

**RESOLUCIÓN DE DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 2282-2017**

Lima, 07 de diciembre del 2017

Exp. N° 2015-358

VISTO:

El expediente SIGED N° 201400124520, referido al procedimiento administrativo sancionador iniciado a través del Oficio N° 1573-2015, complementado con la Notificación de Cargo remitida mediante Oficio N° 1636-2016, al Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (en adelante, COES), con RUC N° 20261159733.

CONSIDERANDO:

1. ANTECEDENTES

- 1.1 Mediante el Informe Técnico N° GFE-UGSEIN-CPMMS-001-2014, se recomendó el inicio de un procedimiento administrativo sancionador al COES, por presuntamente incumplir con el "Procedimiento para la Supervisión de la Gestión de la Coordinación y Programación de los Programas Mensuales de Mantenimiento Mayor de la Actividad de Generación aprobados por el COES-SINAC, aprobado mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 221-2011-OS/CD (en adelante, el Procedimiento), correspondiente a mayo de 2014.
- 1.2 El referido informe recomendó el inicio de un procedimiento administrativo sancionador por la siguiente infracción: El factor de los mantenimientos efectuados no programados (F2) ha superado el valor máximo establecido, por lo cual se encuentra fuera de la tolerancia establecida en el numeral 5.3.2 del Procedimiento.
- 1.3 Mediante el Oficio N° 1573-2015, notificado el 11 de setiembre de 2015, Osinergmin inició un procedimiento administrativo sancionador contra el COES, por el presunto incumplimiento señalado en el Informe Técnico N° GFE-UGSEIN-CPMMS-001-2014.
- 1.4 A través de la Carta N° COES/D-466-2015, recibida el 2 de octubre de 2015, el COES remitió a Osinergmin sus descargos al inicio del presente procedimiento administrativo sancionador, manifestando lo siguiente:
 - a) De acuerdo con el numeral 5.3.2 del Procedimiento, el valor máximo del Factor F2 es de 35%, siendo que el Factor F2 para el mes de mayo de 2014 calculado por la Gerencia de Fiscalización de Electricidad (hoy denominada, División de Supervisión de Electricidad - DSE) alcanzó el

41%.

- b) Conforme con lo señalado en el numeral 5.3.2 del Procedimiento, en caso el Factor F2 supere el valor máximo dentro del mes evaluado, la DSE informará al COES para que presente el sustento técnico respectivo explicando el motivo de la existencia de mantenimientos mayores efectuados sin haber estado considerados en el correspondiente programa mensual. El sustento técnico remitido por el COES será evaluado por la citada División, cuyos resultados serán utilizados para determinar si existe o no responsabilidad del COES.
- c) El numeral 5.3.3 del Procedimiento dispone expresamente que el COES sólo será considerado responsable si sobre la base del sustento alcanzado se determina que la realización de mantenimientos no programados, se debe a una incorrecta programación de las actividades de mantenimiento mayor o si el COES ha omitido efectuar o ha efectuado una inadecuada supervisión de la ejecución de los programas de mantenimiento, para lo cual se debe tomar en cuenta, entre otros, los criterios señalados en dicho numeral.
- d) Según el numeral 5.3.3 del Procedimiento, los criterios para el análisis de la responsabilidad señalados en dicho numeral no son los únicos que pueden ser utilizados por Osinergmin. Las listas de criterios incluidos en los literales a) y b) del citado numeral 5.3.3 no son taxativas, toda vez que el mismo numeral señalaría que dichos criterios pueden ser considerados “entre otros” y “como mínimo”. En relación a esto, al analizar la responsabilidad que se le debe atribuir, Osinergmin está obligado a considerar también los principios de la potestad sancionadora, en particular el Principio de Causalidad.
- e) En ese sentido, la imposición de una sanción deberá estar precedida necesariamente por la supervisión del valor máximo del Factor F2, la revisión del sustento presentado por el COES y la determinación de responsabilidad del COES por los mantenimientos ejecutados no programados.
- f) Conforme se aprecia en el Informe Técnico N° GFE-UGSEIN-CPMMS-001-2014, la DSE correctamente há excluido del cálculo del Factor F2 los mantenimientos efectuados no programados que han sido sustentados técnicamente por el COES, sobre la base de los criterios establecidos en el numeral 5.3.3 del Procedimiento, y cuyo sustento a criterio de la DSE se encuentra debidamente acreditado; sin embargo, de la revisión del referido Informe Técnico, también se advierte que la DSE ha incluido dentro del cálculo del Factor F2 mantenimientos efectuados no programados que, a su entender, no serían responsabilidad del COES, toda vez que, de acuerdo a los criterios de análisis establecidos en el Procedimiento y a los principios de la potestad sancionadora, puede acreditarse que los mismos no se deben a una incorrecta programación ni a la falta de supervisión o inadecuada supervisión de la ejecución de los programas de mantenimiento. A continuación procede a deslindar su responsabilidad respecto a cada uno de dichos mantenimientos:

- **Mantenimiento mayor efectuado no programado de la unidad TV2 de la C.T. Chilina de la empresa EGASA**

El COES indica que era responsabilidad de EGASA informarle sobre la ejecución del mantenimiento de la unidad TV2 de la C.T. Chilina.

Adicionalmente, EGASA no respondió a los reiterativos correos electrónicos que le remitió con fechas 23 de abril de 2014, 6 de mayo de 2014, 8 de mayo de 2014 y 14 de mayo de 2014, en los cuales se solicitaba información en el marco de la elaboración de los Programas Semanales correspondientes.

Uno de los principios de la potestad sancionadora administrativa es el Principio de Causalidad¹, según el cual la responsabilidad debe recaer en quien realiza la conducta omisiva o activa constitutiva de infracción sancionable. Así, manifiesta que en cumplimiento de dicho principio y de acuerdo a Morón², *"(...) resultará condición indispensable para la aplicación de cualquier sanción a un administrado que su conducta satisfaga una relación causa adecuada al efecto, esto es, la configuración del hecho previsto en el tipo como sancionable. Hacer responsable y sancionable a un administrado de algo más que simplemente hacer calzar los hechos en los tipos previamente determinados por la ley, sin ninguna valoración adicional"*.

En consecuencia, considera que Osinergmin debería tener en cuenta que el supuesto incumplimiento imputado al COES se encontraba fuera de su esfera de control, dado que el COES no tenía forma alguna de incluir en el Programa Mensual el Mantenimiento efectuado por EGASA³. Imputar al COES una infracción generada directamente por el comportamiento negligente de EGASA, a pesar de la diligencia absoluta en el accionar del COES, lo colocaría en un estado de indefensión, toda vez que la empresa EGASA (y no el COES) fue la que incumplió con las obligaciones previstas en el PR-12.

El criterio de análisis adoptado por la DSE⁴ no puede ser de aplicación al presente caso. Sostiene que dicho criterio únicamente sería aplicable para los casos en los que la supuesta responsabilidad del COES fuera consecuencia de una incorrecta programación de las actividades de mantenimiento mayor, porque en estos casos el comportamiento imputado sí estaría dentro de la esfera de control del COES. Sin embargo, en este caso, lo que se estaría evaluando es la adecuada supervisión de la ejecución de los programas de mantenimiento, supuesto en el cual la aplicación del criterio adoptado por la GFE genera indefensión y es contrario al Principio de Causalidad.

¹ Numeral 8 del artículo 230 de la Ley del Procedimiento Administrativo General.

² MORON URBINA, Juan Carlos. Comentarios a la Ley del Procedimiento Administrativo General. Novena Edición, 2011, Editorial Gaceta Jurídica. Pág. 723.

³ La programación mensual se efectúa en base a la información brindada por los generadores.

⁴ La DSE utilizó para evaluar este mantenimiento el criterio establecido en el tercer guion del literal b) del numeral 5.3.3 del Procedimiento.

- **Mantenimiento mayor efectuado no programado de la unidad GD1 de la C.T. Mollendo la empresa EGASA**

Era responsabilidad de EGASA informarle acerca de la ejecución del mantenimiento de la unidad GD1 de la C.T. Mollendo.

Adicionalmente, la empresa no respondió a los reiterativos correos electrónicos que remitió el COES con fechas 23 de abril de 2014, 6 de mayo de 2014, 8 de mayo de 2014 y 14 de mayo de 2014, en los cuales se solicitaba información en el marco de la elaboración de los Programas Semanales correspondientes.

Reitera lo señalado anteriormente, respecto a que el Principio de Causalidad impide que se impute al COES un incumplimiento que se encuentra fuera de su esfera de control y que es consecuencia directa de una negligencia de EGASA; de lo contrario, se estaría colocando al COES en un estado de indefensión, debido a que la responsable de la supuesta infracción sería la empresa EGASA y no el COES.

Asimismo, considera que el criterio de análisis adoptado por la DSE no puede ser aplicado al presente caso, en tanto generaría indefensión y contravendría el Principio de Causalidad.

- **Mantenimiento mayor efectuado no programado de la unidad SLZ2 de la C.T. Chilina de la empresa EGASA**

El 6 de mayo de 2014, a las 17:48 horas, el Centro de Control del COES (en adelante, CCO-COES), dio orden de arranque a las unidades Sulzer de la C.T. Chilina. Posteriormente, a las 19:40 horas, el CCO-COES se comunicó con el Centro de Control de EGASA para consultar sobre las horas en las cuales habían ingresado las unidades, y el Centro de Control de EGASA confirmó que la unidad Sulzer 1 había ingresado a las 18:06 horas; sin embargo, señaló que la unidad Sulzer 2 no había ingresado debido a problemas con dicha unidad (el subrayado es nuestro) y que se estaba intentando arrancarla, por lo que el COES canceló la orden de arranque. Adjunta los audios de coordinación entre el CCO-COES y el Centro de Control de EGASA.

- **Mantenimiento mayor efectuado no programado de la unidad CCOMB de la C.T. Chilina de la empresa EGASA**

Era responsabilidad de EGASA informar al COES sobre la ejecución del mantenimiento al CCOMB de la C.T. Chilina. Asimismo, con fecha 26 de abril de 2015, luego de emitido el Programa de Mantenimiento Mensual de mayo 2014, *“el CCOMB de la C.T. Chilina salió de servicio por falla, encontrándose desde ese momento en mantenimiento correctivo para revisión de la falla”*; adjuntando el Informe Preliminar de Indisponibilidad Fortuita de EGASA (Evento 040-14 de fecha 26 de abril de 2014).

