

# SIGET

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE  
ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

AJ/2015/ama

05 de octubre de 2015

UNIDAD DE TRANSACCIONES, S.A. DE C.V.	
INGRESO DE CORRESPONDENCIA	
FECHA:	06/10/2015
HORA:	4:30 pm
Recibido por:	Astrid Landaverde
Clave/Archivo:	SIGET-845

Ingeniero  
Miguel Campos  
Presidente de la Junta Directiva de la  
**UNIDAD DE TRANSACCIONES,  
S.A. DE C.V.**  
Kilómetro 12½ Carretera al Puerto  
de La Libertad, desvío a Huizúcar,  
Nuevo Cuscatlán

Estimado Ingeniero Campos:

Por este medio le comunicamos que esta Superintendencia, emitió el siguiente acuerdo que literalmente dice:

## ACUERDO No. 326-E-2015

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES.  
San Salvador, a las doce horas del día seis de julio de dos mil quince.

Esta Superintendencia CONSIDERANDO QUE:

I. El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en su artículo 19 establece que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE- es el ente regulador del Mercado Eléctrico Regional.

II. El Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en su artículo 12 reformó el artículo 32 del Tratado Marco, el cual se refiere a los compromisos de los gobiernos, adicionando el literal d) y un párrafo al final que se lee de la siguiente manera:

*“d) Realizarán las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales para el funcionamiento armonioso del MER.*

*Cada País miembro definirá a lo interno su propia gradualidad en la armonización de la regulación nacional con la regulación regional”.*

III. El treinta de septiembre de dos mil catorce, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE- emitió la Resolución No. CRIE-P-26-2014, mediante la cual se aprobó

el procedimiento de aplicación de los contratos regionales con prioridad de suministro (CRPS) y de derechos firmes asociados.

En el Glosario del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) se define al “Contrato Firme” como aquél que da prioridad de suministro de la energía contratada a la parte compradora; estableciéndose, adicionalmente, en la letra e) del numeral 1.3.4.1 del libro II “De la Operación Técnica y Comercial” del RMER que la cantidad de energía firme es autorizada por la entidad reguladora nacional del país de que se trate.

Cabe resaltar, que los contratos regionales con prioridad de suministro son una figura transitoria tendiente a la concreción de los contratos firmes. Al respecto, en el considerando VIII de dicha Resolución se enfatiza la transición de los CRPS hacia los Contratos Firmes definidos en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), de la siguiente forma:

*“Que es importante enfatizar que se establece la transición de los Contratos Regionales con Prioridad de Suministro hacia los Contratos Firmes, de la siguiente manera: a partir de julio de 2015 ya no se asignarán nuevos Derechos Firmes con periodo de validez anual para Contratos Regionales con Prioridad de Suministro, quedando vigentes operativamente los Contratos Regionales con Prioridad de Suministro asignados previamente hasta que finalice el periodo de los Derechos Firmes asignados a esos Contratos. A partir de diciembre de 2015 se asignarán nuevos Derechos Firmes para los Contratos Firmes, que entrarán en operación a partir de Enero 2016, cuyo mecanismo de asignación será indicado por la CRIE.”*

- IV. De conformidad con los artículos 4 y 5 letra a) de la Ley de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, la SIGET es la entidad competente para aplicar las normas contenidas en tratados internacionales sobre electricidad y telecomunicaciones vigentes en El Salvador, y en las leyes y reglamentos que rigen dichos sectores.

El artículo 5 letra i) de la Ley en mención identifica como atribución de la SIGET –entre otras- la de *“establecer, mantener y fomentar relaciones de cooperación con instituciones u organismos extranjeros y multilaterales vinculados a los sectores de electricidad y telecomunicaciones”*.

El artículo 1 de la Ley General de Electricidad, establece que dicho cuerpo jurídico norma las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica; siendo sus disposiciones aplicables a todas las entidades que desarrollen dichas actividades, sean éstas de naturaleza pública, mixta o privada; y el artículo 10-BIS de la Ley en comento, dispone que *“Todos los contratos de compraventa de potencia y energía eléctrica entre operadores deberán registrarse en la SIGET”*.

- V. En atención a las atribuciones y competencias de la SIGET en la regulación del sector eléctrico, por medio de Acuerdo No. 537-E-2014 del veintiuno de noviembre de dos mil catorce, se determinó que la Autoridad Nacional Competente en El Salvador para autorizar la energía correspondiente a los contratos regionales con prioridad de

suministro es la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET).

Asimismo, en el considerando VII del referido acuerdo se aclaró que: “(...), siendo la Unidad de Transacciones, S. A. de C.V. (UT), la que de conformidad con el artículo 33 de la Ley General de Electricidad es la encargada de operar el mercado mayorista de energía eléctrica; la SIGET requerirá el análisis correspondiente a la UT previo a la autorización de la energía asociada a los contratos con prioridad de suministro, que en su carácter de Autoridad Nacional Competente conceda. En este sentido, la UT revisará y analizará cada solicitud e informará a la SIGET.”

VI. Mediante Acuerdo No. 02-E-2015 de fecha cinco de enero de este año, y con base en el Acuerdo No. N 1-2004 que contiene el PROCEDIMIENTO DE CONSULTA Y ELABORACIÓN PARTICIPATIVA DE NORMAS PARA LOS SECTORES DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES, se inició el procedimiento básico de consulta participativa del documento denominado “PROYECTO DE PROCEDIMIENTO DE AUTORIZACIÓN DE LA ENERGÍA MÁXIMA ASOCIADA A CONTRATOS REGIONALES CON PRIORIDAD DE SUMINISTRO”, estableciendo como plazo para que los interesados presentaran sus observaciones el período comprendido entre el dieciséis de marzo y el diecisiete de abril de dos mil quince.

VII. Como resultado de la consulta participativa, la SIGET recibió un total de cuarenta observaciones de los siguientes operadores:

- DELSUR, S.A. de C.V. (Delsur);
- Empresas distribuidoras del Grupo AES El Salvador –CAESS, S.A. de C.V., AES CLESA Y CÍA., S. en C. de C.V., EEO, S.A. de C.V. y DEUSEM, S.A. de C.V. (AES);
- Duke Energy International El Salvador, S. en C. de C.V. (Duke);
- Compañía de Energía de Centroamérica, S.A. de C.V. (Cenergica);
- Mercados Eléctricos, S.A. de C.V. (MERELEC);
- Excelergy, S.A. de C.V. (Excelergy);
- Energía, Desarrollo y Consultoría, S.A. de C.V. (EDECSA);
- Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. (UT); y

Asimismo, se recibió la opinión No. SC-010-S/ON/R-2015 de la Superintendencia de Competencia (SC).

