



Informe de regulación

IR-UT-02-2021

Informe sobre la aplicación de las normas del ROBCP del periodo julio – diciembre de 2021

28 de febrero de 2022

Contenido

Introducción.....	2
Desempeño de las reglas vigentes	4
A) INCONVENIENTES DETECTADOS.....	4
I. NETEO EN LA MEDICIÓN COMERCIAL DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.....	5
II. RUPTURA EN LA CADENA DE PAGO DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD.....	10
B) CONFLICTOS CON PM EN CUANTO A LA INTERPRETACIÓN Y/O APLICACIÓN DE LAS REGLAS VIGENTES.	15

Introducción

El presente informe contiene el análisis sobre 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 2021, de acuerdo con lo indicado en el numeral 3.5.4. Capítulo 3 - MANEJO DE LA INFORMACIÓN, del referido reglamento.

Incluye los criterios empleados para la interpretación y aplicación de las normas definidas en el reglamento y el desempeño de las reglas vigentes, identificando los inconvenientes detectados en la operación del sistema y en la administración del Mercado.

En caso de existir, en este informe se detallarán los conflictos surgidos con los PM en cuanto a interpretación y/o aplicación de las reglas vigentes.

Generalidades sobre el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).

Antecedente histórico del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).

- 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, la 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**, la 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, la 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 de este.

Desempeño de las reglas vigentes

A) INCONVENIENTES DETECTADOS

Se identifican los inconvenientes detectados en la operación del sistema y en la administración del Mercado, y se detallan los criterios empleados para la interpretación y aplicación de las normas definidas en el ROBCP para el análisis de cada caso en particular.

I. NETEO EN LA MEDICIÓN COMERCIAL DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.

Criterios empleados para la interpretación del marco regulatorio relacionado a la generación conectada en redes de distribución y que no forma parte del Mercado Mayorista de Electricidad (MME).

Para la interpretación de la normativa aplicable al caso en mención se tienen los siguientes considerandos:

- i) Según lo establece el literal b) del Art. 2 de la *Ley General de Electricidad (LGE)*, las entidades generadoras tendrán libre acceso a las instalaciones de transmisión y distribución, sin más limitaciones que las señaladas en dicha Ley.
- ii) Que según los literales f), h) y l) del Art. 4 de la *Ley General de Electricidad (LGE)*, se define como distribuidor a la entidad poseedora y operadora de instalaciones cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de bajo voltaje; como generador, a la entidad poseedora de una o más centrales de producción de energía eléctrica, que comercializa su producción en forma total o parcial; y, como operador, a cualquier entidad generadora, transmisora, distribuidora o comercializadora de energía eléctrica.
- iii) Que según lo establecido en el Art. 33 de la *Ley General de Electricidad (LGE)*, todo sistema interconectado deberá contar con una Unidad de Transacciones, que tendrá como objeto operar el mercado mayorista de energía eléctrica; y, además, que las normas de operación del sistema de transmisión y administración del mercado mayorista deberán estar contenidas en el Reglamento de Operación que para esos efectos elabore la Unidad de Transacciones y apruebe la Junta de Directores de la SIGET.

1. Antecedentes

En los últimos años, la matriz energética de El Salvador ha ido cambiando considerablemente, ya que se ha tenido un crecimiento importante de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), especialmente generación solar fotovoltaica, permitiendo que la dependencia del mercado eléctrico a las fuentes convencionales de energía se vaya reduciendo año con año.

Por las condiciones que tiene el mercado eléctrico nacional, los proyectos de generación renovable pueden ser conectados en redes de transmisión o en redes de distribución, y dependiendo de su conexión al sistema, sus despachos pueden ser en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME) o en el Mercado Minorista con la empresa distribuidora correspondiente, en este último caso, la energía inyectada por estos generadores -conocidos como generadores distribuidos-, es consumida en las redes de distribución y deriva en una

reducción de la demanda en el MME en los circuitos de las empresas distribuidoras que tienen conectadas estas plantas.