Adicionalmente, EGASA no respondió al correo electrónico que

remitió el COES con fecha 14 de mayo de 2014, en el cual se solicitaba información en el marco de la elaboración del Programa Semanal correspondiente.

Reitera lo señalado anteriormente, respecto a que el Principio de Causalidad impide que se impute al COES un incumplimiento que se encuentra fuera de su esfera de control y que es consecuencia directa de una negligencia de EGASA; de lo contrario, se estaría colocando al COES en un estado de indefensión, debido a que la responsable de la supuesta infracción sería la empresa EGASA y no el COES.

Asimismo, considera que el criterio de análisis de su responsabilidad adoptado por la GFE no puede ser aplicado al presente caso, en tanto generaría indefensión y contravendría el Principio de Causalidad.

- **Mantenimiento mayor efectuado no programado de la unidad GMT2 de la C.T. Piura de la empresa EGENOR**

Adjunta como evidencia un audio de coordinación correspondiente al 4 de mayo de 2014, a las 15:00 horas, en el cual se evidencia que el Centro de Control de EGENOR indica al CCO-COES que a las 15:00 horas se hará mantenimiento a la unidad GMT2 de la C.T. Piura.

Mediante correo electrónico remitido por el Centro de Control de EGENOR, el 4 de mayo de 2014, a las 15:01 horas, se declara la indisponibilidad de la unidad GMT2 de la C.T. Piura desde las 15:00 horas, debido al mantenimiento correctivo para inspección de la válvula de culata de la unidad de potencia N° 5.

- **Mantenimiento mayor efectuado no programado de la C.H. Purmacana de la empresa ELECTRICA SANTA ROSA**

Adjunta correo de fecha 3 de mayo de 2014, en el cual el Jefe de Central de Hidroeléctrica Santa Rosa informa que la C.H. Purmacana salió de servicio por disminución de recurso hídrico desde el 29 de marzo de 2014, motivo por el cual desde el 1 de abril de 2014 se iniciaron las labores de mantenimiento mayor en su grupo generador, las cuales están previstas hasta finales del mes de mayo.

Adjunta correos electrónicos del 6 de mayo de 2014, 13 de mayo de 2014, 14 de mayo de 2014, 16 de mayo de 2014, 18 de mayo de 2014, 20 de mayo de 2014, 24 de mayo de 2014, 27 de mayo de 2014 y 28 de mayo de 2014, en los cuales la empresa reafirma el hecho de que la C.H. Purmacana se encuentra fuera de servicio por mantenimiento mayor.

En este caso la salida no tuvo como causa un mantenimiento, siendo más bien dicho mantenimiento ejecutado a iniciativa del agente a efectos de aprovechar la indisponibilidad de su instalación. Así, no correspondería asignar responsabilidad al COES por esta indisponibilidad, debido a que esta conducta escapa a la tipicidad

establecida en el Procedimiento.

Aun cuando se estableciera que la indisponibilidad sí encaja dentro de los supuestos tipificados, no correspondería responsabilizar al COES por la misma, debido a que no se encuentra en su ámbito de control. Lo contrario significaría una clara transgresión al Principio de Causalidad.

- **Mantenimiento mayor efectuado no programado de la unidad TG1 de la C.T. Chilca 1 de la empresa ENERSUR**

Adjunta audio de coordinación correspondiente al 8 de mayo de 2014, a las 21:29 horas, en el cual puede evidenciarse que el Centro de Control de ENERSUR indica al CCO-COES que a las 21:28 horas se ha desconectado la TG1 de la C.T. Chilca. Adicionalmente, indica que mediante correos electrónicos del 8 de mayo de 2014 y el 11 de mayo de 2014, ENERSUR remitió al CCO-COES el Informe Preliminar y Final, respectivamente, de la desconexión de la unidad TG1 de la C.T. Chilca. Por lo tanto, el mantenimiento de la unidad TG1 de la C.T. Chilca, reportada en tiempo real al CCO-COES, se debió a una falla, por lo cual se cumple con uno de los criterios dispuestos en el literal b) del numeral 5.3.3 del Procedimiento (mantenimiento provocado por falla inminente u ocurrida).

Respecto a la no inclusión del mantenimiento de la unidad TG1 de la C.T. Chilca en el Programa Semanal de Mantenimiento, debe tenerse en cuenta que dicho programa ya había sido emitido horas antes de la falla de la unidad, no existiendo entonces la posibilidad de incluir en dicho programa, cuyo horizonte era del 10 al 16 de mayo del 2014, la indisponibilidad de la unidad TG1 de la C.T. Chilca.

- **Mantenimiento mayor efectuado no programado de la unidad G2 de la C.H. Yuncan de la empresa ENERSUR**

Adjunta audio de coordinación correspondiente al 12 de mayo de 2014, a las 22:06 horas, en el que, según afirma, el Centro de Control de ENERSUR indica al CCO-COES que la unidad G2 de la C.H. Yuncan estaba presentando problemas, motivo por el cual se iba a proceder a desconectar la unidad para efectuar un mantenimiento correctivo.

Mediante correo electrónico remitido por ENERSUR el 12 de mayo de 2014, a las 22:17 horas, se informa que debido a una falla en el gobernador de la unidad G2 de la C.H. Yuncan, se ha procedido a sacar de servicio la unidad desde las 22:10 horas para su revisión.

- **Mantenimientos mayores efectuados no programados de la unidad GT12 de la C.T. Fenix de la empresa FENIX POWER**

Mantenimiento Mayor del 3 de mayo de 2014:

Adjunta el Informe Técnico: "Mantenimiento Correctivo del HRSG12" remitido por Fenix Power el 2 de mayo de 2014, vía correo electrónico, en el cual, indica, se sustenta la indisponibilidad de la Unidad TG12 de la C.T. Fenix. Asimismo, adjunta correos en los cuales la empresa declara al CCO-COES que la TG12 de la C.T. Fenix sigue en mantenimiento por trabajos de Flushing en sistema hidráulico.

Mantenimiento Mayor del 12 de mayo de 2014:

El COES señala que, de acuerdo al correo electrónico del 10 de mayo de 2014, remitido por Fenix Power, la unidad TG12 de la C.T. Fenix se encuentra indisponible por revisión del sistema hidráulico de la TV10.

Mantenimiento Mayor del 17 de mayo de 2014:

El COES señala que, de acuerdo a los correos electrónicos del 16 de mayo de 2014 de Fenix Power, por problemas de alta conductividad en el vapor sobrecalentado de la caldera 12, se tuvieron que sacar las unidades TG12 y TV10 de la C.T. Fenix, considerándose fuera de servicio dichas unidades a partir del 17 de mayo de 2014.

Mantenimiento Mayor del 23 de mayo de 2014:

Adjunta el Informe Final de Perturbaciones de Fenix Power, emitido el 20 de mayo de 2014, en el cual la empresa analiza la falta de la TG12 y la TV10 de la C.T. Fenix.

- **Mantenimientos mayores efectuados no programados de la unidad TV10 de la C.T. Fenix de la empresa FENIX POWER**

Mantenimiento Mayor del 11 de mayo de 2014:

El COES señala que, de acuerdo al correo electrónico del 10 de mayo de 2014, remitido por Fenix Power, la unidad TG12 de la C.T. Fenix se encuentra indisponible por revisión del sistema hidráulico de la TV10.

Mantenimiento Mayor del 17 de mayo de 2014:

El COES indica que, de acuerdo a los correos electrónicos del 16 de mayo de 2014, por problemas de alta conductividad en el vapor sobrecalentado de la caldera 12, se tuvieron que sacar las unidades TG12 y TV10 de la C.T. Fenix, considerándose fuera de servicio dichas unidades a partir del 17 de mayo de 2014.

Mantenimiento Mayor del 23 de mayo de 2014:

Adjunta el Informe Final de Perturbaciones de Fenix Power Perú, emitido el 20 de mayo de 2014, en el cual la empresa analiza la falla de la TG12 y la TV10 de la C.T. Fenix.

- **Mantenimientos mayores efectuados no programados de la C.H. Nueva Imperial de la empresa HIDROCAÑETE**

Adjunta audio de coordinación correspondiente al 25 de mayo de 2014, a las 15:59 horas, en el que, según indica, el Centro de Control de la C.H. Nuevo Imperial comunica al CCO-COES que a las 17:46 horas había salido fuera de servicio por falta de agua en el canal que alimenta la central.

Mediante correo electrónico del 25 de mayo de 2014, a las 18:26 horas, el Centro de Control de la C.H. Nuevo Imperial remitió al COES el Informe Preliminar de Evento N° HDC-011-2014, en el cual se señala que la desconexión manual se debió a una restricción de agua provocada por la limpieza del canal programado por la Junta de Usuarios del río Cañete. Por otro lado, se señala que el mantenimiento del canal se llevaría a cabo desde las 17:00 horas del 25 de mayo de 2014 hasta las 24:00 horas del 1 de junio de 2014.

Mediante correo electrónico del 28 de mayo de 2014, la empresa HIDROCAÑETE remitió al COES el Oficio N° 076-2014-CR-CNI-P, de la Junta de Regantes del Canal Nuevo Imperial (fechado el 7 de mayo de 2014), en el cual se señala expresamente que por motivo de la PRIMERA LIMPIA DEL CANAL PRINCIPAL Y SUS LATERALES se suspenderá la dotación de Agua de su Canal a partir del 26 de mayo de 2014 hasta el 1 de junio de 2014.

- **Mantenimientos mayores efectuados no programados de la unidad TG1 de la C.T. Kallpa de la empresa KALLPA GENERACIÓN**

El 23 de mayo de 2014, a las 13:10 horas, mediante correo electrónico, el Centro de Control de KALLPA señaló que no se había incluido el mantenimiento programado de la TG1 de la C.T. Las Flores, debido a que se estaban presentando problemas en la TG1 de la C.T. KALLPA. Agrega que ese mismo día, a las 20:47 horas, el Centro de Control de KALLPA solicitó vía correo electrónico "sacar fuera de servicio" la TGI de la C.T. KALLPA por mantenimiento correctivo.

Mediante vía telefónica, el Centro de Control de KALLPA y el CCO-COES coordinaron el desacople de la unidad, reiterando la urgencia de la acción. De igual modo, indica que la empresa informó que su unidad estaría indisponible, por lo menos, hasta el 25 de mayo de 2014 (sobre el particular, adjuntan tres audios).