VIII. En cumplimiento del Acuerdo No. 02-E-2015, la Gerencia de Electricidad y la Unidad de Asesoría Jurídica realizaron un análisis de los comentarios al PROYECTO DE PROCEDIMIENTO DE AUTORIZACIÓN DE ENERGÍA MÁXIMA ASOCIADA A CONTRATOS REGIONALES CON PRIORIDAD DE SUMINISTRO, del cual derivó una “MATRIZ DE RESPUESTAS A LAS OBSERVACIONES RECIBIDAS EN LA CONSULTA PARTICIPATIVA SOBRE EL PROCEDIMIENTO DE AUTORIZACIÓN DE ENERGÍA MÁXIMA ASOCIADA A CONTRATOS REGIONALES CON PRIORIDAD DE SUMINISTRO” y se realizaron modificaciones a la propuesta de

PROCEDIMIENTO DE AUTORIZACIÓN DE ENERGÍA MÁXIMA ASOCIADA A CONTRATOS REGIONALES CON PRIORIDAD DE SUMINISTRO.

- IX. Con base en el análisis de la Gerencia de Electricidad y la Unidad de Asesoría Jurídica, ambos de la SIGET, esta Superintendencia estima procedente aprobar las respuestas a las observaciones recibidas como resultado de la consulta participativa iniciada mediante el Acuerdo No. 02-E-2015 así como el PROCEDIMIENTO DE AUTORIZACIÓN DE ENERGÍA MÁXIMA ASOCIADA A CONTRATOS REGIONALES CON PRIORIDAD DE SUMINISTRO que se adjuntan al presente acuerdo.

POR TANTO, con fundamento en las disposiciones legales citadas, esta Superintendencia ACUERDA:

- a) Aprobar el documento denominado “MATRIZ DE RESPUESTAS A LAS OBSERVACIONES RECIBIDAS EN LA CONSULTA PARTICIPATIVA SOBRE EL PROCEDIMIENTO DE AUTORIZACIÓN DE ENERGÍA MÁXIMA ASOCIADA A CONTRATOS REGIONALES CON PRIORIDAD DE SUMINISTRO”, contenido en el Anexo I de este proveído;
- b) Aprobar el PROCEDIMIENTO DE AUTORIZACIÓN DE ENERGÍA MÁXIMA ASOCIADA A CONTRATOS REGIONALES CON PRIORIDAD DE SUMINISTRO, descrito en el Anexo II de este acuerdo;
- c) Declarar que los Anexos I y II de este proveído forman parte integrante del mismo;
- d) Notificar este acuerdo a las empresas mencionadas en el Considerando VII de este acuerdo y a la Superintendencia de Competencia; y,
- e) Publicar. “.....B N Coto Estrada.....Superintendente General de Electricidad y Telecomunicaciones.....Rubricada.....”.



Atentamente,

J. Gilberto Cruz Olmedo  
Gerente de Electricidad



## ANEXO II

# PROCEDIMIENTO DE AUTORIZACIÓN DE LA ENERGÍA MÁXIMA ASOCIADA A CONTRATOS REGIONALES CON PRIORIDAD DE SUMINISTRO

### 1. Objetivos.

Son objetivos de este Procedimiento los siguientes:

- 1.1. Disponer de un mecanismo para que los Participantes del Mercado (PM) canalicen sus solicitudes de autorización sobre la energía máxima asociada a un Contrato Regional con Prioridad de Suministro (CRPS).
- 1.2. Definir las responsabilidades del Participante de Mercado, la Unidad de Transacciones (UT) y la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), para la autorización de la energía máxima asociada a un Contrato Regional con Prioridad de Suministro.
- 1.3. Definir las disposiciones sobre la administración operativa y comercial de los CRPS a nivel nacional.

### 2. Contratos Regionales con Prioridad de Suministro. Se entenderá por CRPS, aquéllos contratos que cumplan con los requerimientos y disposiciones establecidas en la normativa vigente del Mercado Eléctrico Regional (MER), particularmente, deben comprender lo siguiente:

- 2.1. Contrato que da prioridad de suministro de la energía contratada en el Mercado Eléctrico Regional, y cuya energía es declarada diariamente por ambas partes, la parte compradora y la parte vendedora, y debe tener asociado un Derecho Firme (DF) entre el nodo de inyección y el nodo de retiro.
- 2.2. La Energía estará limitada por la potencia del Derecho Firme asociado al correspondiente contrato.

### 3. Derechos Firmes de Transmisión asociados a los CRPS. Se entenderá por DF, aquéllos que cumplan con las disposiciones establecidas en la normativa vigente del MER. Los DF de transmisión que se asocien a un CRPS corresponderán al resultado del Proceso de Asignación que realice el Ente Operador Regional (EOR).

### 4. Solicitud de autorización del Participante de Mercado

- 4.1. El Participante de Mercado presentará ante la SIGET la solicitud de autorización de la energía máxima que inicialmente podrá asociar a un CRPS. La autorización que

otorgue la SIGET será válida exclusivamente para que el PM pueda gestionar ante el EOR su Solicitud de Compra de DF.

4.2. El PM debe presentar en la SIGET, su solicitud de autorización de la energía máxima asociada a un CRPS, a más tardar cinco (5) días hábiles posteriores a la fecha final de “*Convocatoria y Publicación de Información Previa*” establecida por el EOR, y correspondiente a la asignación de DF, de validez anual o mensual, en la cual el PM prevé participar. Las solicitudes presentadas en fecha posterior al plazo antes referido serán denegadas por extemporáneas. La solicitud debe acompañarse como mínimo de los siguientes documentos:

- a. El formulario de solicitud debidamente completado (Anexo I de este procedimiento).
- b. Carta de Intención suscrita entre el Agente Vendedor y Comprador, con firmas legalizadas ante notario, en la que se establezca: Identificación de agentes que suscriben el contrato, plazo del contrato, nodos de inyección y retiro, y particularmente lo correspondiente a la potencia y energía máxima horaria prevista que están dispuestos a incluir en el CRPS que suscribirán. Asimismo, se incluirá el modelo de contrato a suscribir entre partes.
- c. En el caso que la solicitud de autorización de la energía máxima se asocie a una transacción regional de retiro (CRPS de Retiro) -para importar energía al Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador- el PM deberá adjuntar a la solicitud una copia de la autorización, registro o certificación de la Autoridad Competente del país del agente regional vendedor en el contrato, la cual deberá ser legalizada por notario, y por la vía diplomática (apostillado o autenticado) en caso de haber sido otorgada en el extranjero.

