

PERÍODO JULIO-DICIEMBRE 2018

Aplicación de las normas del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).



Contenido

Introducción.....	3
Criterios empleados para la interpretación y aplicación de normas	4
Desempeño de reglas vigentes.....	5
Aspectos regulatorios	15
Conflictos y sanciones.....	18
Anexo.....	19

INTRODUCCIÓN

El presente informe contiene los hechos más relevantes respecto a la aplicación de las normas del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP) durante el período de **julio a diciembre de 2018** de acuerdo con lo indicado en el Capítulo 3-MANEJO DE LA INFORMACIÓN numeral 3.5.4.

El informe incluye los criterios para interpretación, aplicación y desempeño de las normas vigentes, identificando inconvenientes detectados en la operación del sistema y en la administración del Mercado.

También se desarrolla un apartado donde se detallan los principales aspectos regulatorios, que impactaron al Mercado Mayorista de Electricidad, durante el periodo de **julio a diciembre de 2018**.

Finalmente se describen, de existir, los conflictos surgidos con los PM en cuanto a interpretación y/o aplicación de las reglas vigentes.

CRITERIOS EMPLEADOS PARA LA INTERPRETACIÓN Y
APLICACIÓN DE NORMAS

REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN.

- El 23 de octubre de 2008, SIGET, mediante **Acuerdo No. 232-E-2008**, aprobó el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.
- Por medio del **Acuerdo 222-E-2009** del 31 de julio de 2009, SIGET acordó publicar el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción a fin de conceder a la UT el tiempo necesario para el desarrollo e implementación del nuevo Reglamento, como se estableció en el Acuerdo 232-E-2008.
- El 8 de julio de 2011, mediante **Acuerdo 335-E-2011**, SIGET establece el uno de agosto de dos mil once como fecha de inicio de la aplicación del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP).
- El 29 de julio de 2011 SIGET, emitió el **Acuerdo 370-E-2011**, mediante el cual aprobó disposiciones transitorias y modificaciones de carácter permanente en el ROBCP para el inicio de aplicación del mismo el 01 de agosto de 2011.

DESEMPEÑO DE REGLAS VIGENTES

A. PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN

Estructura de combustible ORAZUL ENERGY EL SALVADOR S. en C. de C.V.

Antecedentes

Desde el inicio del modelo de costos, la estructura de costos para el combustible bunker del generador Orazul Energy, tiene aprobado el costo de internación “Demurrage”, el cual se genera por la indemnización que se debe realizar por el tiempo de demora del barco en el puerto. Este costo, históricamente, el generador lo reporta de forma provisional cada vez que ingresa un barco, y lo liquida meses después de ingresado el barco, ya que depende si el barco cobrará indemnización por dicho concepto.

Adicionalmente, el generador cuenta con dos estructuras aprobadas, una para el combustible bunker y otra para el Diesel. Para el caso del bunker, la estructura engloba a la planta Acajutla, exceptuando las unidades 4 y 5, y la planta Soyapango, la cual se hace por medio de transferencias desde Acajutla a dicha planta.

Inconvenientes detectados

Al ser un costo aprobado por la SIGET, la UT acepta la declaración provisional que reporta el generador como un respaldo ya que, según manifiesta el PM generador, este costo lo consideran para efectos contables, el problema radica en que su liquidación demora como mínimo un promedio de seis meses, ya que el trámite según expresan, es complicado de realizar.

La experiencia a la fecha nos demuestra que este costo no siempre es utilizado (se convierte en algunos casos es un costo no real), por lo que pasado los meses el generador reporta reversión de este por no ser utilizado, en los casos en que el barco no cobró indemnización por demora. Esta situación hace que el costo de combustible para este generador esté sobre estimado en el monto reportado, mientras se realiza la reversión cuando ocurre lo anteriormente indicado. Caso contrario se da cuando al liquidar el costo contra factura se determina que el valor provisionado fue menor, en tal sentido el costo queda subvaluado e irá a impactar en el período que sea liquidado, que sería meses después.

La situación anterior podría, eventualmente, ser considerada como un aspecto especulativo en el sentido que se liquida el costo a conveniencia (en el caso de las reversiones por no utilizar ese rubro de costo), o también por el impacto que esto podría generar en la auditoría de costos variables no combustible que considera el costo del combustible según estructura aprobada, en el sentido que, al liquidar una demora fuera del año en donde se originó el costo, este año fuera el base y, el auditor no considera el abono o cargo al costo, este quedaría sub o sobre valuado por dos años.