Mediante correos de fecha 24 de mayo de 2014, 25 de mayo de 2014 y 26 de mayo de 2014, el Centro de Control de KALLPA informó que los mantenimientos a la unidad se prolongarían por periodos adicionales, debido a problemas de urgente atención que se presentaron, quedando disponible la unidad recién a las 17:00 horas del 26 de mayo de 2014 (adjuntan cuatro correos).

- **Mantenimientos mayores efectuados no programados de la C.H. Roncador de la empresa MAJA ENERGÍA**

El 13 de mayo de 2014, mediante comunicación telefónica de las 01:16 horas, la empresa Maja Energía informa al CCO-COES que la C.H. Roncador está parada y que al menos estarán 15 días en dicha situación. Asimismo, a las 01:37 horas, la empresa Maja Energía remitió un correo electrónico informando que la C.H. Roncador "(...) *estará fuera de servicio por motivos de Fuerza Mayor, por un periodo de 15 a 20 días como mínimo, (...)*".

Posteriormente, a las 14:59, se registró una nueva comunicación telefónica entre la empresa Maja Energía y el CCO-COES. Agrega que en dicha comunicación se especifica que la C.H. Roncador se encuentra fuera de servicio desde las 18:45 horas del día sábado 10 de mayo de 2014 debido a un siniestro que había provocado que la central se empoce y la rotura del canal de abastecimiento.

El 1 de junio de 2014, mediante comunicación telefónica efectuada a las 21:08 horas, la empresa Maja Energía reafirma el hecho que la central ha estado indisponible y se mantendrá en tal situación hasta, aproximadamente, la quincena de junio.

- **Mantenimientos mayores efectuados no programados de la C.T. Maple Etanol de la empresa MAPLE ETANOL**

Mantenimiento del 4 de mayo de 2014

Mediante correos electrónicos del 5 de mayo de 2014 y 6 de mayo de 2014, Maple Etanol informó al CCO-COES que, debido a problemas en la C.T. Maple Etanol, la misma estaría fuera de servicio hasta el 6 de mayo de 2014.

Mantenimiento del 9 de mayo de 2014

Mediante correo electrónico del 9 de mayo de 2014, Maple Etanol informa al CCO-COES que su unidad TV salió a las 11:30 horas y que estaría ingresando en servicio el 10 de mayo de 2014 a las 12:00 horas. Posteriormente, mediante correo de fecha 10 de mayo de 2014, dejan sin efecto lo señalado en el correo anterior, debido a que la caldera de su central había presentado una fuga en el colector principal.

- **Mantenimientos mayores efectuados no programados de las unidades G1 y G3 de la C.T. Huaycoloro de la empresa PETRAMAS**

Adjunta el Informe Preliminar de la Salida de Servicio del Grupo Electrógeno 1 y 3 de la CTB el 7 de mayo de 2014. Se señala como razón de la desconexión el corte del suministro de 22.9kV.

- **Mantenimientos mayores efectuados no programados de las unidades CH3-G1 G1 y CH3-G2 de la C.H. Pariac de la empresa SN POWER (antes, STATKRAFT)**

Adjunta los IDCC de los días 13 de mayo de 2014, 14 de mayo de 2014, 15 de mayo de 2014, 16 de mayo de 2014, 17 de mayo de 2014 y 18 de mayo de 2014, en los cuales se señala que la G1 y G3 de la C.H. Pariac estuvo fuera de servicio por las siguientes razones *"Fuera de servicio intempestivamente", "Desconexión intempestiva por falla en cut out de salida en 13.2 kV de la CH3" y/o "Fuera de servicio por falta de recursos hídricos"*.

- 1.5 Mediante Oficio N° 1636-2016, notificado el 9 de setiembre de 2016, Osinergmin comunicó la notificación de cargo al COES, toda vez que, de conformidad con la Resolución de Consejo Directivo N° 133-2016-OS/CD⁵, se determinaron los órganos que debían llevar a cabo los actos de instrucción y sanción en el sector energía, motivo por el cual, a fin de continuar con el trámite del procedimiento administrativo sancionador, se le otorgó un plazo de cinco (05) días hábiles a fin que presente descargos adicionales respecto de la imputación formulada.
- 1.6 Mediante el Informe Final de Instrucción N° 109-2017-DSE, de fecha 29 de octubre de 2017, se determinó archivar el presente procedimiento administrativo sancionador.
- 1.7 A través de la Carta N° COES/D-1192-2017, recibida el 29 de agosto de 2017, el COES solicitó el archivo del presente procedimiento administrativo sancionador.

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-PCM⁶, corresponde a la División de Supervisión de Electricidad supervisar el cumplimiento de la normativa sectorial por parte de los agentes que operan las actividades de generación y transmisión de electricidad.

Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 1 de la Resolución de Consejo Directivo N° 218-2016-OS/CD, y a su Disposición Complementaria Derogatoria, que dejó sin efecto el artículo 2 de la Resolución de Consejo Directivo N° 133-2016-OS/CD, el Gerente de Supervisión de Electricidad actúa como órgano sancionador en los procedimientos sancionadores iniciados a los agentes que operan las actividades antes señaladas, correspondiéndole, por tanto, emitir pronunciamiento en el presente caso.

3. CUESTIONES EN EVALUACIÓN

- 3.1. Respecto a las obligaciones contenidas en el Procedimiento.
- 3.2. Respecto al Mantenimiento mayor efectuado no programado de la unidad TV2 de la C.T. Chilina de la empresa EGASA.
- 3.3. En relación al Mantenimiento mayor efectuado no programado de la unidad GD1 de la C.T. Mollendo la empresa EGASA.

⁵ Publicada en el Diario Oficial "El Peruano" el 14 de junio de 2016.

⁶ Publicado en el Diario Oficial "El Peruano" el 12 de febrero de 2016.

**RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 2282-2017**

- 3.4. Respecto al Mantenimiento mayor efectuado no programado de la unidad SLZ2 de la C.T. Chilina de la empresa EGASA.
- 3.5. En relación al Mantenimiento mayor efectuado no programado de la unidad CCOMB de la C.T. Chilina de la empresa EGASA
- 3.6. Respecto al Mantenimiento mayor efectuado no programado de la unidad GMT2 de la C.T. Piura de la empresa EGENOR
- 3.7. En relación al Mantenimiento mayor efectuado no programado de la C.H. Purmacana de la empresa ELECTRICA SANTA ROSA
- 3.8. Respecto al Mantenimiento mayor efectuado no programado de la unidad TG1 de la C.T. Chilca 1 de la empresa ENERSUR.
- 3.9. En relación al Mantenimiento mayor efectuado no programado de la unidad G2 de la C.H. Yuncan de la empresa ENERSUR.
- 3.10. Respecto a los Mantenimientos mayores efectuados no programados de la unidad GT12 de la C.T. Fenix de la empresa FENIX POWER
- 3.11. En relación a los Mantenimientos mayores efectuados no programados de la unidad TV10 de la C.T. Fenix de la empresa FENIX POWER
- 3.12. Respecto a los Mantenimientos mayores efectuados no programados de la C.H. Nueva Imperial de la empresa HIDROCAÑETE
- 3.13. En relación a los Mantenimientos mayores efectuados no programados de la unidad TG1 de la C.T. Kallpa de la empresa KALLPA GENERACIÓN
- 3.14. Respecto a los Mantenimientos mayores efectuados no programados de la C.H. Roncador de la empresa MAJA ENERGÍA
- 3.15. En relación a los Mantenimientos mayores efectuados no programados de la C.T. Maple Etanol de la empresa MAPLE ETANOL.
- 3.16. Respecto a los Mantenimientos mayores efectuados no programados de las unidades G1 y G3 de la C.T. Huaycoloro de la empresa PETRAMAS
- 3.17. En relación a los Mantenimientos mayores efectuados no programados de las unidades CH3-G1 G1 y CH3-G2 de la C.H. Pariac de la empresa SN POWER (antes, STATKRAFT).
- 3.18. Respecto al cálculo de los factores.

4. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

4.1. Respecto a las obligaciones contenidas en el Procedimiento

El Procedimiento tiene como objetivo supervisar la función del COES-SINAC en lo concerniente a la coordinación y programación de las actividades de mantenimiento mayor de los Programas de Mantenimiento mensual del

equipamiento e instalaciones de la actividad de generación del SEIN con salida de servicio.

Asimismo, el numeral 5.3.2 del Procedimiento establece que, en caso el Factor F2 supere el valor máximo dentro del mes evaluado, la DSE informará al COES-SINAC para que presente el sustento técnico respectivo, explicando el motivo por el cual parte de los mantenimientos programados no se efectuaron y/o el motivo de la existencia de mantenimientos mayores efectuados sin haber estado considerados en el correspondiente programa mensual. El sustento técnico remitido por el COES será evaluado por la DSE, cuyos resultados serán utilizados para determinar si existe o no responsabilidad del COES.

Adicionalmente, el numeral 5.3.3 del Procedimiento establece que el COES-SINAC sólo será considerado responsable si sobre la base del sustento alcanzado se determina que la realización de mantenimientos no programados o la no realización de mantenimientos programados, se debe a una incorrecta programación de las actividades de mantenimiento mayor de las instalaciones de generación, o si el COES-SINAC ha omitido efectuar o ha efectuado una inadecuada supervisión de la ejecución de los programas de mantenimiento, para lo cual se tendrá en cuenta, entre otros, los criterios señalados en dicho numeral.

El numeral 6 del Procedimiento establece que constituyen infracciones del COES, entre otras, cuando el COES sea responsable por los mantenimientos programados no efectuados y los mantenimientos efectuados no programados, luego de evaluado el sustento presentado por la entidad que justifica dichos mantenimientos, de acuerdo a los criterios señalados en el numeral 5.3.3 del Procedimiento.

4.2. Mantenimiento mayor efectuado no programado de la unidad TV2 de la C.T. Chilina de la empresa EGASA

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	INICIO	FIN	DESCRIPCION
EGASA	CHILINA V	TV2	01/05/2014 00:00	01/06/2014 00:00	Revision del sistema de vacio y calentamiento de la turbina

El descargo presentado por el COES no aporta evidencias técnicas adicionales que desvirtúen lo analizado en el Informe Técnico N° GFE-UGSEIN-CPMMS-001-2014 para este caso.

El mantenimiento de la unidad TV2 de la C.T. Chilina V no estuvo incluido en el programa de mantenimiento mensual, por lo que se trata de un mantenimiento mayor efectuado no programado. Se ha verificado, sobre la base de la información cargada al sistema extranet por parte del COES, que el mantenimiento de la unidad TV2 de la C.T. Chilina V estuvo incluido en los programas de mantenimiento diarios del mes de mayo 2014.