## 5. Proceso de autorización de la Solicitud del PM

5.1. El proceso de autorización de la solicitud de la energía máxima que el PM podrá asociar a un CRPS se realizará tomando en cuenta las siguientes etapas:

- a. **Revisión Preliminar.** La SIGET revisará la solicitud de autorización del PM y verificará que cumpla con lo requerido en el numeral 4 del presente Procedimiento, en un plazo máximo de dos (2) días hábiles contados a partir del día siguiente a la presentación de la solicitud. En caso que la solicitud no cumpla con los requisitos señalados, se prevendrá al PM que en el plazo de dos (2) días hábiles contados a partir del día siguiente a la notificación respectiva, subsane las deficiencias identificadas. Dicha información complementaria será revisada por la SIGET en un plazo de dos (2) días hábiles contados a partir del día siguiente a la recepción de la información.

En el caso de aquellos procesos de asignación de DF que tengan una duración menor de 18 días hábiles, contabilizados a partir de un día posterior a la última fecha programada por el EOR para la “*Convocatoria y Publicación de*

*Información Previa*” y hasta un día hábil anterior a la fecha límite para “*Presentación de Solicitud y Documentación*” por parte del PM ante el EOR, podrá no otorgarse plazo para subsanar deficiencias, en ese sentido, es responsabilidad del PM que la solicitud de autorización de la energía máxima cumpla con los requerimientos antes referidos, en caso contrario la misma será declarada inadmisibile.

- b. **Análisis de la Unidad de Transacciones.** Cumplidos los requisitos del numeral 4 de este Procedimiento, la SIGET enviará a la UT, las solicitudes presentadas por los distintos PMs, con el objeto de que ésta remita su opinión y análisis técnico en el plazo de cuatro (4) días hábiles contados a partir del día siguiente a la recepción de la documentación.

El Informe Técnico de la Unidad de Transacciones deberá analizar y determinar, al menos lo siguiente:

- Estimación de la energía máxima disponible en el Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador, que podrá ser transada o vendida en el MER a través de CRPS de Inyección. El análisis a realizar por la UT considerará la capacidad firme asociada a las unidades generadoras, la proyección de la demanda máxima del sistema, las limitaciones asociadas a preservar la calidad, seguridad, confiabilidad del sistema eléctrico nacional, restricciones técnicas u operativas, necesidades de reserva primaria y secundaria, entre otras, establecidas en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP). Asimismo, tomará en cuenta las restricciones de la red de transmisión nacional. La UT estimará la energía máxima antes referida, correspondiente a las horas de los períodos de punta, resto y valle, para el plazo previsto del o los CRPS.
- Estimación de la energía que puede ser comprada en el MER, y que podrá asociarse a CRPS de Retiro. Para su análisis, la UT tomará en cuenta las disposiciones establecidas en el ROBCP, y las restricciones de transmisión del sistema nacional. La UT estimará la energía que podrá ser comprada en el MER correspondiente a los períodos de punta, resto y valle, para el plazo previsto del o los CRPS. En su análisis la UT deberá procurar abastecer la demanda a mínimo costo y mantener las condiciones de calidad y seguridad operativas del sistema de transmisión y del Mercado Mayorista Nacional.
- Los efectos en la confiabilidad y reserva del sistema, y en el Costo Marginal de Operación para el período de análisis.

En el Informe Técnico, la UT deberá detallar el procedimiento utilizado para la estimación de la energía máxima que podrá ser comprada o vendida en el MER, y que podrá ser asociada a los CRPS de Retiro o Inyección, respectivamente. Dicho procedimiento formará parte de la resolución que emita la SIGET.

- c. **Autorización o denegación de la solicitud del PM, por parte de la SIGET.** Cumplidas las etapas anteriores, la SIGET realizará el análisis correspondiente para emitir la autorización o no, de la energía máxima que inicialmente podrá asociarse a un contrato regional suscrito entre el PM solicitante y un Agente Regional. Para dicho análisis, la SIGET dispondrá como máximo de tres (3) días hábiles, contados a partir del día siguiente a la recepción del informe de la UT, especificado en la letra anterior.

En el plazo antes señalado, la SIGET notificará al PM, su decisión de autorización o no de la solicitud presentada, debidamente justificada.

## **6. Proceso de registro de los CRPS**

- 6.1. En el plazo de cinco días hábiles contados a partir de la finalización del proceso de registro del CRPS ante el EOR, el PM deberá presentar para su inscripción en el Registro de Electricidad y Telecomunicaciones de la SIGET, el CRPS en el que especifique la información relevante del contrato, entre ellas, identificación de las partes que suscriben el contrato, plazo del contrato, la energía contratada desagregada para cada mes del período de validez del DF, condiciones que definan el precio de energía, nodos de inyección y retiro y el código asignado por el EOR al CRPS a inscribir. El CRPS deberá ser otorgado con las formalidades legales pertinentes para su inscripción. El PM debe anexar copia del Certificado del Derecho Firme emitido por el EOR.

## **7. Disposiciones para la administración y operación de los CRPS**

- 7.1. La administración y operación de los CRPS, a nivel del MER, será realizada por el EOR, conforme a las disposiciones establecidas en la normativa vigente del Mercado Eléctrico Regional.
- 7.2. La UT administrará en el mercado mayorista de electricidad, los CRPS conforme a las disposiciones establecidas en el ROBCP. Entre los aspectos relevantes para la coordinación operativa, comercial y administración de este tipo de contratos, la UT debe tomar en cuenta lo siguiente:
- a. La UT coordinará operativa y comercialmente con el EOR y el PM correspondiente, las transacciones de inyección y retiro de los CRPS conforme a las disposiciones establecidas en el numeral 11.3 Contratos de Inyección y Retiro Regionales del ROBCP.
  - b. Conforme a la normativa vigente del Mercado Eléctrico Regional, los CRPS no tienen la categoría de Contrato Firme Regional (CFR). Los CRPS son un tipo de contrato que permitirán la transición hacia los CFR.

## **8. Vigencia**

El presente Procedimiento entrará en vigencia el día de su publicación en el Diario Oficial.



## Anexo I

### Solicitud de autorización de Energía Máxima asociada a Contrato Regional con Prioridad de Suministro

Fecha

**SIGET**

En representación de \_\_\_\_\_ el infrascrito solicita a la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, la autorización de la Energía máxima a asociar a un Contrato Regional con Prioridad de Suministro, el cual contiene la información detalla en el presente formulario. Autorización que será utilizada únicamente para gestionar ante el Ente Operador Regional la correspondiente Solicitud de Compra de Derechos Firmes en el Mercado Eléctrico Regional.