Adicionalmente cabe mencionar que como la estructura de bunker se utiliza para las plantas de Acajutla y Soyapango, el impacto a esta última no se logra reflejar cuando se revierte o liquidan demoras, por no contar con un mecanismo que permita transferirlo en el momento que se realiza, sino hasta que se registra una transferencia.

Como un dato adicional se menciona que, a inicio de este año, el monto por este concepto que estaba pendiente de liquidar del año 2018 era de US\$ \$135,329.20. Para el costo que se validó de la semana 6-2019, el PM liquidó tres demoras que implicaron un cargo al costo de US\$39,281.93 un 47% más al costo que se registró en el 2018, quedando aún pendiente tres barcos sobre los cuales no se tiene la certeza que el costo por demora sea liquidado o decidan revertirlo.

A manera de impacto se procedió a realizar un pequeño ejercicio (el cual no es muy representativo por el tipo de estructura de utiliza volumen), considerando el costo de internación al cierre del año 2018 validado para Acajutla y para Soyapango, versus el costo al cierre sin considerar los costos por demora pendiente de liquidar. El resultado dio que en Acajutla el costo de internación a la semana 53 hubiera sido US\$0.01 menos, y en cuanto a Soyapango el valor dio de US\$0.17 menos.

Acción Tomada

Ante la tardanza en la liquidación de este costo, pasado un par de meses del ingreso de barco y de haber imputado el costo, la UT solicita de forma periódica al generador por correo electrónico que liquide el costo.

Recomendación

La UT solicita a la SIGET que evalúe la conveniencia de que este costo sea reconocido cuando el generador cuente con la factura por parte del barco, para evitar afectación al mercado, ya que cualquier impacto al alza en el costo del combustible de este generador, por ser en muchas

ocasiones el marginal, y por las transferencias a la planta Soyapango que también puede ser marginal, representan impactos al costo marginal de operación (CMO).

En todo caso la UT considera que siempre se reconocería el costo, solo que ya no provisionado, sino un costo contra factura, considerando que el tiempo promedio de liquidación del concepto oscila entre 6 meses como mínimo.

B. CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES

1. Sistemas de Medición Comercial Compartidos en Proyectos Fotovoltaicos

Inconveniente detectado

Con respecto a la entrada en operación de proyectos de generación fotovoltaicos, al presente y para el futuro cercano, nuevamente, se reitera la solicitud de actualización de la normativa existente relacionada a los Sistemas de medición Comercial (SIMEC), específicamente, **una cadena de medición compartida por varias plantas fotovoltaicas.**

Este tema ha sido abordado en 2 informes de Regulación anteriores, sin tener respuesta a la fecha. Estos son:

Enero a junio de 2016

Se planteó el caso de los proyectos fotovoltaicos del Grupo GESTAMP SOLAR ubicados en San Vicente, donde si bien esta sociedad no tenía contratos de largo plazo, afrontaba este inconveniente, varios proyectos con una sola línea de interconexión.

Julio a diciembre 2017

CAPELLA SOLAR, esta sociedad resultó adjudicada con 2 proyectos en la Licitación DELSUR-RNV-CLP-001-2016: Planta Albireo 1 (50 MW) y Planta Albireo 2 (50 MW), las cuales estarán interconectadas a la Subestación de OZATLAN mediante una sola línea de interconexión, lo que implica que solo contarán con un solo medidor.

Caso Licitación DELSUR-CLP-RNV-001-2013

En diciembre de 2018 fueron terminadas las plantas fotovoltaicas:

- Proyecto La Trinidad, Ltda. de C.V. (6 MW y 8 MW) adjudicados en la licitación Delsur-CLP-RNV-001-2013

- Acajutla Energía Solar I, Ltda. de C.V. (20 MW) adjudicado en la licitación Delsur-CLP-RNV-001-2013.

Estos proyectos fotovoltaicos con potencia asignada en contratos suscritos en procesos de libre competencia, con razones sociales diferentes, tienen el mismo problema, ya que comparten una única subestación elevadora, ALVARADO, y una línea de transmisión a través de las cuales se conectarán a una bahía de 115 kV disponible en la SE Acajutla.