A partir del año 2017, las empresas distribuidoras han enviado cartas a la UT solicitando que en los puntos de interconexión al sistema de transmisión donde poseen más de un circuito y existan retornos de energía registrados por los SIMEC, estos retornos sean compensados en la liquidación del mismo mes, disminuyendo los retiros registrados en cualquiera de los otros circuitos del mismo punto de la distribuidora; actualmente, las empresas distribuidoras DELSUR, CLESA, DEUSEM y EEO, son las que han solicitado realizar este proceso, ya que poseen distintos puntos de interconexión con este escenario.

2. Normativa aplicable

Conforme a lo establecido en el *Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP)*:

Definiciones del Glosario: Sistema de Transmisión: Conjunto de instalaciones, como torres, líneas, subestaciones, etc., dedicadas al transporte de energía eléctrica conectadas a un nivel de tensión de 115 kV o superior. En el caso en que un transformador conectado al nivel de tensión de 115 kV o superior para entregar a un voltaje inferior a 115 kV, sea propiedad del PM Transmisor, el límite del sistema de transmisión será la barra de baja tensión a la cual está conectado dicho transformador. En el caso en que un transformador conectado al nivel de tensión de 115 kV o superior sea propiedad de un Participante del Mercado distinto al PM Transmisor, el límite del sistema de transmisión será la barra de alta tensión a la cual está conectado dicho transformador.

Numeral 2.1.1 del Anexo 13: Cada PM es responsable de contar con el sistema de medición correspondiente a cada vinculación física con la red de transmisión.

Numeral 18.1.1 del Capítulo 18: La UT es la responsable de administrar el sistema de conciliaciones y liquidaciones del Mercado Mayorista, incluyendo transacciones en los mercados, cargos y penalidades, para lo cual contará con el Sistema de Medición Comercial (SIMEC).

Numeral 18.2.1.1 del Capítulo 18: Cada Participante de Mercado (PM) debe contar con un Sistema de Medición Comercial (SIMEC), que suministre la información necesaria para la administración de las transacciones comerciales en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME) en cada nodo en que se conecta a la red.

Numeral 18.2.4.1 del Capítulo 18: Cada PM deberá contar con medición bidireccional de energía y potencia, activas y reactivas en cada punto de conexión a la red, con capacidad para efectuar lecturas en cada Intervalo de Mercado.

Conforme a lo establecido en el *Reglamento aplicable a las actividades de comercialización de energía eléctrica*:

Art. 18: Los generadores conectados a las redes de bajo voltaje, deberán suscribir contratos de distribución para comercializar energía eléctrica en las redes de bajo voltaje; y, en caso de tratarse de transacciones en las redes de alto voltaje o Mercado Mayorista, deberán además celebrar contratos de transmisión.

Conforme a lo establecido en la *Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión*:

Art. 8: La obligación de interconexión de transmisores y distribuidores comprende el: a) permitir el enlace de sus equipos e instalaciones con las de otros operadores; y, b) permitir el uso de sus equipos e instalaciones para el transporte de energía eléctrica por parte de terceros, mediante el pago de los cargos correspondientes.

3. Inconvenientes detectados

Las empresas distribuidoras que tienen más de un circuito conectado en la misma barra de interconexión al sistema de transmisión, y que en al menos uno de ellos tienen conectada generación distribuida, realizan solicitudes a la UT para que en caso de existir retornos de energía al MME en ciertos períodos de mercado, estos sean compensados en los retiros de sus otros circuitos asociados al mismo nodo, de tal forma que lo registrado en el SIMEC, como retiros e inyecciones resulten en un neteo de las mediciones comerciales, lo cual no está normado, presentándose un vacío regulatorio al no encontrarse establecido en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) un procedimiento a aplicar para este tipo de solicitudes, lo que agrava el problema de vertimiento de generación base en el mercado mayorista.

La solicitud que las empresas distribuidoras le han hecho a la UT, en relación al proceso de neteo de la medición comercial en sus circuitos asociados, y considerando que ante el aumento sostenido de los proyectos de generación en redes de distribución, las inyecciones pueden llegar a ser mayores que los retiros en muchos períodos de mercado, lo cual ya es una situación repetitiva, vuelve operativamente inviable la realización del neteo mencionado, puesto que en algún momento no se lograrían cumplir con los plazos establecidos en el ROBCP para confirmación de las mediciones oficiales respectivas.