A continuación, evaluaremos los descargos presentados teniendo en consideración durante todo nuestro análisis el Principio de Causalidad expresado en el numeral 8 del artículo 230 de la Ley del Procedimiento Administrativo General⁷ (en adelante, LPAG), como corresponde.

Es necesario resaltar que lo expresado en el tercer guion del literal b) del numeral 5.3.3 del Procedimiento⁸ señala un criterio de naturaleza técnica que nos sirve para definir que, en el caso de actividades no programadas que se hubieran realizado todos los días del mes, pues, éstas han debido ser incluidas en el programa mensual.

En relación a los mantenimientos no programados, el primer párrafo del numeral 5.3.3 del Procedimiento indica que el COES-SINAC será considerado responsable solo en dos casos:

- a) Cuando exista una incorrecta programación de las actividades e mantenimiento mayor de las instalaciones de generación, o,
- b) Si el COES-SINAC ha omitido efectuar o ha efectuado una inadecuada supervisión de la ejecución de los programas de mantenimiento.

Es entonces claro que para que se cumpla la obligación de inclusión en el programa mensual, se debe verificar primero que los integrantes del COES hayan cumplido previamente con suministrar la información necesaria para coordinar los programas de mantenimiento en su oportunidad. Esto se expresa en los numerales 4.3.1. y 4.3.11. del Procedimiento Técnico del COES N° 12 “Programación del Mantenimiento para la Operación del Sistema Interconectado Nacional”⁹ (en adelante, PR-12), que señala como responsabilidades de los integrantes del COES:

⁷ **LEY N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General**
Artículo 230. Principios de la potestad sancionadora administrativa

(...)

8. Causalidad.- La responsabilidad debe recaer en quien realiza la conducta omisiva o activa constitutiva de infracción sancionable.

⁸ **Procedimiento para la Supervisión de la Gestión de la Coordinación y Programación de los Programas Mensuales de Mantenimiento Mayor de la Actividad de Generación aprobados por el COES-SINAC** aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 221-2011-OS/CD

5.3.3 OSINERGMIN evaluará los sustentos técnicos presentados por el COES-SINAC a fin de determinar su responsabilidad. El COES-SINAC solo será considerado responsable si sobre la base del sustento alcanzado se determina que la realización de mantenimientos no programados o la no realización de mantenimientos programados, se debe a una incorrecta programación de las actividades de mantenimiento mayor de la instalaciones de generación, o si el COES-SINAC ha omitido efectuar o ha efectuado una inadecuada supervisión de la ejecución de los programas de mantenimiento, para lo cual se tendrá en cuenta, entre otros, como mínimo los criterios de análisis siguientes:

(...)

b) Para los mantenimientos efectuados no programados:

(...)

. Se presumirá, sin admitir prueba en contrario, que las actividades efectuadas no programadas que se realizaron todos los días del mes debieron ser incluidas en el programa mensual.

⁹ Este Procedimiento fue derogado por el art. 2° de la Resolución de Consejo Directivo N° 087-2017-OS/CD emitida el 25 de mayo de 2017, la misma que aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 12 “Programación De Intervenciones por Mantenimiento y por otras actividades en equipos del SEIN”:

“4.3.1. En un sistema interconectado, todos los titulares de generación que operen conectados eléctricamente al SINAC, así como los titulares de redes de transmisión, de redes de distribución, los clientes libres del sistema, están obligados a suministrar la información necesaria para coordinar los programas de mantenimiento en la oportunidad, manera y forma que se señalan en las Normas y en el presente Procedimiento.

(...)

4.3.11. Solicitar a la DPP la inclusión de los trabajos de mantenimiento no considerados (mantenimientos correctivos o preventivos que no alteren la operación prevista) en el PSO, previa justificación de la urgencia de su ejecución.

(...)”

Asimismo, es necesario señalar que el literal b) del artículo 14 de la Ley N° 28832, modificada por la Ley N° 29162, publicada el 20 de diciembre de 2007, expresa:

“Artículo 14.- Funciones operativas

El COES tiene a su cargo las siguientes funciones:”

(...)

b) Programar y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones de generación y transmisión;

(...)”

En el caso particular del COES, vemos que solo le cabría la responsabilidad expresada en el numeral 5.3.3 del Procedimiento, en el supuesto de no haber realizado una correcta programación de las actividades de mantenimiento mayor de las instalaciones de generación, para lo cual, como hemos analizado anteriormente, es necesario que los integrantes del COES hayan cumplido previamente con lo señalado en los numerales 4.3.1 y 4.3.11 del PR-12.

Tenemos entonces que, efectivamente, lo expresado en el literal b) del numeral 5.3.3 del Procedimiento es aplicable en este caso, pero no como una norma cuyo incumplimiento involucre una sanción (norma tipificadora). La tipificación de los incumplimientos en que puede incurrir el COES se señala en el primer párrafo del numeral 5.3.3 del Procedimiento (no en el literal b) del mismo numeral) donde se expresa los dos supuestos en que el COES podría incurrir en incumplimiento y que, para su determinación requiere, entre otros, de los criterios expresados en el literal b) del numeral 5.3.3.

Cabe indicar que las actividades de este mantenimiento mayor se realizaron todos los días, por lo que existía la obligación de que esta actividad estuviera programada y, por otro lado, el descargo evidencia que el sustento del motivo del mantenimiento ha sido requerido por el COES a EGASA en su oportunidad, por lo que podemos concluir que EGASA no cumplió con su obligación de informar, y por tanto, el COES no tendría responsabilidad alguna según lo mencionado en el primer párrafo del numeral 5.3.3 del Procedimiento.

Por todo lo anteriormente expuesto, corresponde determinar el archivo del procedimiento administrativo sancionador en este extremo de la imputación realizada.

4.3. Mantenimiento mayor efectuado no programado de la unidad GD1 de la C.T. Mollendo de la empresa EGASA

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	INICIO	FIN	DESCRIPCION
EGASA	MOLLENDO D	GD1	01/05/2014 00:00	01/06/2014 00:00	REVISION DEL REGULADOR DE TENSION CAMBIO DE ORINGS EN CAJAS DE VALVULAS DE ESCAPE POR PRESENTAR BAJA PRESION DE AGUA DE CAMISAS

El descargo presentado por el COES no aporta evidencias técnicas adicionales que desvirtúen lo analizado en el Informe Técnico N° GFE-UGSEIN-CPMMS-001-2014 para este caso.

El mantenimiento de la unidad GD1 de la C.T. Mollendo no estuvo incluido en el programa de mantenimiento mensual, por lo cual se trata de un mantenimiento mayor efectuado no programado. Se ha verificado, sobre la base de la información cargada al sistema extranet por parte del COES, que el mantenimiento de la unidad GD1 de la C.T. Mollendo estuvo incluido en los programas de mantenimiento diarios del mes de mayo 2014.

En sus descargos relativos a este extremo de la imputación, en torno a que según el numeral 5.3.3 del Procedimiento, los criterios para el análisis de la responsabilidad señalados en dicho numeral no son los únicos que pueden ser utilizados por Osinergmin, éstos ya fueron analizados en el numeral 4.2. de la presente resolución. Asimismo, el COES sostiene que las listas de criterios incluidos en los literales a) y b) del citado numeral 5.3.3 no son taxativas, toda vez que el mismo numeral señalaría que dichos criterios pueden ser considerados “entre otros” y “como mínimo” y a que el Osinergmin está obligado a considerar también los principios de la potestad sancionadora, en particular el Principio de Causalidad, por lo que de conformidad con el análisis ya realizado podemos expresar que las actividades de este mantenimiento mayor se realizaron todos los días, por lo que existía la obligación de que esta actividad estuviera programada y, por otro lado, el descargo evidencia que el sustento del motivo del mantenimiento ha sido requerido por el COES a EGASA en su oportunidad.

Por todo lo anteriormente expuesto, corresponde determinar el archivo del procedimiento administrativo sancionador en este extremo de la imputación realizada.

4.4. Mantenimiento mayor efectuado no programado de la unidad SLZ2 de la C.T. Chilina de la empresa EGASA.

**RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 2282-2017**

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	INICIO	FIN	DESCRIPCION
EGASA	CHILINA D	SLZ2	07/05/2014 00:00	08/05/2014 15:00	REVISION DEL INTERRUPTOR DEL GRUPO

Los descargos presentados por el COES aportan evidencias adicionales. De los audios entre el CCO-COES y el Centro de Control de EGASA, EGASA manifiesta con relación a la unidad Sulzer 2: *“el otro Sulzer 2 no ha ingresado hasta ahora, ha habido problemas”*; sin embargo, el COES no adjunta evidencia adicional mediante la cual se informe que los problemas indicados por EGASA se debieron a una falla inminente u ocurrida; asimismo, el COES no adjunta evidencia de haber requerido en su oportunidad el sustento correspondiente a la empresa para que informe el tipo de problema presentado, lo cual no se ajusta a una adecuada supervisión de la ejecución de los mantenimientos.

De acuerdo con las consideraciones expuestas, este Órgano considera que debe desestimarse los argumentos expuestos por el COES en sus descargos presentados en relación a la presente imputación.

4.5. Mantenimiento mayor efectuado no programado de la unidad CCOMB de la C.T. Chilina de la empresa EGASA

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	INICIO	FIN	DESCRIPCION
EGASA	CHILINA V	CCOMB	01/05/2014 00:00	01/06/2014 00:00	REVISION Y REPARACION DE LA PRESENCIA DE SOBRETENSION EN EL ARRANQUE

El descargo presentado por el COES respecto a la falla del CCOMB de la C.T. Chilina ocurrido el día 26 de abril de 2014 respaldado con el Informe de EGASA, ha sido verificado con la información reportada por el COES en el correspondiente IEOD del día 26 de abril de 2014, evidenciándose que en el referido día ocurrió una falla en dicha unidad.



Subdirección de Gestión de la Información
IEOD No. 116/2014
26/04/14

1.5. PRINCIPALES EVENTOS (FALLAS, INTERRUPCIONES Y RACIONAMIENTO)

Se describen los siguientes eventos:

HORA	EMP.	EVENTO	OBSERVACIÓN
11:48	EGA	DESCONECTÓ EL CICLO COMBINADO DE LA CT CHILINA POR FALLA Desconectó el ciclo combinado de la CT Chilina por falla debido a causas que se investigan. El ciclo combinado de la CT Chilina se encontraba operando por pruebas de rendimiento. No se produjo interrupción de suministros. A las 14:42 h el CC-EGA canceló las pruebas de la central.	---

Asimismo, de los reportes de ejecución de mantenimiento, se verifica que la unidad CCOMB de la C.T. Chilina entró en mantenimiento a partir de las 11:51 horas del 26 de abril de 2014, estando fuera de servicio a partir de dicha fecha.