Estas plantas presentaron propuesta para resolver el mismo problema de separación de mediciones, la cual se anexa al informe, al igual que la respuesta de la UT. **La cual, es factible, en este momento, por tratarse del mismo propietario.** De cambiar dicha situación, es decir, diferentes propietarios, no podría procederse de igual forma.

Adicionalmente, en esta subestación a corto plazo se conectará otra planta fotovoltaica:

- Sonsonate Solar, S.A. de C.V. (10 MW) adjudicado en la licitación Delsur-CLP-RNV-1-2016.

Lo cual AGRAVARÁ la actual problemática.

Al respecto, es necesario indicar a la SIGET, que esta situación es crítica, ya que son **unidades de negocios diferentes, es decir Participantes de Mercado distintos**, por lo que es necesario que el ROBCP, tenga establecido el mecanismo de separación de estas mediciones.

Por otra parte, la UT considera de suma importancia incluir el escenario, de proyectos fotovoltaicos con potencia asignada en contratos suscritos en procesos de libre competencia, y con potencia adicional a la contratada, estos tendrán el mismo problema de separación de mediciones, puesto que solo tendrían un solo punto de conexión, y parte de su inyección es contrato y el resto será para el MME, por lo que debe ser claramente identificada, puesto que su tratamiento es muy distinto en la conciliación y facturación de transacciones.

Recomendación

Ante la situación planteada, la UT considera que una metodología con base a un prorrateo es técnicamente viable; sin embargo, es necesario complementar la normativa en el sentido de establecer un mecanismo **administrativo en el cual los PM involucrados sean los responsables de dar soporte legal para la separación de las mediciones.**

Por ejemplo:

1. Para el caso de PM múltiples, la implementación de la participación de un auditor externo que determine y certifique las mediciones mensuales con la aprobación consensuada de ambos PM (Mecanismo Acuerdo 139-E-2015) a más tardar el tercer día hábil del mes posterior al mes a facturar, el cual ha resultado ser un proceso muy eficiente y viable, y no ha presentado problemas de validación, ni operación, ni conflictos legales.
2. Para el caso de un solo PM con 2 o más asignaciones de potencia contratada, debe establecerse la obligatoriedad al PM de determinar la separación de la medición y la confirmación de las mediciones oficiales mensuales a más tardar el tercer día hábil del mes posterior al mes a facturar, debidamente firmada y sellada.
3. Para el caso de un solo PM con potencia adicional instalada, debe establecerse la obligatoriedad al PM de determinar la separación de la medición y la confirmación de las mediciones oficiales mensuales a más tardar el tercer día hábil del mes posterior al mes a facturar, debidamente firmada y sellada.

En todos los casos la función de la UT será validar los datos horarios enviados por el o los PM antes de su facturación oficial.

Estos mecanismos deben incluirse en el ROBCP, ya sea al final de la siguiente definición del Glosario, o en un numeral aparte en el ANEXO 13 Medición Comercial.

- **Contratos de libre competencia respaldados con recursos renovables no convencionales:**
Son una variante de Contratos de Libre Competencia, cuya curva de suministro no es estandarizada, y no tienen el compromiso comercial de capacidad firme. Las unidades de generación renovable no convencional que respalden este tipo de contratos estarán comprometidas en su totalidad en los mismos, y las transacciones contractuales serán físicas; en consecuencia, toda la energía inyectada por las unidades generadoras comprometidas, será considerada vendida bajo los contratos que se suscriban con los PM Distribuidores como resultado de un proceso de licitación de contratos de libre competencia, por lo que no se producirán desviaciones de inyección respecto a los compromisos contractuales. Lo anterior

implica que las unidades generadoras comprometidas bajo esta modalidad no podrán comprar o vender energía ni capacidad en el MRS, ni tampoco a través de otro tipo de transacción comercial diferente a este tipo de contratos.

En el caso que el PM Generador que tenga suscrito este tipo de contrato, en cualquier momento instale potencia adicional a la indicada en el contrato, en la central donde se ubican las unidades generadoras renovables no convencionales que lo respaldan, ésta no formará parte del contrato. En ese sentido, las unidades generadoras adicionales deberán instalarse de tal forma que su medición, despacho y control sea realizado de forma independiente de las que respaldan el contrato, salvo las excepciones que se establezcan en el mismo; por lo que la potencia adicional y su energía asociada podrán transarse libremente de acuerdo con las opciones comerciales contempladas en este Reglamento.