Información a detallar											
Tipo de CRPS			Inyección o Retiro Regional por parte del PM nacional								
Código Regional del Agente Vendedor			Nombre del Agente Vendedor								
Código Regional del Agente Comprador			Nombre del Agente Comprador								
Nombre Nodo RTR Inyección [1]			Código Nodo [1]			Nivel de Tensión (kV)			País		
Nombre Nodo Retiro [1]			Código Nodo [1]			Nivel de Tensión (kV)			País		
Máxima Energía horaria solicitada [MWh]											
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Período de vigencia			Del día de Mes al día de Mes del año								

Firma del Participante de Mercado Nacional Solicitante

Para uso exclusivo de la SIGET

Fecha y sello de Recepción de Solicitud por parte de la SIGET

[1] Los nombres y códigos de los nodos de la RTR de inyección o retiro deben corresponder a la nomenclatura utilizada en el MER.



**SIGET**

**ANEXO I**

**MATRIZ DE RESPUESTAS A LAS OBSERVACIONES RECIBIDAS EN LA CONSULTA PARTICIPATIVA SOBRE EL PROCEDIMIENTO DE AUTORIZACIÓN DE ENERGÍA MÁXIMA ASOCIADA A CONTRATOS REGIONALES CON PRIORIDAD DE SUMINISTRO**

No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
1	UNIDAD DE TRANSACCIONES	Numeral 7.2	<p>En el numeral 7.2 se establece: “La UT administrará en el mercado mayorista de electricidad, los CRPS, debidamente registrados ante la SIGET, conforme a las disposiciones establecidas en el ROBCP.”</p> <p>Consideramos importante enfatizar, que la UT administra los CRPS contenidos en el registro del EOR y no necesariamente los registrados ante la SIGET. Esto es así debido a que de acuerdo a la Resolución CRIE-P-26-2014 numeral 3.2.7, cuando las solicitudes ante el EOR son de compra de Derechos Firmes (SDF), el registro o certificación de la Energía del Contrato que deberá ser presentado al EOR es el brindado por los reguladores nacionales o las autoridades nacionales competentes del país en donde se ubica la parte vendedora. La entrega de esta información por parte del agente comprador es opcional.</p> <p>Por lo anterior solicitamos la eliminación de las primeras dos líneas de este numeral.</p>	<p>La Ley General de Electricidad (LGE), su Reglamento y el ROBCP no condicionan la administración operativa de los Contratos Regionales con Prioridad de Suministro (CRPS) a la inscripción de dichos contratos en el Registro de Electricidad y Telecomunicaciones de la SIGET; no obstante los mismos deberán estar registrados como tales en el Ente Operador Regional (EOR). Por lo anterior, se recomienda eliminar la exigencia de que los CRPS deben estar registrados en la SIGET para la administración de los mismos en el Mercado Mayorista por parte de la UT.</p> <p>Lo antes expuesto no debe interpretarse en el sentido que los CRPS no deben registrarse en la SIGET, ya que conforme a lo dispuesto en los artículos 10-BIS de la Ley General de Electricidad (LGE) y el artículo 107 inciso 2° del Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE), todos los contratos de compraventa de potencia y energía eléctrica deben registrarse en la SIGET, sean éstos celebrados entre operadores nacionales o con entidades ubicadas fuera del país.</p> <p>Los referidos artículos disponen lo siguiente:</p> <p>Artículos de la LGE:</p> <p><i>“Art. 10-BIS.- Todos los contratos de compraventa de potencia y energía eléctrica entre operadores deberán registrarse en SIGET.”</i></p> <p>Artículo del RLGE:</p> <p><i>“Art. 107.- Salvo la inscripción correspondiente en la SIGET, la construcción de líneas de interconexión internacional realizadas por particulares podrá efectuarse sin necesidad de autorización previa, sin perjuicio del cumplimiento de la Ley, las</i></p>

No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
				<p><i>ordenanzas dictadas por los Concejos Municipales, o por la autoridad en materia de medio ambiente.</i></p> <p><i>Los contratos de suministro de energía eléctrica celebrados con entidades ubicadas fuera del país, deberán sujetarse a las mismas normas que los celebrados con operadores nacionales."</i></p>
2	UNIDAD DE TRANSACCIONES	Numeral 7.2 letra "c"	<p>Finalmente, el apartado "c" del numeral 7.2 menciona: "Independientemente del tipo de contrato regional y del resto de transacciones regionales acordadas con el EOR, en el predespacho nacional definitivo, la UT tendrá como prioridad el mantener las condiciones de calidad y seguridad operativas del sistema y abastecer la demanda nacional a mínimo costo, por lo cual podrá modificar o suspender las Transacciones Regionales si dichas condiciones no son satisfechas. En caso que la UT, en cumplimiento de lo indicado anteriormente proceda a modificar o suspender las Transacciones Regionales deberá coordinarlo con el EOR, de ser posible, y en caso que aplique, efectuar la solicitud de redespacho regional, todo ello de conformidad a lo establecido en el numeral 11.7.1 del ROBCP."</p> <p>Consideramos que este numeral puede limitar la interpretación sobre las condiciones de calidad, seguridad operativa del sistema y abastecimiento de la demanda nacional; puesto que esto ya se encuentra debidamente considerado en la reglamentación nacional vigente (numeral 11.7.1 del ROBCP), pero además, en caso de que una situación de déficit sea detectada, la UT procederá de acuerdo a los lineamientos ampliamente detallados en el ROBCP y sus Anexos, específicamente en los numerales: 10.1.7 y 10.4.1 del Capítulo 10, Apartado 11.7 y 11.8 del Capítulo 11, 13.6.2, apartado 13.11 del Capítulo 13, apartado 17.5 del Capítulo 17 y Anexo 10, entre otros.</p> <p>Por lo antes descrito, solicitamos que dicho literal sea eliminado del documento "PROYECTO DE PROCEDIMIENTO DE AUTORIZACIÓN DE LA ENERGÍA MÁXIMA ASOCIADA A CONTRATOS REGIONALES CON PRIORIDAD DE SUMINISTRO".</p>	<p>En vista que esta situación se encuentra debidamente contemplada en la reglamentación nacional vigente (numerales del ROBCP señalados en la observación), se considera innecesario incluir la letra "c" del numeral 7.2 en este Procedimiento, a fin de evitar en el futuro restricciones a las acciones operativas de la UT, por lo que se recomienda establecer en el Procedimiento que la administración de los CRPS por parte de ésta será conforme a las disposiciones establecidas en el ROBCP.</p> <p>En consecuencia con lo antes señalado, se recomienda eliminar la letra "c" del numeral 7.2 "PROCEDIMIENTO DE AUTORIZACIÓN DE LA ENERGÍA MÁXIMA ASOCIADA A CONTRATOS REGIONALES CON PRIORIDAD DE SUMINISTRO".</p>
3	DUKE ENERGY INTERNATIONAL EL SALVADOR	Numeral 4.2 letra "b"	<p>Como parte de la solicitud de autorización de la energía máxima que se podrá asociar a un Contrato Regional con Prioridad de Suministro (CRPS), se solicita "Copia del Contrato de compra o venta de potencia y energía suscrito entre el PM solicitante y un agente del Mercado Eléctrico Regional (...)"</p> <p>Al respecto, se observa que al momento de solicitar la energía máxima que se puede asociar un CRPS normalmente no se tiene aún un Contrato, de hecho</p>	<p>Tal como se expone en la observación, la formalización legal y condiciones técnica-económicas del contrato de compraventa de potencia y energía dependerá del resultado final de la asignación de los Derechos Firmes que oficialice el EOR, por lo que es normal que previo a la solicitud de la energía máxima que se podrá</p>