El descargo presentado por el COES aporta como evidencia un correo adicional del 14 de mayo de 2014, a las 09:20 horas. En dicho correo se observa que el COES pide a EGASA: *“informar hasta cuando se encontrarán indisponibles las CCTT Mollendo, TV2, TV3 y CCOMB de Chilina V”*. Así, se evidencia que el COES solicitó información para el ciclo combinado.

El mantenimiento de la unidad CCOMB de la C.T. Chilina no estuvo incluido en el programa de mantenimiento mensual, por lo cual se trata de un mantenimiento mayor efectuado no programado. Se ha verificado, sobre la base de la información cargada al sistema extranet por parte del COES, que el mantenimiento de la unidad CCOMB de la C.T. Chilina estuvo incluido en los programas de mantenimiento diarios del mes de mayo 2014.

En sus descargos relativos a este extremo de la imputación, en torno a que según el numeral 5.3.3 del Procedimiento, los criterios para el análisis de la responsabilidad señalados en dicho numeral no son los únicos que pueden ser utilizados por Osinergmin, éstos ya fueron analizados en el numeral 4.2. de la presente resolución. Asimismo, el COES sostiene que las listas de criterios incluidos en los literales a) y b) del citado numeral 5.3.3 no son taxativas, toda vez que el mismo numeral señalaría que dichos criterios pueden ser considerados “entre otros” y “como mínimo” y que el Osinergmin está obligado a considerar también los principios de la potestad sancionadora, en particular el Principio de Causalidad, por lo que de conformidad con el análisis ya realizado podemos expresar que las actividades de este mantenimiento mayor se realizaron todos los días, por lo que existía la obligación de que esta actividad estuviera programada y, por otro lado, el descargo evidencia que el mantenimiento efectuado no programado se debió a una falla ocurrida, posterior a la aprobación del programa de mantenimiento mensual del mes de mayo, por lo que podemos concluir que EGASA no cumplió con su obligación de informar.

Por todo lo anteriormente expuesto, corresponde determinar el archivo del procedimiento administrativo sancionador en este extremo de la imputación realizada.

4.6. Mantenimiento mayor efectuado no programado de la unidad GMT2 de la C.T. Piura de la empresa EGENOR

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	INICIO	FIN	DESCRIPCION
EGENOR	PIURA 1	GMT2	04/05/2014 15:00	08/05/2014 19:00	INSPECCION UNIDAD DE POTENCIA 14.

El descargo presentado por el COES aporta evidencias adicionales. Del audio entre el CCO-COES y el Centro de Control de EGENOR, del 4 de mayo de 2014, se evidencia que EGENOR comunica al COES que: *“a las 15 horas se le va a hacer un mantenimiento correctivo a la unidad GMT2 de Piura 1”*, indicando que hay un correo al respecto.

En el correo del 4 de mayo de 2014, a las 15:01 horas, del Centro de Control de EGENOR al CCO-COES, EGENOR indica lo siguiente: *“Se declara la indisponibilidad de la unidad GMT-2 de la C.T. Piura 1 desde las 15:00 horas*

**RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 2282-2017**

debido a mantenimiento correctivo para inspección de válvula de culata de la unidad de potencia N°5"; sin embargo, el correo no adjunta evidencia adicional que informe que se debió a una falla u otro similar mediante el cual se sustente que el mantenimiento correctivo informado por EGENOR se debió a una falla inminente u ocurrida; asimismo, el COES no adjunta evidencia de haber requerido en su oportunidad el sustento correspondiente a la empresa para que informe el tipo de problema presentado, lo cual no se ajusta a una adecuada supervisión de la ejecución de los mantenimientos.

De acuerdo con las consideraciones expuestas, este Órgano considera que debe desestimarse los argumentos expuestos por el COES en sus descargos presentados en relación a la presente imputación.

4.7. Mantenimiento mayor efectuado no programado de la C.H. Purmacana de la empresa ELECTRICA SANTA ROSA

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	INICIO	FIN	DESCRIPCION
ELECTRICA SANTA ROSA	PURMACANA	C.H. PURMACANA	08/05/2014 00:00	01/06/2014 00:00	CENTRAL EN MANTENIMIENTO MAYOR DESDE EL 1 DE ABRIL 2014 POR DISMINUCION DEL RECURSO HIDRICO.

En los correos presentados por el COES como descargo, se aporta como evidencia que el Jefe de la Central Purmacana, informa el día 3 de mayo de 2014 que la central salió de servicio por disminución de recurso hídrico el pasado 29 de marzo de 2014; asimismo, informa que: "desde el 1 se abril se iniciaron labores de mantenimiento mayor en nuestro grupo generador el cual está previsto concluir a finales del mes de mayo, razón por la cual no hemos tenido generación en el mes de abril" (el subrayado es nuestro). Al respecto, se ha verificado que la C.H. Purmacana no tuvo producción de energía en el mes de abril 2014, tal como se muestra en el informe mensual de operación de dicho mes.

		INFORME MENSUAL DE LA OPERACIÓN DEL SEIN			
		ABRIL 2014			
EMPRESAS	CENTRALES	ENERGÍA PRODUCIDA ABRIL 2014			
		GENERACIÓN			TOTAL
		HIDROELÉCTRICA	TERMOELÉCTRICA	RER (*)	
		MWh	MWh	MWh	MWh
MAPLE ETANOL	C.T. MAPLE ETANOL			2 275,71	2 275,71
MAPLE ETANOL Total		-	-	2 275,71	2 275,71
PANAMERICANA SOLAR	C.S. PANAMERICANA SOLAR			3 814,92	3 814,92
PANAMERICANA SOLAR Total		-	-	3 814,92	3 814,92
PARQUE EOLICO MARCONA	C.E. PARQUE EOLICO MARCONA (2)			2 534,92	2 534,92
PARQUE EOLICO Total		-	-	2 534,92	2 534,92
PETRAMAS	C.TB. HUAYC O LORO			1 769,31	1 769,31
PETRAMAS Total		-	-	1 769,31	1 769,31
RIO DOBLE	C.H. LAS PIZARRAS			12 319,17	12 319,17
RIO DOBLE Total		-	-	12 319,17	12 319,17
SAN GABÁN	C.H. SAN GABAN II	77 119,28			77 119,28
	C.T. BELLAVISTA				
	C.T. TAPARACHI		119,54		119,54
SAN GABÁN Total		77 119,28	119,54		77 238,81
SANTA CRUZ	C.H. HUASAHUASI I			5 963,76	5 963,76
	C.H. HUASAHUASI II			6 132,81	6 132,81
	C.H. SANTA CRUZ I			3 830,98	3 830,98
	C.H. SANTA CRUZ II			4 325,39	4 325,39
SANTA CRUZ Total		-	-	20 252,94	20 252,94
SANTA ROSA	C.H. PURMACANA			-	-

Por otra parte, en el correo del día 12 de mayo de 2014, a las 18:42 horas, remitido por el COES a Eléctrica Santa Rosa se indica: *“Observamos que en estas últimas semanas no hemos recibido información por parte de ustedes para la elaboración del programa semanal” (...). “Asimismo se les recuerda que toda solicitud de mantenimiento (de cualquier horizonte: diario, semanal, mensual, etc.) debe realizarse únicamente mediante el sistema extranet del COES”.*

Además, en sus descargos relativos a este extremo de la imputación, en torno a que según el numeral 5.3.3 del Procedimiento, los criterios para el análisis de la responsabilidad señalados en dicho numeral no son los únicos que pueden ser utilizados por Osinergmin, éstos ya fueron analizados en el numeral 4.2. de la presente resolución. Asimismo, el COES sostiene que las listas de criterios incluidos en los literales a) y b) del citado numeral 5.3.3 no son taxativas, toda vez que el mismo numeral señalaría que dichos criterios pueden ser considerados “entre otros” y “como mínimo” y que el Osinergmin está obligado a considerar también los principios de la potestad sancionadora, en particular el Principio de Causalidad, por lo que de conformidad con el análisis ya realizado podemos expresar que el COES ha evidenciado que se iniciaron labores de mantenimiento mayor en el grupo generador de la C.H. Purmacana desde el 1 de abril y estaban previstas a concluir en el mes de mayo, con lo cual se establece que las actividades de este mantenimiento mayor se realizaron todos los días, por lo que existía la obligación de que esta actividad estuviera programada y, por otro lado, el descargo evidencia que el sustento del motivo del mantenimiento ha sido requerido por el COES a ELECTRICA SANTA ROSA en su oportunidad.

Por todo lo anteriormente expuesto, corresponde determinar el archivo del procedimiento administrativo sancionador en este extremo de la imputación realizada.

4.8. Mantenimiento mayor efectuado no programado de la unidad TG1 de la C.T. Chilca 1 de la empresa ENERSUR

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	INICIO	FIN	DESCRIPCION
ENERSUR	CHILCA 1	TG1	09/05/2014 00:00	17/05/2014 00:00	MANTTO CORRECTIVO

El descargo presentado por el COES aporta evidencias adicionales. Del audio entre el CCO-COES y el Centro de Control de ENERSUR, del 8 de mayo de 2014, se evidencia que ENERSUR comunica al COES que a las 21:28 horas a desconectado la TG1, indicando que enviarán el preliminar (Informe Preliminar).

En el correo del 8 de mayo de 2014, a las 22:28 horas, remitido por el Centro de Control de ENERSUR al CCO-COES, ENERSUR remite su informe preliminar respecto a la desconexión de la unidad TG1 de la C.T. Chilca a las 21:29 horas del 8 de mayo de 2014; asimismo, en el correo del 11 de mayo de 2014, a las 07:35 horas, ENERSUR remite el correspondiente Informe Final (ENS-IF/021-2014), en el que indica que la desconexión de la unidad TG1 se produjo por alta vibración del cojinete lado acople del generador.

De lo expuesto, el descargo presentado muestra evidencia que este mantenimiento se debió a una falla inminente u ocurrida. Por lo anteriormente expuesto, corresponde determinar el archivo del procedimiento administrativo sancionador en este extremo de la imputación realizada.