Asimismo, esto limita la posibilidad de reducción de retornos al sistema de transmisión, provistos a través de los puntos de interconexión de los distribuidores, incrementándose los problemas asociados a los vertimientos en el mercado mayorista ya que se interpreta que la inyección al sistema de transmisión controlable por la UT es el excedente que la distribuidora inyecta como retorno en un circuito, y que no logra consumir completamente en otro circuito conectado en la misma barra de bajo voltaje de la subestación propiedad de ETESAL.

Además de lo anterior, debido a que la generación distribuida no es controlada por la UT, existe el riesgo que la disminución de la demanda de energía en el MME, como efecto directo de este tipo de generación incremente los eventos de vertimiento de generación, inclusive en días no previstos actualmente por la UT, afectando también a los PM generadores que participan en el mecanismo de vertimiento aprobado por medio del Acuerdo SIGET 443-E-2021 y establecido en el *Anexo 21 -Administración de Vertimiento de Generación Base- del ROBCP*.

4. Acciones tomadas por la UT

La UT, como parte de la conciliación de las transacciones de energía de cada PM y su respectivo proceso de facturación y liquidación, tomó en consideración las cartas remitidas por las distribuidoras mencionadas y desarrolló un proceso para realizar mensualmente, un neteo en la medición comercial de los nodos de las empresas distribuidoras que poseen más de un circuito y que registran inyecciones al MME en ciertos períodos de mercado.

De acuerdo con el numeral 8.5 del *Anexo 13 -Medición Comercial-* del ROBCP, la UT enviará a los PMs propietarios la consolidación de las lecturas validadas como medición oficial por punto de medición y el reporte de sustituciones realizadas para que sean confirmadas, las cuales se usarán para el proceso de facturación y liquidación de las transacciones comerciales de cada PM, tal como lo establece el numeral 6.4 del *Anexo 14 -Administración de los Procesos de Facturación y Liquidación-* del ROBCP, en los plazos para la validación de la medición comercial con los PMs para posteriormente elaborar el DTE, con base en dicha información.

Para el proceso de confirmación de la medición comercial con las empresas distribuidoras que presentan la situación descrita en este apartado, y dependiendo de lo solicitado por éstas, con base en la cantidad de nodos involucrados, se requieren varias confirmaciones previo a oficializar las mediciones:

- Primero, la confirmación de la medición comercial íntegra considerando los retiros y las inyecciones respectivas de cada circuito, tal como se encuentre en cada SIMEC;
- Luego, la confirmación de la información que contenga el neteo de las mediciones en base a los períodos de mercado que presentaron inyecciones en un circuito y retiros en otros; y,
- Por último, un neteo extra de las mediciones por nodo, si la empresa distribuidora así lo solicita.

Posterior al proceso descrito, la información confirmada por las empresas distribuidoras se toma como oficial y se considera para la elaboración del DTE por parte de la UT, detallando las liquidaciones de las transacciones comerciales que cada PM tuvo en el mes inmediato anterior, con lo cual se emiten los documentos de cobro y pago por cuenta y orden de los acreedores y deudores del MME, tal como se establece en los numerales 18.7.1 y 18.9.1 del *Capítulo 18 -Transacciones Económicas-* del ROBCP, respectivamente.

5. Recomendación a SIGET

Con base en lo expuesto, se considera oportuno establecer en el cuerpo normativo, un proceso que **valide el neteo en la medición comercial de las empresas distribuidoras, definiendo los casos en los que aplica y la forma de liquidar las transacciones comerciales que éstas tengan físicamente en cada circuito conectado al MME.**

Lo anterior debe considerar además la menor afectación posible en el mercado mayorista, de manera que contribuya a mantener la operación con los menores niveles de vertimiento, y manteniendo los niveles de calidad y seguridad requeridos.

