción sancionable.

Sin perjuicio de lo mencionado en el párrafo anterior, el Consejo Directivo del OSINERG se encuentra facultado a tipificar los hechos y omisiones que configuran infracciones administrativas, así como a graduar las sanciones, para lo cual tomará en cuenta los principios de la facultad sancionadora contenidos en la Ley N° 27444 - Ley del Procedimiento Administrativo General.

La infracción será determinada en forma objetiva y sancionada administrativamente, de acuerdo a la Escala de Multas y Sanciones del OSINERG, aprobada por el Consejo Directivo; la cual podrá contemplar, entre otras, penas pecuniarias, comiso de bienes, internamiento temporal de vehículos, cierre de establecimientos y paralización de obras. El Consejo Directivo del OSINERG establecerá el procedimiento de comiso, así como el destino, donación o destrucción de los bienes comisados."

REGLAMENTO GENERAL DE OSINERGMIN – DECRETO SUPREMO N° 054-2001-PCM

"Artículo 89.- Responsabilidad del Infractor

La responsabilidad del infractor en caso de procedimientos administrativos sancionadores que se sigan ante OSINERG, debe distinguirse de la responsabilidad civil o penal que se origine, de los hechos u omisiones que configuren infracción administrativa. La responsabilidad administrativa por incumplimiento de las disposiciones legales, técnicas, derivadas de contratos de concesión y de las dictadas por OSINERG es objetiva."

RESOLUCIÓN N° 292-2018-OS/TASTEM-S1

Al respecto, la responsabilidad objetiva es aquella que recae sobre el administrado cuando se configura el incumplimiento de un mandato o prohibición establecido por la norma, con independencia del resultado lesivo que haya producido dicho incumplimiento. Es por ello, que sólo bastará la concurrencia del hecho para que se constituya la infracción administrativa, quedando en claro que no será necesario tener en cuenta la culpa [culpabilidad por dolo o culpa] por ser contraria con la responsabilidad objetiva asumida por la administración³².

En este sentido, habiéndose verificado que la recurrente ha incurrido en el incumplimiento materia de análisis, como se ha analizado en párrafos precedentes, no resulta relevante la existencia o no de intencionalidad del agente supervisado para lo relativo a la calificación de su conducta como infracción administrativa.

En atención a lo señalado, este Órgano Colegiado considera que corresponde desestimar lo alegado por la recurrente en estos extremos.

De conformidad con los numerales 16.1 y 16.3 del artículo 16 del Reglamento de los Órganos Resolutivos de Osinergmin, aprobado por Resolución N° 044-2018-OS/CD

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Declarar **INFUNDADO** el recurso de apelación interpuesto por Interconexión Eléctrica Isa Perú S.A. contra la Resolución de División de Supervisión de Electricidad Osinergmin N° 1915-2018 de fecha 2 de agosto de 2018, por las razones expuestas en la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2°.- Declarar agotada la vía administrativa.

Con la intervención de los señores vocales: Luis Alberto Vicente Ganoza de Zavala, Salvador Rómulo Salcedo Barrientos y Ricardo Mario Alberto Maguiña Pardo.

LUIS ALBERTO VICENTE GANOZA DE ZAVALA
PRESIDENTE



³² Vid. SANTOS LOYOLA, CARLOS R. "Derecho administrativo sancionador y responsabilidad objetiva". En: Modernizando el Estado para un país mejor. Palestra, Lima, 2010, p. 749-752.