4.9. Mantenimiento mayor efectuado no programado de la unidad G2 de la C.H. Yuncan de la empresa ENERSUR

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	INICIO	FIN	DESCRIPCION
ENERSUR	YUNCAN	G2	12/05/2014 22:10	14/05/2014 22:31	MANTTO CORRECTIVO.

El descargo presentado por el COES aporta evidencias adicionales. Del audio entre el CCO-COES y el Centro de Control de ENERSUR, del 12 de mayo de 2014, se evidencia que ENERSUR comunica al COES que: *“estamos teniendo un problema con el grupo 2 de Yuncan” (...)* *“vamos a tener que sacarlo para un correctivo”*.

En el correo del 12 de mayo de 2014, a las 22:17 horas remitido por el Centro de Control de ENERSUR al CCO-COES, ENERSUR indica que: *“se tuvo que realizar la parada de la unidad G2 de la CH Yuncan debido a una falla en el gobernador”*.

De lo expuesto, el descargo presentado muestra evidencia que este mantenimiento se debió a una falla inminente u ocurrida. Por lo anteriormente expuesto, corresponde determinar el archivo del procedimiento administrativo sancionador en este extremo de la imputación realizada.

4.10. Mantenimientos mayores efectuados no programados de la unidad GT12 de la C.T. Fenix de la empresa FENIX POWER

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	INICIO	FIN	DESCRIPCION
FENIX PERU POWER	FENIX	GT12	03/05/2014 00:00	09/05/2014 00:00	Parada programada de TG12 para trabajos de Flushing Sistema hidraulico TV.
FENIX PERU POWER	FENIX	GT12	12/05/2014 00:00	14/05/2014 00:00	MANTENIMIENTO CORRECTIVO A SOLICITUD DE FENIX POWER
FENIX PERU POWER	FENIX	GT12	17/05/2014 00:00	18/05/2014 00:00	TG12 fuera de servicio por alta conductividad en caldera 12.
FENIX PERU POWER	FENIX	GT12	23/05/2014 00:00	01/06/2014 00:00	Inspeccion y limpieza de caldera HRSG12 y condensador.

Mantenimiento Mayor del 03 de mayo de 2014:

El descargo presentado por el COES aporta evidencias adicionales. En el correo del 2 de mayo de 2014, a las 07:04 horas, remitido por el Centro de Control de FENIX POWER al CCO-COES, FENIX POWER indica que: *“La presente es para comunicarles que debido a la presencia de alta conductividad de agua demi y niveles de sodio no permitidos en las líneas de HOT REHEAT (HRH STM*

SODIUM CONCENTRACIÓN) y de HIGH PRESSURE “HP STM SODIUM CONCENTRACION”, por aparente contaminación con agua no tratada, es necesario una inspección exhaustiva al HRSG12; motivo por el cual nos vemos obligados a declarar indisponible la Unidad TG12 FENIX POWER a partir de las 11:00 hrs. del día de hoy 2 de mayo de 2014”.

Por otra parte, en el correo del 2 de mayo de 2014, a las 10:59 horas, remitido por el Centro de Control de FENIX POWER al CCO-COES, FENIX POWER adjunta un informe donde se observa que los valores de alta conductividad y los niveles de sodio se han incrementado, lo cual demuestra la contaminación de agua no tratada, informando que también contamina el HRSG (Heat Recovery Steam Generator o Generador de Vapor por Recuperación de Calor); lo cual motiva la indisponibilidad urgente de la unidad GT12 para ubicar el punto de contaminación.

De lo expuesto, el descargo presentado muestra evidencia de que este mantenimiento se debió a una falla inminente u ocurrida. Por lo anteriormente expuesto, corresponde determinar el archivo del procedimiento administrativo sancionador en este extremo de la imputación realizada.

Mantenimiento Mayor del 12 de mayo de 2014:

El descargo presentado por el COES aporta evidencias adicionales. En el correo del 9 de mayo de 2014, a las 17:40 horas, remitido por el Centro de Control de FENIX POWER al CCO-COES, FENIX POWER indica que: *“debido a la continuación del flushing del sistema hidráulico e inconvenientes en la operación de las válvulas de ingreso de vapor de la TV; para seguir investigando la falla se requiere la unidad TG 12 fuera de servicio por ende esta queda indisponible”*; asimismo, mediante correo del 10 de mayo de 2014, a las 09:09 horas, remitido por el Centro de Control de FENIX POWER al CCO-COES, FENIX POWER indica que la unidad TG12 se encuentra indisponible por revisión del sistema hidráulico de la TV10.

De lo expuesto, el descargo presentado muestra evidencia que este mantenimiento se debió a una falla inminente u ocurrida. Por lo anteriormente expuesto, corresponde determinar el archivo del procedimiento administrativo sancionador en este extremo de la imputación realizada.

Mantenimiento Mayor del 17 de mayo de 2014:

El descargo presentado por el COES aporta evidencias adicionales. En el correo del 16 de mayo de 2015, a las 12:22 horas, remitido por el Centro de Control de FENIX POWER al CCO-COES, FENIX POWER indica que: *“Por problemas de alta conductividad en el vapor sobrecalentado de la caldera 12 (HRSG12) se tuvieron que sacar de servicio las unidades TV10 (23:18 horas del 15 de mayo) y la TG12 (04:42 horas)”*.

De lo expuesto, el descargo presentado muestra evidencia que este mantenimiento se debió a la continuación de una falla inminente u ocurrida. Por lo anteriormente expuesto, corresponde determinar el archivo del procedimiento administrativo sancionador en este extremo de la imputación realizada.

Mantenimiento Mayor del 23 de mayo de 2014:

El descargo presentado por el COES aporta evidencias adicionales. En el Informe Final de Perturbaciones de Fenix Power (FX-41-IPP- 2014), del 20 de mayo de 2014, que adjunta el COES como descargo, FENIX POWER informa sobre la descarga de la unidad TG12 y desconexión de la unidad TV10 el día 20 de mayo de 2014 a las 09:26 horas y que finalizó a las 09:49 horas; asimismo, el citado día, según los reportes de mantenimiento ejecutado, la unidad TG12 estuvo en servicio por pruebas. Al respecto, lo informado corresponde a una indisponibilidad del citado día, pero no aporta información sobre la continuación de la misma para el periodo a partir del 23 de mayo de 2014.

De lo expuesto, el descargo presentado no muestra evidencia que este mantenimiento se debió a una falla inminente u ocurrida por lo que este Órgano considera que debe desestimarse los argumentos expuestos por el COES en sus descargos presentados en relación a la presente imputación.

4.11. Mantenimientos mayores efectuados no programados de la unidad TV10 de la C.T. Fenix de la empresa FENIX POWER

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	INICIO	FIN	DESCRIPCION
FENIX PERU POWER	FENIX	TV10	11/05/2014 00:00	12/05/2014 00:00	REVISION EN L SISTEMA HIDRAULICO.
FENIX PERU POWER	FENIX	TV10	17/05/2014 00:00	18/05/2014 00:00	TV10 fuera de servicio por alta conductividad en caldera 12.
FENIX PERU POWER	FENIX	TV10	23/05/2014 00:00	01/06/2014 00:00	Inspeccion y limpieza de caldera HRSG12 y condensador.

Mantenimiento Mayor del 11 de mayo de 2014:

El descargo presentado por el COES aporta evidencias adicionales. En el correo del 10 de mayo de 2014, a las 09:09 horas, remitido por el Centro de Control de FENIX POWER al CCO-COES, FENIX POWER indica que: “*La unidad TG12 se encuentra indisponible por revisión del sistema hidráulico de la TV10*”; asimismo, del correo del 2 de mayo de 2014, a las 10:59 horas, remitido por el Centro de Control de FENIX POWER al CCO-COES, donde FENIX POWER adjunta un informe que indica valores de alta conductividad y los niveles de sodio no permitidos por contaminación de agua no tratada, se evidencia que el sistema hidráulico de la TV tuvo que ser intervenido, indisponiendo también la unidad TG12.

De lo expuesto, el descargo presentado muestra evidencia de que este mantenimiento se debió a una falla inminente u ocurrida. Por lo anteriormente expuesto, corresponde determinar el archivo del procedimiento administrativo sancionador en este extremo de la imputación realizada.

Mantenimiento Mayor del 17 de mayo de 2014:

El descargo presentado por el COES aporta evidencias adicionales. En el correo del 16 de mayo de 2014, a las 12:22 horas, remitido por el Centro de Control de FENIX POWER al CCO-COES, FENIX POWER indica que: "Por problemas de alta conductividad en el vapor sobrecalentado de la caldera 12 (HRSG12) se tuvieron que sacar de servicio las unidades TV10 (23:18 horas del 15 de mayo) y la TG12 (04:42 horas)".

De lo expuesto, el descargo presentado muestra evidencia que este mantenimiento se debió a la continuación de una falla inminente u ocurrida. Por lo anteriormente expuesto, corresponde determinar el archivo del procedimiento administrativo sancionador en este extremo de la imputación realizada.

Mantenimiento Mayor del 23 de mayo de 2014:

El descargo presentado por el COES aporta evidencias adicionales. En el Informe Final de Perturbaciones de Fenix Power (FX-41-IPP- 2014), del 20 de mayo de 2014, que adjunta el COES como descargo, FENIX POWER informa sobre la descarga de la unidad TG12 y desconexión de la unidad TV10 el día 20 de mayo de 2014 a las 09:26 horas y que finalizó a las 09:49 horas; al respecto, lo informado corresponde a una indisponibilidad del citado día, pero no aporta información sobre la continuación de la misma para el periodo a partir del 23 de mayo de 2014.

De lo expuesto, el descargo presentado no muestra evidencia que este mantenimiento se debió a una falla inminente u ocurrida por lo que este Órgano considera que debe desestimarse los argumentos expuestos por el COES en sus descargos presentados en relación a la presente imputación.

4.12. Mantenimientos mayores efectuados no programados de la C.H. Nueva Imperial de la empresa HIDROCAÑETE

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	INICIO	FIN	DESCRIPCION
HIDROCAÑETE S.A.	NUEVA IMPERIAL	CH-IMPERIAL	26/05/2014 00:00	01/06/2014 00:00	MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE LIMPIEZA DEL CANAL POR LA JUNTA DE USUARIOS DE RIEGO CAÑETE.