De igual forma, se considera necesario definir lineamientos, como los propuestos en la fase 2 del mecanismo de administración de vertimiento de generación base, para que las plantas generadoras renovables no convencionales mayores a 5 MW de potencia instalada, conectadas o que deseen conectarse en redes de distribución, proporcionen la información necesaria a la UT para poder ser reguladas y operadas ante eventos que ocasionen vertimiento de generación base, por ejemplo, ante baja demanda en el MME; esto permitirá mejorar las coordinaciones para la regulación de la energía neta inyectada y brindaría una mayor confiabilidad al sistema de transmisión.

II. RUPTURA EN LA CADENA DE PAGO DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD.

Criterios empleados para la interpretación y aplicación de las normas definidas en el marco regulatorio aplicable al mercado mayorista de electricidad.

Para la interpretación de la normativa aplicable al caso en mención se tienen los siguientes considerandos:

- i) Que en el artículo 246 de la Constitución de la República de El Salvador se establece que los principios, derechos y obligaciones establecidos por esta Constitución no pueden ser alterados por las leyes que regulen su ejercicio, que la constitución prevalecerá sobre todas las leyes y reglamentos y que el interés público tiene primacía sobre el interés privado.
- ii) Que en el artículo 43 del Código Civil se define la *“fuerza mayor o caso fortuito como el imprevisto a que no es posible resistir, como un naufragio, un terremoto, el apresamiento de enemigos, los actos de autoridad ejercidos por un funcionario público, etc.”*.
- iii) Que el artículo 2 de la Ley General de Electricidad (LGE), establece que para la aplicación de los preceptos contenidos en esta ley se tomará en cuenta como objetivo de ésta, el fomento del acceso al suministro de energía eléctrica para todos los sectores de la población.
- iv) Que según el artículo 33 de la Ley General de Electricidad, las normas de operación del sistema de transmisión y administración del mercado mayorista deberán estar contenidas en el reglamento de operación que para esos efectos elabore la unidad de transacciones y apruebe la junta de directores de la Superintendencia general de electricidad y telecomunicaciones (SIGET).
- v) Que en el TÍTULO VI. PROCEDIMIENTO PARA EL EJERCICIO DE LA POTESTAD NORMATIVA. CAPÍTULO ÚNICO de la Ley de Procedimientos Administrativos (LPA), en los artículos Art. 159 y siguientes, se regula el procedimiento para el ejercicio de la potestad normativa por parte de la administración pública.

Teniendo en cuenta los anteriores considerandos, y en cumplimiento del numeral 3.5.4. Capítulo 3 - MANEJO DE LA INFORMACIÓN, del ROBCP, se desarrolla la interpretación normativa y análisis siguiente:

1. Antecedentes

En fechas 7 de septiembre, 7 de octubre, 5 y 18 de noviembre de 2021, y 6 y 10 de enero de 2022, la Unidad de Transacciones (UT), recibió las cartas del GRUPO AES El Salvador y DELSUR, S.A. DE C.V., en las que solicitan a la UT que gestione ante la SIGET la aprobación de disposiciones transitorias para la liquidación de transacciones económicas correspondientes a los meses de agosto, septiembre, octubre, noviembre y diciembre de 2021, de tal forma que:

- i. Se permita a las distribuidoras efectuar un pago parcial para las transacciones de los meses referidos, y que estos no se definan como falta grave de acuerdo con lo establecido en el ROBCP.
- ii. No se proceda por parte de la UT a la ejecución de las garantías de pago de los operadores, y por consiguiente no se apliquen las multas y sanciones establecidas en el Reglamento de Operación.

Por lo anterior, en sesiones número 585, 587, 589 y 590, 592 de junta directiva de la UT, celebradas los días 14 de septiembre, 12 de octubre, 9 y 23 de noviembre de 2021, y 11 de enero del 2022, respectivamente; se conocieron los informes del comité de directores sobre las solicitudes de las distribuidoras mencionadas, por medio de los cuales se presentó el análisis de éstas; y dada la urgencia de las solicitudes recibidas y a las repercusiones que produciría la inhabilitación de las distribuidoras para participar en el Mercado Mayorista de Electricidad administrado por la UT, la junta directiva analizó dichos informes, los aprobó y acordó por unanimidad iniciar el proceso para el ejercicio de la potestad normativa de la SIGET, y remitir los proyectos de *Disposiciones transitorias* relacionados con la liquidación de las transacciones económicas correspondiente a los meses de agosto, septiembre, octubre, noviembre y diciembre de 2021.