Petitorio

La UT le solicita a SIGET evaluar esta situación y complementar las normas existentes, con el objeto de evitar futuros inconvenientes en la facturación de las transacciones de inyección de los generadores fotovoltaicos y preparar la implementación de los procesos adicionales en la medición comercial de los mismos.

- 2. Inicio de vigencia de Contratos de Largo Plazo Licitación DELSUR -CLP-RNV-001-2013 94 MW entre las distribuidoras CAESS-DELSUR-CLESA-EEO-DEUSEM-B&D SERVICIOS TECNICOS-EDESAL y los generadores PROVIDENCIA SOLAR (60 MW), Proyecto La Trinidad LTDA. de C.V (14 MW) y ACAJUTLA SOLAR I, LTDA. de C.V. (20 MW)**

Antecedentes

El 1 de abril de 2017 y 1 de febrero de 2019, entraron en vigor los contratos suscritos entre UDP NEOEN-ALMAVAL (Providencia Solar), Proyecto La Trinidad LTDA. de C.V y ACAJUTLA SOLAR I, LTDA. de C.V con las compañías distribuidoras provenientes de la adjudicación en el Proceso de Libre Concurrencia denominado Licitación Pública Internacional No. DELSUR-CLP-RNV-001-2013.

En tal sentido, la Gerencia de Conciliación de Transacciones de la UT, realizó un análisis detallado de los impases de puesta en operación de estos contratos a la luz del ROBCP encontrando un problema en el marco regulatorio de la energía asociada a dichos contratos.

Energía Asociada a Contratos (ERNC)

Inconveniente detectado

La reglamentación relacionada a la energía asociada a estos contratos indica claramente que toda la energía inyectada por estas plantas renovables no convencionales se considerara en contrato, lo cual se evidencia a continuación:

*“**Contratos de libre competencia respaldados con recursos renovables no convencionales:** Son una variante de Contratos de Libre Competencia, cuya curva de suministro no es estandarizada, y no tienen el compromiso comercial de capacidad firme. Las unidades de generación renovable no convencional que respalden este tipo de contratos estarán comprometidas en su totalidad en los mismos, y las transacciones contractuales serán físicas; en consecuencia, toda la energía inyectada por las unidades generadoras comprometidas, será considerada vendida bajo los contratos que se suscriban con los PM Distribuidores como resultado de un proceso de licitación de contratos de libre competencia, por lo que no se producirán desviaciones de inyección respecto a los compromisos contractuales. Lo anterior implica que las unidades generadoras comprometidas bajo esta modalidad no podrán comprar o vender energía ni capacidad en el MRS, ni tampoco a través de otro tipo de transacción comercial diferente a este tipo de contratos.*”

4.4.6 Toda la energía inyectada por unidades generadoras que tengan suscritos "Contratos de Libre Competencia respaldados con Recursos Renovables no convencionales" será considerada vendida bajo contrato. Por lo anterior, las transacciones de energía, por nodo de retiro, de cada contrato que tenga un mismo respaldo de generación renovable no convencional, resultarán de aplicar a la energía generada por el grupo de unidades generadoras correspondientes, en cada intervalo de mercado, los porcentajes a los que hace referencia el numeral 4.3.5.

La suma de los porcentajes de participación de todos los contratos respaldados por un mismo grupo de unidades de generación renovable no convencionales - así como la suma de los porcentajes de desagregación por cada nodo de retiro de cada contrato - debe ser igual al ciento por ciento (100%), condición matemática con la que se verifica haber asignado a las partes contractuales compradoras, la totalidad de la energía vendida bajo contrato por el grupo de unidades generadoras renovables no convencionales.

Las unidades generadoras asociadas con los "Contratos de Libre Concurrencia respaldados con Recursos Renovables no convencionales", estarán comprometidas en su totalidad en esos contratos, por lo que no podrán participar en ningún otro tipo de transacción adicional con la energía o capacidad firme de dichas unidades generadoras."