El descargo presentado por el COES aporta evidencias adicionales. En el audio del 25 de mayo de 2014, a las 17:59 horas, entre el Centro de Control de HIDROCAÑETE y el CCO-COES, HIDROCAÑETE indica que: "*17:46 h fuera de servicio Nueva Imperial*"... "*por falta de agua en el canal han cerrado su canal los señores regantes*"; asimismo, adjunta el correo del 25 de mayo de 2014, a las 18:26 horas, remitido por el Centro de Control de HIDROCAÑETE al CCO-COES, donde HIDROCAÑETE remite el informe HDC-011-2014 que indica la salida de servicio de la C.H. Nuevo Imperial el citado día, debido a limpieza del canal programado por la Junta de Usuarios del río Cañete.

Por otra parte, se evidencia que mediante Oficio N° 076-2014-CR-CNI-P, la Comisión de Regantes del Canal Nuevo Imperial comunica la limpieza del canal en el periodo del 26 de mayo de 2014 al 1 de junio de 2014.

De lo expuesto, el descargo presentado muestra evidencia de que la indisponibilidad de la C.H. Nuevo Imperial se debió a la indisponibilidad de su recurso hídrico, encontrándonos entonces frente a una falla inminente u ocurrida, por lo cual corresponde determinar el archivo del procedimiento administrativo sancionador en este extremo de la imputación realizada.

4.13. Mantenimientos mayores efectuados no programados de la unidad TG1 de la C.T. Kallpa de la empresa KALLPA GENERACIÓN

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	INICIO	FIN	DESCRIPCION
KALLPA GENERACION	KALLPA	TG1	23/05/2014 23:32	26/05/2014 16:43	Mantenimiento correctivo del combustor N° 13

El descargo presentado por el COES aporta evidencias adicionales. En correo del 23 de mayo de 2014, a las 13:07 horas, informaron que se presentaban inconvenientes en la unidad TG1 de la CT Kallpa, los cuales estaban siendo evaluados. El mismo día a las 20:47 horas, mediante correo electrónico que remite el Centro de Control de KALLPA al CCO-COES, KALLPA indica respecto a la unidad TG1 de la C.T. Kallpa: *“Debido a temperaturas anormales en el Blade Path que involucran el Combustor N° 13 requerimos sacar fuera de servicio la unidad TG1 por mantenimiento correctivo”*.

Por otra parte, los audios evidencias las coordinaciones para desacoplar la unidad TG1. En el audio del 23 de mayo de 2014, a las 21:23 horas, entre el Centro de Control de KALLPA al CCO-COES, KALLPA indica respecto a la unidad TG1 de la C.T. Kallpa que estará: *“todo el día indisponible”* (con relación al día 24) (...) *“por lo menos será hasta el domingo indisponible”* (con relación al día 25); asimismo, se indica que del monitoreo efectuado a la unidad, *“ya no es posible el manejo”*, referenciando a un correo donde informan al respecto.

De los correos adicionales que adjunta el COES, se evidencia que el mantenimiento en el combustor se prolonga hasta el día 26 de mayo de 2014.

De lo expuesto, el descargo presentado muestra evidencia que este mantenimiento se debió a una falla inminente u ocurrida, por lo cual corresponde determinar el archivo del procedimiento administrativo sancionador en este extremo de la imputación realizada.

4.14. Mantenimientos mayores efectuados no programados de la C.H. Roncador de la empresa MAJA ENERGÍA

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	INICIO	FIN	DESCRIPCION
MAJA S.A.C. ENERGIA	RONCADOR	CENTRAL	12/05/2014 00:00	14/05/2014 00:00	PROBLEMAS EN CANAL DE ABASTECIMIENTO
MAJA S.A.C. ENERGIA	RONCADOR	CENTRAL	17/05/2014 00:00	01/06/2014 00:00	POR MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Mantenimientos del 12 y 17 de mayo de 2014

En el audio del 13 de mayo de 2014, a las 01:16 horas, entre un representante de la empresa MAJA ENERGÍA y el CCO-COES, el representante de MAJA ENERGÍA indica que la central está fuera de servicio (a la consulta de si produjo el día 12) y que, respecto a la parada de la central, indica que *“probablemente yo le calculo unos quince días como mínimo”*, quedando en remitir un correo al respecto.

Mediante correo del 13 de mayo de 2014, a las 01:38 horas, MAJA ENERGÍA indica al CCO-COES: *“se les informa que la MCH Roncador de Maja Energía SAC, estará fuera de servicio por motivos de Fuerza Mayor, por un periodo de 15 a 20 días como mínimo”*; sin embargo, no se indica cuál es el motivo.

Asimismo, en el audio del 13 de mayo de 2014, a las 14:59 horas, MAJA ENERGÍA comunica al CCO-COES que están fuera de servicio: *“desde el día sábado desde las 18:45 horas”* (con relación al día 10 de mayo de 2014)... *“se nos ha empozado la central”*... *“ha venido como huayco se nos ha roto el canal”*.

Por otro lado, en el audio del 1 de junio de 2014, a las 21:08 horas, MAJA ENERGÍA comunica al CCO-COES que están fuera de servicio: *“hemos tenido un evento en el canal por lo menos esta un promedio de quincena de junio para adelante”*.

Lo informado por el COES ha sido verificado con la Resolución de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica N° 224-2014-OS/GFE, del 3 de octubre de 2014, que califica los hechos informados como de Fuerza Mayor.

De lo expuesto, el descargo presentado muestra evidencia que estas indisponibilidades se debieron a una falla inminente u ocurrida, por lo cual corresponde determinar el archivo del procedimiento administrativo sancionador en este extremo de la imputación realizada.

4.15. Mantenimientos mayores efectuados no programados de la C.T. Maple Etanol de la empresa MAPLE ETANOL

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	INICIO	FIN	DESCRIPCION
MAPLE ETANOL	CT MAPLE ETANOL	CENTRAL	04/05/2014 00:00	06/05/2014 15:33	MANTENIMIENTO SISTEMA DE VACIO
MAPLE ETANOL	CT MAPLE ETANOL	CENTRAL	09/05/2014 11:30	14/05/2014 11:46	PROBLEMAS EN EL TRANSPORTADOR 1004 DE CALDERA . FUGA EN EL COLECTOR PRINCIPAL DE LA CALDERA

Mantenimiento del 4 de mayo de 2014

Tanto en el correo del día 5 de mayo de 2014 a las 12:06 horas, como en el correo del día 6 de mayo de 2014 a las 08:17 horas, MAPLE ETANOL informa al CCO-COES que: *“Debido a problemas que tenemos en nuestra CT MAPLE ETANOL. Estaremos fuera de servicio hoy y Mañana”*; sin embargo, el COES no adjunta evidencia adicional mediante la cual se informe que los problemas

indicados por MAPLE ETANOL se debieron a una falla inminente u ocurrida; asimismo, el COES no adjunta evidencia de haber requerido en su oportunidad el sustento correspondiente a la empresa para que informe el tipo de problema presentado, lo cual no se ajusta a una adecuada supervisión de la ejecución de los mantenimientos.

De lo expuesto, el descargo presentado no muestra evidencia que demuestre fehacientemente que este mantenimiento se debió a una falla inminente u ocurrida, por lo que este Órgano considera que debe desestimarse los argumentos expuestos por el COES en sus descargos presentados en relación a la presente imputación.

Mantenimiento del 9 de mayo de 2014

En el correo del día 9 de mayo de 2014 a las 16:14 horas, MAPLE ETANOL informa al CCO-COES que: *“La TV salió a las 11:30 am”*, indicando que estaría ingresando en servicio el 10 de mayo de 2014 a las 12:00 horas. Por otra parte, en el correo del 10 de mayo de 2014 a las 11:05 horas, MAPLE ETANOL informa al COES: *“se les reporto en anterior mail que la central ingresaría el día de hoy a las 12:00 pm, queda sin efecto ya que siendo las 10:00 am la caldera ha presentado una fuga en el colector principal Y se está volviendo a parar para realizar la soldadura”*.

De lo expuesto, se observa que el mantenimiento del día 9 de mayo de 2014 derivó en un mantenimiento mayor, ya que muestra evidencia de que este mantenimiento se debió a una falla inminente u ocurrida. Por lo anteriormente expuesto, corresponde determinar el archivo del procedimiento administrativo sancionador en este extremo de la imputación realizada.

4.16. Mantenimientos mayores efectuados no programados de las unidades G1 y G3 de la C.T. Huaycoloro de la empresa PETRAMAS

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	INICIO	FIN	DESCRIPCION
PETRAMAS	HUAYCOLORO	G1	07/05/2014 09:57	08/05/2014 10:54	CORTE DE ENERGIA EN LA SUBESTACION DE 22.9 KV
PETRAMAS	HUAYCOLORO	G3	07/05/2014 09:57	08/05/2014 12:39	CORTE DE ENERGIA EN LA SUBESTACION DE 22.9 KV

Mediante correo electrónico del día 7 de mayo de 2014 a las 10:34 horas, remitido por el Centro de Control de la C.T. Huaycoloro al CCO-COES, PETRAMAS adjunta el informe preliminar N° CTBH-105-14, del 7 de mayo de 2014, el cual indica la salida de los grupos electrógenos N° 1 y N° 3 de la central, a las 09:57 horas del citado día por corte de suministro en 22.9 kV.

De lo expuesto, el descargo presentado muestra evidencia de que estos mantenimientos se debieron a una falla inminente u ocurrida. Por lo anteriormente expuesto, corresponde determinar el archivo del procedimiento administrativo sancionador en este extremo de la imputación realizada.

4.17. Mantenimientos mayores efectuados no programados de las unidades CH3-G1 G1 y CH3-G2 de la C.H. Pariac de la empresa SN POWER (STATKRAFT)

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	INICIO	FIN	DESCRIPCION
SN POWER	PARIAC	CH3 - G1	15/05/2014 00:00	18/05/2014 09:34	CAMBIO DE CARGADOR DE BATERIAS, INSPECCION Y CORRECTIVO DE EQUIPOS EN LOS TABLEROS DE CONTROL.
SN POWER	PARIAC	CH3 - G2	15/05/2014 00:00	17/05/2014 20:52	CAMBIO DE CARGADOR DE BATERIAS, INSPECCION Y CORRECTIVO DE EQUIPOS EN LOS TABLEROS DE CONTROL.

Mediante correos electrónicos de los días 14 de mayo de 2014 al 19 de mayo de 2014, SN POWER remite los IDCC (Informe Diario del Centro de Control) de los días del 13 de mayo de 2014 al 18 de setiembre de 2014, respectivamente. Al respecto, los IDCC muestran en los registros de restricciones operativas correspondientes a la CH3 para del día 13 de mayo de 2014 a partir de las 04:16 horas: *“Desconexión intempestiva por falla en cut out de salida en 13.2 kV de la CH3”*, y para el día 14 de mayo de 2015. *“Inspección y mantenimiento correctivo del sistema de seccionamiento CH3”*, prolongándose hasta el día 15 de mayo de 2014.