No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
			<p>tener la certeza de contar o no con un Derecho Firme (DF) es una parte esencial para fijar precios y condiciones del Contrato.</p> <p>Otro caso similar ocurre al momento de participar en una Licitación, la certeza sobre un DF es fundamental al momento de Ofertar, por lo que se solicita que el mecanismo de autorización contemple la posibilidad de contar con estos derechos de forma previa a la suscripción de Contratos Regionales con Prioridad de Suministro.</p>	<p>asociar a un CRPS, ante la SIGET, el PM solicitante no necesariamente disponga de un contrato suscrito con algún Agente del Mercado Eléctrico Regional (MER). En razón de ello, se recomienda flexibilizar la exigencia de presentar copia del contrato de compraventa de potencia y energía suscrito entre partes y con las formalidades legales del caso; sustituyendo dicho requisito con la presentación de una Carta o Memorándum de Intención en el que el Agente Vendedor y Comprador indican la energía máxima que están dispuestos a incluir en el CRPS que suscribirán, una vez que se conozca el resultado de la asignación de Derechos Firmes que realiza el EOR. Las firmas de dicha Carta o Memorándum de Intención deberán ser legalizadas ante notario.</p> <p>Por lo antes expuesto, la letra "b" del numeral 4.2 se modificará de la siguiente forma:</p> <p><i>"b. Carta de Intención suscrita entre el Agente Vendedor y Comprador, con firmas legalizadas ante notario, en la que se establezca: Identificación de agentes que suscriben el contrato, plazo del contrato, nodos de inyección y retiro, y particularmente lo correspondiente a la potencia y energía máxima horaria prevista que están dispuestos a incluir en el CRPS que suscribirán. Asimismo, se incluirá el modelo de contrato a suscribir entre partes."</i></p>
4	DUKE ENERGY INTERNATIONAL EL SALVADOR	Numeral 5.1 letra "b"	<p>Entre los elementos a considerar por parte de la UT, se menciona que se tomará en cuenta "las máximas transferencias de potencias vigentes calculadas por el EOR"</p> <p>Nuestra sugerencia es que la UT considere solamente el resto de variables de carácter nacional que menciona la Sección 5.1b, ya que el EOR al momento de analizar la autorización de los CRPS debe hacer un análisis técnico completo de toda la RTR y decidir si surge alguna limitación regional.</p> <p>Además se sugiere que la UT elabore un Procedimiento Transparente detallado de cómo se hará la validación de esta energía. El procedimiento debe constituir parte de la normativa de la Unidad de Transacciones de modo que todos los</p>	<p>Sobre la estimación de la energía máxima disponible en el Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador, que podrá ser transada en el MER a través de CRPS de Inyección, se considera procedente la observación de que no es necesario tomar en cuenta las máximas transferencias de potencia vigentes calculadas por el EOR, para la estimación de la energía máxima disponible en el Mercado Mayorista, ya que la misma depende de variables nacionales: demanda nacional, disponibilidad de unidades generadoras, restricciones del sistema de transmisión nacional,</p>

No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
			Participantes del Mercado lo puedan replicar.	<p>entre otras. Por lo anterior, se recomienda modificar la redacción en ese sentido.</p> <p>No obstante lo anterior, bajo determinadas condiciones las restricciones asociadas a las máximas transferencias de potencia entre los sistemas del MER, lo que harán será limitar el valor de energía máxima que desde o hacia el mercado mayorista nacional se podrá vender o compra en el MER, lo cual deberá ser evaluado por la UT.</p> <p>Respecto a la solicitud de que la UT elabore un procedimiento transparente, se recomienda incluir que la UT detalle el procedimiento utilizado para la estimación de la energía máxima a asociar a los CRPS de inyección o retiro, procedimiento que formará parte de la resolución que emita la SIGET.</p>
5	DUKE ENERGY INTERNATIONAL EL SALVADOR	Numeral 7.1	<p>Se establece que el EOR debe administrar y operar los CRPS en base al procedimiento de la Resolución No.CRIE-P-26-2014.</p> <p>Al respecto se observa que una normativa de SIGET no puede establecer obligaciones al EOR, por lo que si la CRIE decide cambiar algún aspecto de la Resolución No.CRIE-P-26-2014, la presente normativa puede quedar con vacíos o disposiciones que no apliquen en base a las nuevas disposiciones de la CRIE.</p> <p>Se sugiere eliminar este numeral, o bien establecer que el Procedimiento debe ser ajustado por SIGET en caso que la CRIE emita una Resolución que afecte la Resolución No.CRIE-P-26-2014.</p>	<p>En vista de que la Resolución No. CRIE-P-26-2014, podría ser modificada o sustituida posteriormente, se recomienda no hacer referencia específica a la misma en el numeral 7.1 del procedimiento en revisión ni en el resto de sus disposiciones. En ese sentido, se recomienda hacer referencia a la <i>"normativa vigente del Mercado Eléctrico Regional"</i>.</p>
6	CENERGICA		<p>En general, para la elaboración de este procedimiento se sugiere, en primer lugar, que SIGET tome en consideración el proceso a seguir para autorizar Contratos Regionales con Prioridad de Suministro <u>de Retiro</u> y los separe del procedimiento a seguir para autorizar los CRPS <u>de inyección</u>, con el fin de armonizar adecuadamente lo establecido en la Resolución CRIE-P-26-2014, la cual establece en el Numeral 3.2.7 los requisitos para la presentación de Solicitudes de Compra de Derechos Firmes (SDF) e indica en el literal "b", lo siguiente: "b) Registro o autorización o certificación de la Energía del Contrato por parte de reguladores nacionales o las autoridades nacionales competentes, <u>del país donde se ubica la parte vendedora, y/o país donde se ubica la parte compradora.</u></p>	<p>En el procedimiento remitido a consulta se diferencia entre los CRPS de Inyección y Retiro, y se establecen disposiciones comunes y específicas para el tipo de solicitud que presente el PM, por lo que la observación ya está considerada.</p> <p>Por otra parte, con el objeto de que las distintas actividades sean realizadas de la forma más expedita posible, de acuerdo con el tipo de análisis o revisión que se requiera se propone revisar los tiempos definidos en el procedimiento.</p>