En respuesta a las solicitudes presentadas, SIGET emite los acuerdos N° 307-E-2021, 350-E-2021, 386-E-2021, 442-E-2021 y 21-E-2022, con fechas 21 de septiembre, 21 de octubre, 23 de noviembre, 22 de diciembre de 2021 y 24 de enero de 2022; por medio de los cuales indican que se realizó el procedimiento para el ejercicio de la potestad normativa de la SIGET, sobre las propuestas y acuerdan aprobar las DISPOSICIONES TRANSITORIAS PARA LA LIQUIDACIÓN DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS CORRESPONDIENTES A LOS MESES DE AGOSTO, SEPTIEMBRE, OCTUBRE, NOVIEMBRE Y DICIEMBRE DE DOS MIL VEINTIUNO. Por lo que, en cumplimiento a los referidos acuerdos, la UT procedió a realizar las liquidaciones parciales de los meses correspondientes.

2. Normativa aplicable

Al realizar el análisis de las solicitudes presentadas por las compañías distribuidoras, se toma en consideración la siguiente normativa aplicable:

Conforme a lo establecido en el *Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP)*:

2.6. Modificaciones al Reglamento. Capítulo 2. Establece el proceso que se deberá llevar a cabo para realizar las modificaciones al reglamento y sus anexos.

18.10.6. Capítulo 18. Ante la condición de mora y falta de pago de un PM, éste no podrá participar en ninguno de los mercados que administre la UT, hasta contar con la resolución del Comité de Conflictos donde se declare nuevamente habilitado al PM.

6.4. PROCESO DE FACTURACIÓN Y LIQUIDACIÓN

Actividad N°5, numeral 6, Anexo 14. Establece que la UT está facultada a hacer una liquidación parcial aplicando la sanción respectiva.

3. Acciones tomadas por la UT.

De conformidad con lo establecido en los acuerdos de SIGET mencionados, la UT realizó las liquidaciones parciales de las transacciones económicas del mercado mayorista de electricidad, correspondientes a los meses de agosto, septiembre, octubre, noviembre y diciembre de 2021, quedando saldos pendientes de cancelar posteriores a la fecha de la liquidación respectiva, los cuales han sido pagados por las distribuidoras por medio de pagos complementarios.

En adición a lo anterior y ante la preocupante problemática en la cadena de pagos del mercado regulador del sistema, la Junta Directiva de la UT en su sesión 593, acordó indagar sobre los efectos a corto y mediano plazo, tanto financieros como operativos, que se han generado en los acreedores del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) por el pago parcial de las distribuidoras mencionadas, derivado del impago de facturas de energía eléctrica del gran cliente, con el objeto de conocer de manera oficial las afectaciones en el MME y así tener un panorama completo que contribuya a encontrar una solución integral.

Por lo que, en cumplimiento del acuerdo de la Junta Directiva de la UT, la administración remitió una nota a los PM acreedores, solicitando que nos informen sobre los efectos identificados por las liquidaciones parciales realizadas, obteniendo el siguiente resultado:

Cantidad de cartas enviadas	43
Cantidad PM acreedores que enviaron respuesta	24
Cantidad de PM acreedores sin enviar respuesta	19

De las referidas cartas, se categorizan los siguientes efectos reportados por los acreedores del MME:

Operativos:

- Riesgo de minimizar la operatividad de las empresas en el mercado eléctrico nacional.
- Riesgo de frenar las operaciones de la empresa
- Riesgo de suspender las importaciones de energía
- Declinar participación en las subastas de Derechos Firmes en el EOR, por falta de capital para pagar el DT.
- Riesgo de incumplimiento de pago a los proveedores de combustible que puede llevar a una interrupción del suministro.
- Afectación en los planes de expansión de sus operaciones