En el caso del IDCC del día 16 de mayo de 2014, se indica en las restricciones operativas de la CH3: *“Cambio de cargador de baterías, inspección y correctivo de equipos en los tableros de control”*, lo cual sigue sucesivamente siendo reportado en dicho registro, hasta las 20:52 horas del día 17 de mayo de 2014 para la unidad CH3-G2, y hasta las 09:34 horas del día 18 de mayo de 2014 para la unidad CH3-G1.

Lo informado por el COES al remitir los respectivos correos donde SN POWER remite sus IDCC, sólo evidencia que la falla ocurrida a las 04:16 horas del 13 de mayo de 2014 se prolongó como mantenimiento hasta el día 15 de mayo de 2014; sin embargo, no se demuestra que el mantenimiento: *“Cambio de cargador de baterías, inspección y correctivo de equipos en los tableros de control”* se debió a la desconexión intempestiva; asimismo, el COES no adjunta evidencia de haber requerido en su oportunidad el sustento correspondiente a la empresa para que informe que dichos mantenimientos se debieron a la falla presentada el 13 de mayo de 2014, lo cual no se ajusta a una adecuada supervisión de la ejecución de los mantenimientos. Al respecto la indisponibilidad por mantenimiento mayor quedaría como se muestra.

CENTRAL	UNIDAD	INICIO	FIN	DESCRIPCION
PARIAC	CH3 - G1	16/05/2014 00:00	18/05/2014 09:34	CAMBIO DE CARGADOR DE BATERIAS, INSPECCION Y CORRECTIVO DE EQUIPOS EN LOS TABLEROS DE CONTROL.
PARIAC	CH3 - G2	16/05/2014 00:00	17/05/2014 20:52	CAMBIO DE CARGADOR DE BATERIAS, INSPECCION Y CORRECTIVO DE EQUIPOS EN LOS TABLEROS DE CONTROL.

**RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 2282-2017**

De lo expuesto, el descargo presentado no muestra evidencia que este mantenimiento se debió a una falla inminente u ocurrida, por lo que este Órgano considera que debe desestimarse los argumentos expuestos por el COES en sus descargos presentados en relación a la presente imputación.

4.18 Respecto al cálculo de los factores

A continuación, en el Cuadro N° 1 se resume los descargos que han sido admitidos sobre la base del análisis de los descargos presentados por el COES.

Cuadro N° 1

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	INICIO	FIN	RESULTADO DE LA EVALUACION DE DESCARGOS TECNICOS	DESCARGO ADMITIDO
ENERSUR	CHILCA 1	TG1	09/05/2014 00:00	17/05/2014 00:00	El descargo presentado muestra evidencia que este mantenimiento se debió a una falla inminente u ocurrida.	SI
ENERSUR	YUNCAN	G2	12/05/2014 22:10	14/05/2014 22:31	El descargo presentado muestra evidencia que este mantenimiento se debió a una falla inminente u ocurrida.	SI
FENIX PERU POWER	FENIX	GT12	03/05/2014 00:00	09/05/2014 00:00	El descargo presentado muestra evidencia que este mantenimiento se debió a una falla inminente u ocurrida.	SI
FENIX PERU POWER	FENIX	GT12	12/05/2014 00:00	14/05/2014 00:00	El descargo presentado muestra evidencia que este mantenimiento se debió a la continuación de una falla inminente u ocurrida en la unidad TV.	SI
FENIX PERU POWER	FENIX	GT12	17/05/2014 00:00	18/05/2014 00:00	El descargo presentado muestra evidencia que este mantenimiento se debió a la continuación de una falla inminente u ocurrida.	SI
FENIX PERU POWER	FENIX	TV10	11/05/2014 00:00	12/05/2014 00:00	El descargo presentado muestra evidencia que este mantenimiento se debió a una falla inminente u ocurrida.	SI
FENIX PERU POWER	FENIX	TV10	17/05/2014 00:00	18/05/2014 00:00	El descargo presentado muestra evidencia que este mantenimiento se debió a una falla inminente u ocurrida.	SI
HIDROCAÑETE S.A.	NUEVA IMPERIAL	CH-IMPERIAL	26/05/2014 00:00	01/06/2014 00:00	El descargo presentado muestra evidencia que la indisponibilidad de la CH. Nuevo Imperial se debió a la indisponibilidad de su recurso hídrico.	SI
KALLPA GENERACION	KALLPA	TG1	23/05/2014 23:32	26/05/2014 16:43	El descargo presentado muestra evidencia que este mantenimiento se debió a una falla inminente u ocurrida.	SI
MAJA ENERGIA S.A.C.	RONCADOR	CENTRAL	12/05/2014 00:00	14/05/2014 00:00	El descargo presentado muestra evidencia que estas indisponibilidades se debieron a una falla inminente u ocurrida.	SI
MAJA ENERGIA S.A.C.	RONCADOR	CENTRAL	17/05/2014 00:00	01/06/2014 00:00	El descargo presentado muestra evidencia que estas indisponibilidades se debieron a una falla inminente u ocurrida.	SI
MAPLE ETANOL	CT MAPLE ETANOL	CENTRAL	09/05/2014 11:30	14/05/2014 11:46	El mantenimiento del día 09.05.2014 derivó en un mantenimiento mayor ya que muestra evidencia que este mantenimiento se debió a una falla inminente u ocurrida.	SI
PETRAMAS	HUAYCOLORO	G1	07/05/2014 09:57	08/05/2014 10:54	El descargo presentado muestra evidencia que estos mantenimientos se debieron a una falla inminente u ocurrida.	SI
PETRAMAS	HUAYCOLORO	G3	07/05/2014 09:57	08/05/2014 12:39	El descargo presentado muestra evidencia que estos mantenimientos se debieron a una falla inminente u ocurrida.	SI

**RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 2282-2017**

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	INICIO	FIN	RESULTADO DE LA EVALUACION DE DESCARGOS TECNICOS	DESCARGO ADMITIDO
EGASA	CHILINA V	TV2	01/05/2014 00:00	01/06/2014 00:00	Los descargos no aportan evidencias adicionales. El descargo evidencia que el sustento del motivo del mantenimiento ha sido requerido por el COES a EGASA en su oportunidad, cuya realización fue motivada por gestión del mantenimiento de la propia empresa EGASA.	SI
EGASA	MOLLENDO D	GD1	01/05/2014 00:00	01/06/2014 00:00	Los descargos no aportan evidencias adicionales. El descargo evidencia que el sustento del motivo del mantenimiento ha sido requerido por el COES a EGASA en su oportunidad, cuya realización fue motivada por gestión del mantenimiento de la propia empresa EGASA.	SI
EGASA	CHILINA V	CCOMB	01/05/2014 00:00	01/06/2014 00:00	De lo verificado se determina que el mantenimiento efectuado no programado se debió a una falla ocurrida, posterior a la aprobación del programa de mantenimiento mensual del mes de mayo.	SI
ELECTRICA SANTA ROSA	PURMACANA	C.H. PURMACANA	01/05/2014 00:00	01/06/2014 00:00	El descargo evidencia que el sustento del motivo del mantenimiento ha sido requerido por el COES a ELECTRICA SANTA ROSA en su oportunidad, cuya realización fue motivada por gestión del mantenimiento de la propia empresa ELECTRICA SANTA ROSA.	SI

Asimismo, en el Cuadro N° 2 se resume los descargos que no fueron admitidos.

Cuadro N° 2

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	INICIO	FIN	RESULTADO DE LA EVALUACION DE DESCARGOS TECNICOS	DESCARGO ADMITIDO
EGASA	CHILINA D	SLZ2	07/05/2014 00:00	08/05/2014 15:00	El descargo presentado no muestra evidencia que demuestre fehacientemente que este mantenimiento se debió a una falla inminente u ocurrida.	NO
EGENOR	PIURA 1	GMT2	04/05/2014 15:00	08/05/2014 19:00	El descargo presentado no muestra evidencia que demuestre fehacientemente que este mantenimiento se debió a una falla inminente u ocurrida.	NO
FENIX POWER PERU	FENIX	GT12	23/05/2014 00:00	01/06/2014 00:00	El descargo presentado no muestra evidencia que este mantenimiento se debió a una falla inminente u ocurrida.	NO
FENIX POWER PERU	FENIX	TV10	23/05/2014 00:00	01/06/2014 00:00	El descargo presentado no muestra evidencia que este mantenimiento se debió a una falla inminente u ocurrida.	NO
MAPLE ETANOL	CT MAPLE ETANOL	CENTRAL	04/05/2014 00:00	06/05/2014 15:33	El descargo presentado no muestra evidencia que demuestre fehacientemente que este mantenimiento se debió a una falla inminente u ocurrida.	NO
SN POWER	PARIAC	CH3 - G1	16/05/2014 00:00	18/05/2014 09:34	El descargo presentado no muestra evidencia que estos mantenimientos se debieron a una falla inminente u ocurrida	NO
SN POWER	PARIAC	CH3 - G2	16/05/2014 00:00	17/05/2014 20:52	El descargo presentado no muestra evidencia que estos mantenimientos se debieron a una falla inminente u ocurrida	NO

Considerando tanto los descargos ya admitidos como los no admitidos mostrados en los cuadros anteriores, el factor de mantenimientos efectuados no programados (F2) resultaría ser 16.3%.

	CALCULO LUEGO DE EVALUADO LOS SUSTENTOS	VALOR MAXIMO
Factor F1	10.0%	20%
Factor F2	16.3%	35%

**RESOLUCIÓN DE DIVISION DE SUPERVISION DE ELECTRICIDAD
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 2282-2017**

Teniendo en cuenta que los descargos admitidos presentados por el COES originan que el factor de mantenimientos efectuados no programados (F2) no supere la tolerancia máxima establecida, corresponde archivar el presente procedimiento administrativo sancionador, careciendo de objeto pronunciarse sobre la solicitud de archivo presentada por el COES mediante Carta N° COES/D-1192-2017, recibida el 29 de agosto de 2017.

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 Único.- ARCHIVAR el procedimiento administrativo sancionador iniciado al Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional a través del Oficio N° 1573-2015, con respecto a la imputación consignada en el numeral 1.2 de la presente Resolución.

«image:osifirma»

Gerente de Supervisión de Electricidad (e)