**SIGET**

No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
			<p>Es nuestra interpretación y es lo que en la práctica ocurrió, que los Agentes Compradores optaron por presentar la autorización emitida por la autoridad competente del país vendedor, ya que para el caso exportación/importación entre Guatemala y El Salvador, el AMM ha definido el proceso de autorización de manera expedita, tal como se observa en los Numerales 10.6.1, 10.6.2 y 10.6.3 de la Norma NCC10_Exportación e Importación emitida en el vecino país. ...</p> <p>(...)</p>	
7	CENERGICA	Numeral 4.2	<p>En este proyecto, en el Numeral 4.2 se plantea un procedimiento que no es consistente en forma y plazos establecidos en la regulación regional indicados en la Resolución CRIE-P-26-2014, por lo que se sugiere modificar este numeral por el siguiente:</p> <p><b>Numeral 4.2</b> El PM debe presentar a SIGET su solicitud de autorización de la energía máxima asociada a un CRPS, a más tardar en los 5 días hábiles previos al evento relacionado de asignación de los Derechos Firmes de Transmisión que realizará el EOR, para ello SIGET resolverá a más tardar en 2 días hábiles siguientes la solicitud correspondiente. Esta solicitud debe acompañarse de los siguientes documentos:</p> <p>Formulario de registro FC-24 emitido por el EOR</p> <p>Carta o Memorándum de Intención en el que el Agente Vendedor y Comprador indican la energía máxima que están dispuestos a incluir en el CRPS, en función de los Derechos Firmes que le sean adjudicados.</p> <p>SIGET revisará los documentos presentados y de no encontrar inconsistencias con los formatos establecidos por el EOR, procederá a autorizar el formulario de registro FC-24 respectivo.</p> <p><b>Justificación:</b> La presentación de la solicitud de autorización debe limitarse a los dos documentos indicados, ya que tanto el Agente Vendedor como el Agente Comprador expresan su intención de formalizar su CRPS una vez hayan obtenido alguna asignación de Derechos Firmes. Esta situación de los CRPS no debe confundirse con los requisitos a cumplir cuando en el futuro se autorice un Contrato Firme, para lo cual SIGET deberá establecer un procedimiento de registro, ya que se supone que esos Contratos Firmes tendrán su origen en Licitaciones celebradas en Procesos Públicos por cada país.</p>	<p>Con el objeto de compatibilizar los plazos definidos con los establecidos en la Resolución CRIE-P-26-2014 y las fechas definidas por el EOR para los distintos procesos de asignación de DF, se recomienda efectuar las modificaciones necesarias en el procedimiento en revisión. Para tal efecto, en términos generales se considerara:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Que el PM solicitante cuente con un tiempo razonable para analizar y preparar la solicitud que presentará a la SIGET y al EOR. Para tal fin se recomienda mantener un plazo de 5 hábiles posteriores a la fecha final de "Convocatoria y Publicación de Información Previa" establecida por el EOR, correspondiente a la asignación de DF, de validez anual o mensual, en la cual el PM prevé participar. Valga aclarar que si las solicitudes son presentadas posterior al plazo antes referido, se propone que éstas se denieguen .</li> <li>- La SIGET y la UT deben contar con suficiente tiempo para realizar el análisis correspondiente, pero a su vez se recomienda ajustar los tiempos propuestos en el procedimiento remitido a consulta. En consecuencia, se propone reducir a 6 días hábiles la etapa de <i>Revisión Preliminar</i> establecida en la letra "a" del numeral 5.1, así: 2 días para la verificación de la información recibida, 2 días para que el PM subsane las deficiencias en la información que remitió y 2 día para la revisión final de la SIGET.</li> </ul>

No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
				<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se recomienda reducir a 4 días hábiles el plazo previsto para la etapa: "b" del numeral 5.1, correspondiente al "Análisis de la Unidad de Transacciones".</li> <li>- Se propone ajustar el plazo para la actividad de "Autorización o denegación de la solicitud del PM, por parte de la SIGET", pasando de 5 a 3 días hábiles.</li> <li>- En el caso que las solicitudes de autorización de la energía asociada a un CRPS para el mes de octubre, se sugiere omitir la etapa de subsanación de información establecida en la letra "a" del numeral 5.1 del Procedimiento, dado que en este caso se tienen el menor número de días hábiles disponibles.</li> </ul> <p>Por otra parte, es importante aclarar que la información que el PM debe adjuntar a la solicitud de energía máxima inicial a asociar al CRPS que suscribirá con otro Agente del MER, tiene por objeto que la SIGET cuente con los elementos mínimos de que existe una intención o compromiso entre parte vendedora y compradora, de formalizar posteriormente la suscripción de un CRPS; con ello se pretende evitar evaluar solicitudes que unilateralmente presente un PM sin haber formalizado un compromiso mínimo con otro Agente del MER.</p> <p>Por lo antes expuesto, la información que debe presentar el PM solicitante no debe restringirse a los documentos señalados en la observación. Asimismo, valga aclarar que de acuerdo con la Respuesta No. 3, se ha recomendado sustituir el requerimiento de la letra "b" del numeral 4.2, modificación que es conforme con la propuesta de solicitar una Carta o Memorándum de Intención entre Agente Vendedor y Comprador, tal como se propone en la observación.</p>
8	CENERGICA		De acuerdo a lo planteado en el numeral anterior, los Agentes solamente requieren de la autorización de SIGET para participar en el proceso de solicitud	La SIGET como autoridad competente para la autorización de la energía máxima que se puede