Sin embargo, al proceder a operativizar estos contratos, el modelo le determina su participación en las pérdidas de transmisión horarias del sistema, lo cual lo "hace" comprar sus pérdidas de transmisión en el Mercado de oportunidad mediante una desviación de contrato de inyección, **lo cual es correcto**; pero este resultado sería un "incumplimiento" del ROBCP, de acuerdo con la reglamentación citada.

Cabe mencionar, que durante el proceso de determinación de la "Energía Asociada a los Contratos", tanto las distribuidoras como el generador consultaron sobre las pérdidas de transmisión, debido a que no aparecían descontadas en el ROBCP, y se les explicó lo indicado en el párrafo anterior, es decir, que, si no se descontaban de la inyección, se produciría una desviación de contrato, mediante la cual el generador las compraría al MRS, y se incumpliría el ROBCP.

Por otra parte, al revisar una de las copias de los contratos remitidos por las distribuidoras, se encontró que en la Cláusula 5.2 ENERGÍA CONTRATADA Y ENERGÍA CONTRATADA MÍNIMA, si se ha considerado **el descuento de las pérdidas de transmisión de la energía contratada**, la cual citamos:

"5.2. ENERGÍA CONTRATADA Y ENERGÍA CONTRATADA MÍNIMA

La cantidad de Energía Contratada, corresponderá a la proporción de participación de la Distribuidora en la Licitación No. DELSUR-CLP-RNV-CERO CERO UNO-DOS MIL TRECE de la

energía total inyectada por la planta descontando las pérdidas de transmisión, La Energía Contratada será calculada con base en la siguiente fórmula:

$$EC_{h-m-n} [MWh] = EG_{h-m} [MWh] \times \%DX \times \%N_n$$

Dónde:

n: Nodo de la red de transmisión

a: Cada uno de los años del Período de Suministro

ECh-,n,n: Energía Contratada en la hora "h" del mes "m" para el nodo "n".

EGh_m: Energía total inyectada en el mes "m" por la Planta de Generación que respaldará el Contrato descontando las pérdidas de transmisión, información que será proporcionada por la UT."

En tal sentido, identificamos una inconsistencia en el ROBCP que debe ser solventada, para evitar interpretaciones o posibles conflictos en la puesta en marcha de estos contratos, ya que estos PM podrían objetar de que se les está reduciendo su inyección en el DTE por el descuento de las pérdidas de transmisión.

Petitorio

Con base a la problemática planteada se solicita a la SIGET se agregue al articulado vigente en el ROBCP, **de forma explícita**, el descuento de las pérdidas de transmisión de la inyección horaria de estas plantas para determinar su energía contratada. Tal como se propone a continuación:

“Contratos de libre competencia respaldados con recursos renovables no convencionales: Son una variante de Contratos de Libre Competencia, cuya curva de suministro no es estandarizada, y no tienen el compromiso comercial de capacidad firme. Las unidades de generación renovable no convencional que respalden este tipo de contratos estarán comprometidas en su totalidad en los mismos, y las transacciones contractuales serán físicas; en consecuencia, toda la energía inyectada por las unidades generadoras comprometidas descontando las pérdidas de transmisión, será considerada vendida bajo los contratos que se suscriban con los PM Distribuidores como resultado de un proceso de licitación de contratos de libre competencia, por

lo que no se producirán desviaciones de inyección respecto a los compromisos contractuales. Lo anterior implica que las unidades generadoras comprometidas bajo esta modalidad no podrán comprar o vender energía ni capacidad en el MRS, ni tampoco a través de otro tipo de transacción comercial diferente a este tipo de contratos.

ASPECTOS REGULATORIOS

Se detallan a continuación aspectos regulatorios, que impactaron al Mercado Mayorista de Electricidad, durante el periodo julio-diciembre de 2018.