Financieros:

- Incumplimiento de pago a proveedores, planilla y gastos operativos
- Adquisición de deudas a corto plazo para cubrir compromisos o por el uso de capital de trabajo, las cuales conllevan el pago de comisiones y gastos financieros de alto costo.
- Riesgo de quiebra financiera y embargos.
- Dificultad para acceder a financiamientos locales y extranjeros.
- Riesgo de impago al EOR y por ende ejecución de las garantías de pago
- Problemas de flujo de caja de las empresas
- Impago de impuestos diversos en materia tributaria.
- Riesgo de rompimiento en la cadena de pago en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME)
- Riesgo de que adicional al mecanismo de pago parcial en el MME, las distribuidoras recurran a financiarse con pagos parciales a los contratos de licitación pública.

Legales:

- Afectación de la seguridad jurídica del mercado.
- Procesos legales por incumplimiento de contratos.

Consumidor final:

- Alza en el precio de la energía para el consumidor final

Otros:

- Riesgo reputacional de las empresas en el sistema financiero y con sus proveedores
- Incertidumbre del plazo en que continuará la problemática de los pagos parciales en el MME
- Desconocimiento de la existencia de una solución a la problemática de las liquidaciones parciales

Posteriormente, en sesión 595 de Junta Directiva de la UT, la administración dio a conocer las afectaciones reportadas por los acreedores del Mercado Mayorista ante los saldos en mora, debido al atraso en el pago de facturas de energía eléctrica de Clientes que prestan servicios públicos esenciales, y por instrucción de la Junta se envían las cartas recibidas de los PM afectados a la SIGET, al Ministerio de Economía y al Consejo Nacional de Energía.

4. Inconveniente detectado

Al analizar el problema planteado por las compañías distribuidoras, se contraponen como alternativas:

- a) La aplicación de la norma vigente del ROBCP o
- b) Efectuar la solicitud de aprobación de liquidación parcial de las transacciones económicas de los meses correspondientes y no decretar una falta grave que implique la inhabilitación del PM para operar en el MME, a las distribuidoras;

Con base en lo anterior, se valoran las consecuencias que acarrea aplicar a las distribuidoras lo establecido en el ROBCP; visualizándose que bajo este supuesto se estaría afectando la cadena de pagos en el mercado eléctrico y la regularidad del servicio público de electricidad de una manera inminente; y por tanto se tendría una afectación inmediata de la colectividad usuaria del servicio público de energía eléctrica.

Sin embargo, de seguirse prolongando está situación de pagos parciales en el mercado mayorista sin tenerse establecido un plazo para la cancelación total de los saldos pendientes de pago de las liquidaciones parciales efectuadas, se crea una inseguridad en la cadena de pago del MME, cuyo rompimiento conlleva un efecto cascada, colocando en una condición crítica no solo a las empresas distribuidoras, sino a los participantes del mercado acreedores, quienes según indican, al ver comprometidos los flujos de caja de sus empresas se han visto en la necesidad de realizar maniobras financieras a alto costo para mitigar los efectos de esta situación, las cuales según expresan, no lograrán mantener a largo plazo, lo que implicaría que también se vean imposibilitados de cumplir con los compromisos de pago con sus proveedores para hacer sostenibles sus operaciones en el mercado mayorista de El Salvador y en el mercado eléctrico regional.

5. Solicitud a SIGET

En virtud de la gravedad de la situación presentada en la cadena de pagos del Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador, se solicita a la SIGET que interponga sus buenos oficios para que las instituciones involucradas establezcan y **pongan en marcha un plan de acción, por medio del cual se logre resolver esta problemática y se asegure la continuidad en el servicio de energía eléctrica en el país.**

B) CONFLICTOS CON PM EN CUANTO A LA INTERPRETACIÓN Y/O APLICACIÓN DE LAS REGLAS VIGENTES.

Durante el segundo semestre de 2021, la Unidad de Transacciones no registró ningún conflicto entre Participantes del Mercado en cuanto a interpretación o aplicación de las reglas vigentes, referentes al Mercado Mayorista de Electricidad.