No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
			de compra de Derechos Firmes, por lo que no es necesario aplicar lo indicado en el numeral 5. Además, la notificación a la UT en esta etapa está definida en los procedimientos respectivos del EOR en su papel como OS/OM. <u>Se sugiere eliminar ese Numeral 5 en su totalidad.</u>	asociar a CRPS debe contar con el respaldo de un análisis técnico de la Unidad de Transacciones con el fin de garantizar la viabilidad de las transacciones regionales tanto de inyección o retiro regional, y la calidad y seguridad operativa del sistema de potencia nacional. Por lo anterior, se recomienda no considerar la propuesta del PM.
9	CENERGICA	Numeral 6	En el Numeral 6. Proceso de Registro de los CRPS, se debe entender que los Agentes concretarán sus CRPS una vez tengan adjudicados los Derechos Firmes, los que no necesariamente corresponden a la energía solicitada en el proceso de asignación. Por tal razón, SIGET debe proceder al registro de los CRPS pero tomando en cuenta que la información sobre energía contratada y plazo del contrato, estará en función de los Derechos Firmes que se obtengan. A la vez, debido a que estos CRPS pueden celebrarse por Agentes que acuerden la compra/venta en función de los precios de mercados de los respectivos países, no necesariamente establecerán precios fijos o condiciones específicas sobre aspectos económicos que podrían estar sujetos al comportamiento de los mercados. Se sugiere tomar en cuenta estas observaciones e incluirlas en la redacción final del Numeral 6.	En vista de lo manifestado en la observación, se recomienda realizar los ajustes necesarios en el Procedimiento para precisar que el PM registrará el CRPS una vez le hayan sido adjudicados los DF, y la información mínima que éste debe contener.
10	AES	Numeral 3.2	<p>Los derechos firmes deberán ser por todo el plazo de vigencia de contrato firme, ya que esto daría mayor seguridad y respaldo a la transacción de energía, así también la autorización de energía máxima asociada a estos contratos.</p> <p>Se propone se asignen los derechos firmes de transmisión para los contratos firmados bajo la metodología transitoria (CRPS) y se realice de manera automática la continuidad de los derechos firmes cuando se pase a la modalidad de contratos firmes Regionales (CFR) hasta la finalización del plazo del contrato.</p> <p><b>Justificación:</b></p> <p>Para poder honrar un contrato Regional de Largo Plazo se debe tener la certeza que se contara con el derecho de transmisión del transporte de energía durante toda la duración del contrato esto incentivaría el mercado de contratos regionales.</p>	<p>La vigencia de los derechos firmes forma parte de las competencias regionales por lo que ello escapa del ámbito de aplicación de este Procedimiento.</p> <p>En ese sentido, conforme a la normativa regional vigente, particularmente con la Resolución No. CRIE-P-17-2012, una vez el EOR haya adjudicado los DF al PM, para el plazo o duración del proceso de asignación en el que participó, éste tiene la certidumbre de que el CRPS que suscriba contará con DF para el período de vigencia del contrato. Por lo anterior, la observación ya está contemplada en la normativa regional vigente.</p> <p>Por otra parte, los CRPS son un tipo de contrato definidos para permitir la transición hacia los Contratos Firmes Regionales (CFR) y las disposiciones vigentes para la asignación de los DF están sujetas a revisión y modificación por parte de la CRIE, por lo que no es recomendable que sobre la base de normativas regionales transitorias, de forma automática se garantice la</p>

No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
				<p>continuidad de los DF a CFR que en el futuro suscriban Agentes Regionales.</p> <p>En ese sentido, se recomienda no considerar la propuesta del PM.</p>
11	AES	Numeral 5.1 letra "b"	<p>La estimación de energía máxima que la UT calcule debería ser en base a la máxima demanda y no en base a lo correspondiente a las horas del período de punta por lo que es necesario incluir el período de resto dentro del análisis.</p> <p><b>Justificación:</b></p> <p>No en todas las empresas la demanda máxima se registra en el horario punta sino también en horario resto.</p>	<p>La observación planteada es aceptable , por lo que se recomienda efectuar la modificación en el procedimiento para ampliar el período de análisis que deberá tomar en cuenta la UT.</p> <p>Asimismo, se propone precisar en el Procedimiento que la UT debe estimar la energía máxima a exportar o importar para el mes o los meses de la solicitud de CRPS del PM.</p>
12	AES	Anexo I	<p>En el formato descrito en el anexo 1 la máxima de energía solicitada deberá considerarse el detalle horario.</p> <p><b>Justificación:</b></p> <p>Para obtener un mejor análisis de la energía máxima a autorizar el formato del anexo 1 debe ser por períodos horarios.</p>	<p>Se aclara que la máxima energía solicitada se entiende que es la misma para todos los períodos de mercado para el plazo especificado por el PM.</p>
13	DELSUR	Numeral 1.3	<p>Eliminar el numeral 1.3</p> <p><b>Justificación:</b></p> <p>Las disposiciones sobre la administración operativa y comercial de los CRPS ya se encuentran contempladas en la normativa regional y si existieran elementos adicionales a incorporar en la normativa nacional, deberían contemplarse en el ROBCP y no en este procedimiento.</p>	<p>En el Procedimiento no se están incluyendo disposiciones adicionales contenidas en la normativa nacional, particularmente en el ROBCP; no obstante, se está definiendo que la administración operativa y comercial de los CRPS será conforme al tipo de contratos de inyección o retiro regional contenidos en el numeral 11.3 del ROBCP, los cuales por no ser firmes no pagan o reciben remuneración por capacidad firme, respectivamente; disposición que se considera necesaria incluir en el Procedimiento en revisión, a fin de evitar dudas si éste tipo de contratos no se considerarán en el Balance de Capacidad Firme que realiza la Unidad de Transacciones, entre otros aspectos normativos. Por lo anterior se recomienda mantener la redacción del numeral 1.3 del Procedimiento.</p>
14	DELSUR	Numeral 2	<p>La normativa sometida a consulta es aplicable únicamente para los CRPS, de los cuales la última asignación se realizará en noviembre de 2015, a partir de dicha</p>	<p>El Procedimiento tiene por objeto definir un mecanismo para que los PM canalicen sus</p>