Acuerdo	Fecha emisión	Referencia	Impacto para el Mercado Mayorista
Agosto			
295-E-2018	30/08/2018	Tasa de descuento	Las auditorías que norman el Anexo 17 deberán considerar la tasa de descuento que se aprueba para la actividad de generación para la determinación del cargo por capacidad.
Octubre			
332-E-2018	04/10/2018	Estructuras de combustible	Aprobación y renovación de estructuras para el costeo de los precios de combustible utilizados para la generación térmica.
333-E-2018	01-10-18	Montos recolectados en concepto de IVDT no RTR desde julio de 2015 a marzo de 2018, se incluirán la liquidación de transacciones de septiembre de 2018.	Aprobar la disposición transitoria relacionada con el numeral 18.5 del Capítulo 18 TRANSACCIONES ECONÓMICAS. será incorporado como un abono dentro de los montos monetarios con los que se determina el "Monto Remanente".
Noviembre			
JD UT 525	06/11/2018	Solicitud de inscripción de la sociedad ENERGIÓN DE CENTROAMERICA, S. A. de C. V.	Junta Directiva UT, aprueba solicitud de inscripción para operar en el Mercado Mayorista de Electricidad en su carácter de COMERCIALIZADOR.
JD UT 526	20/11/2018	Solicitud de inscripción de la sociedad DELSUR, S. A. de C. V.	Junta Directiva UT, aprueba solicitud de inscripción para operar en el Mercado Mayorista de Electricidad en su carácter de COMERCIALIZADOR.

ASPECTOS REGULATORIOS

Acuerdo	Fecha emisión	Referencia	Impacto para el Mercado Mayorista
Diciembre			
JD UT 527	4/12/2018	Solicitud de inscripción de la sociedad ELECTRIC POWER MARKETS, S. A. de C. V.	Junta Directiva UT, aprueba solicitud de inscripción para operar en el Mercado Mayorista de Electricidad en su carácter de COMERCIALIZADOR.
CRIE-105-2018	18/12/2018	Limitación de la asignación de Derechos Firmes a CERO, con periodo de vigencia a partir del 1 de enero de 2019.	<ul style="list-style-type: none"> • Incluyendo las asignaciones A1901 y M1901, que cumplan con las siguientes condiciones: a) derechos firmes que sean solicitados con nodos de retiro en el área de control de El Salvador; y b) derechos firmes que sean solicitados y que requieran utilizar la capacidad de porteo del área de control de Nicaragua en el sentido de sur a norte. • Reduce las oportunidades de negocio de los PM interesados en adquirir DF. • Reduce los sobrecostos de la transmisión regional, reduce el CARN ante restricciones futuras por cumplimiento de los Criterios de Seguridad y Desempeño por parte de Operador del Sistema Nacional.

ASPECTOS REGULATORIOS

Acuerdo	Fecha emisión	Referencia	Impacto para el Mercado Mayorista
Diciembre (continuación)			
CRIE-109-2018	13/12/2018	Modificación al RMER	<ul style="list-style-type: none"> • Clasificación y conciliación de desviaciones a los interconectores de energía programados entre áreas de control con base a los estados operativos del SER, margen de desviación permitido y criterios de despeño de regulación de frecuencia CPS1, CPS2 y DCS. • Reformas libro II aprobadas en resoluciones CRIE-6-2017 sobre conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real (TDTR). • El Cargo del Sistema Monto remanente aumentará (Abonos o Cargo) dependiendo de los nuevos criterios de clasificación
CRIE-112-2018	19/12/2018	Modificación metodología	<ul style="list-style-type: none"> • Se modifica metodología transitoria de cálculo, conciliación, facturación y liquidación del peaje, cargo variable de transmisión y cargo complementario de los cargos por uso de la red de transmisión regional, incorporando el procedimiento para la identificación de los Costos Asociados a las Restricciones Nacionales (CARN), el cual deberá ser propuesto por el EOR a CRIE en un plazo de 30 días calendario. La vigencia es a partir del 24 de diciembre de 2018. • El Cargo del Sistema Cargo Complementario de Transmisión se incrementará en los Cargos por penalización a las restricciones de los sistemas nacionales durante la operación de los mismos.

1. **Nota: para los meses de julio y septiembre,** no se emitieron acuerdos que modificasen el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción o impactaran el mercado mayorista.

CONFLICTOS Y SANCIONES

Durante el segundo semestre del 2018, la Unidad de Transacciones no registró ningún conflicto entre operadores referente al Mercado Mayorista de Electricidad.

Anexos

1. Carta del PROYECTO LA TRINIDAD, LTDA. DE C.V., dirigida a la Unidad de Transacciones.
2. Carta respuesta de la UT para PROYECTO LA TRINIDAD, LTDA. DE C.V.