**SIGET**

No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
			<p>fecha los derechos firmes serán aplicables a Contratos Firmes (CF), con lo cual la presente normativa carecerá de aplicación. Por lo tanto se recomienda establecer una normativa que sea aplicable tanto a los CRPS como a los CF, aunque estos últimos contengan requisitos adicionales o complementarios.</p>	<p>solicitudes de autorización de la energía máxima que asociarán a un CRPS, los cuales así como la normativa vigente para la asignación de DF tiene un carácter transitorio, en ese sentido, regular en el Procedimiento lo aplicable a disposiciones "permanentes" regionales sobre los Contratos Firmes Regionales -que podrían revisarse o ajustarse previa aplicación de los mismos-, escapa del alcance del Procedimiento y la consulta participativa realizada.</p> <p>Por lo anterior, se recomienda no considerar la propuesta del PM.</p>
15	DELSUR	Numeral 4.2	<p>4.2. El PM debe presentar en la SIGET, su solicitud de autorización de la energía máxima asociada a un CRPS, con la suficiente anticipación, previo al evento relacionado de asignación de los Derechos Firmes de Transmisión que realizará el EOR, tomando en cuenta que ésta podrá ser resuelta en un plazo máximo de <del>veinticinco</del> (25) cinco (5) días hábiles contados a partir del día siguiente a la presentación de la solicitud. La solicitud debe acompañarse como mínimo de los siguientes documentos:</p> <p>a. El formulario de solicitud debidamente completado (Anexo I de este procedimiento).</p> <p>b. Copia del contrato de compra o venta de potencia y energía suscrito entre el PM solicitante y un agente del Mercado Eléctrico Regional, <del>en el cual se establezcan las condiciones de compra y venta de energía entre las partes: identificación de agentes que suscriben el contrato, plazo del contrato, condiciones de precio de la energía, nodos de inyección y retiro, entre otros, y particularmente lo correspondiente a la potencia y energía horaria prevista a comprometer en dicho contrato. Este contrato deberá ser otorgado con las formalidades legales necesarias para ser inscrito en el Registro de Electricidad y Telecomunicaciones de la SIGET, al final del proceso de autorización.</del></p> <p>c. <del>En el caso que la solicitud de autorización de la energía máxima se asocie a una transacción regional de retiro (CRPS de Retiro) para importar energía al Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador el PM deberá adjuntar a la solicitud una copia de la autorización, registro o certificación de la Autoridad Competente del país del agente regional vendedor en el contrato, la cual deberá ser legalizada por notario, y por la vía diplomática (apostillado o autenticado) en caso de haber sido otorgada en el extranjero.</del></p> <p><b>Justificación:</b></p>	<p>Respecto a las observaciones del PM sobre modificación de los plazos definidos en el Procedimiento y los requisitos que se deben presentar para la autorización de la solicitud, se reiteran las Respuestas Nos. 3 y 7 de este documento. Asimismo, respecto a que no debería exigirse la inscripción del contrato en el Registro adscrito a SIGET, ver la Respuesta No. 1 de este documento.</p> <p>Por otra parte, en el caso de la autorización de la energía firme para suscribir un contrato de retiro (CRPS de retiro), el incorporar como requerimiento la autorización de parte de la autoridad competente del país del vendedor, facilita la decisión de la SIGET sobre la autorización presentada por el PM; si dicha autoridad competente no autoriza la exportación de energía al PM Vendedor, no tiene sentido que la SIGET prosiga con el proceso de autorización, dado que no hay certeza que el Vendedor efectivamente pueda suministrar la energía al PM Nacional Comprador, y por tanto, no es posible que se suscriba un contrato con las características de un CRPS.</p> <p>Por consiguiente, se recomienda no considerar la propuesta del PM.</p>

No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
			<p>El plazo de 25 días hábiles resulta demasiado prolongado, considerando que el EOR publica la información de la subasta con una antelación aproximada de 20 días hábiles, lo cual no permitiría realizar una evaluación cuantitativa sobre la conveniencia de participar en la misma, previo a la presentación de la solicitud en SIGET.</p> <p>Para el caso de las asignaciones mensuales tomará más tiempo el trámite de autorización que la vigencia del CRPS y para la única asignación anual pendiente en Junio 2015, la presentación de la solicitud debería realizarse a más tardar el 23 de abril. Considerando los tiempos que demorara la consolidación y revisión de las consultas existe la posibilidad de que a la fecha antes indicada el presente procedimiento aun no esté aprobado.</p> <p>En relación a la presentación del contrato, no deberían existir cuestionamiento de parte del regulador en relación al contenido del mismo, pues la información relevante en relación a la solicitud del derecho está contenida en el Anexo I.</p> <p>Por otro lado no debería exigirse la inscripción del contrato en el Registro adscrito a SIGET, pues la contraparte no es un operador del Mercado Eléctrico Salvadoreño. Adicionalmente en vista de que aquellos PM's que solicitan la autorización del CRPS a la autoridad competente de otro país no tendrían tal requisito, los agentes que pidan la aprobación en El Salvador quedaran en desigualdad de condiciones ya que su estrategia comercial establecida en el contrato será del conocimiento de sus competidores.</p> <p>El incorporar a la solicitud una autorización de parte de la autoridad competente del país del vendedor carece de sentido, puesto que el EOR requiere la autorización de la autoridad competente de uno de los países, ya sea el comprador o el vendedor. Por tanto si se dispone de una de las autorizaciones, se puede realizar el proceso de solicitud ante el EOR, siendo innecesario obtener la otra autorización. Al mismo tiempo el requerir la legalización del documento por la vía diplomática (apostillado o autenticado) hace el proceso más prolongado, pues incluso el EOR no contempla tal requisito de parte de las autoridades competentes de los distintos países.</p>	
16	DELSUR	Numeral 5.1	<p>a. Revisión Preliminar. La SIGET revisará la solicitud de autorización del PM y verificará que cumpla con lo requerido en el numeral 4 del presente Procedimiento, en un plazo máximo de <del>cinco</del> (5) días hábiles contados a partir del día siguiente a la presentación de la solicitud. En caso que la solicitud no cumpla con los requisitos señalados, se prevendrá al PM que en el plazo de cinco (5) días hábiles subsane las deficiencias identificadas. Dicha información complementaria será revisada por la SIGET en un plazo de <del>cinco</del> (5) días hábiles.</p>	<p>Respecto a la modificación de los plazos definidos en el Procedimiento se reitera la Respuesta No. 7 de este documento.</p> <p>Por otra parte, la SIGET para autorizar o no la solicitud que presente uno o más PMs, requiere contar con el análisis técnico de la Unidad de Transacciones, en el que se defina el valor máximo de inyección o retiro regional del sistema de forma</p>



No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
			<p>b. Análisis de la Unidad de Transacciones. El último día hábil de cada mes, la UT remitirá un informe a SIGET indicando: <del>Cumplidos los requisitos del numeral 4 de este Procedimiento, la SIGET enviará a la UT, la solicitud presentada por el PM con el objeto de que ésta remita su opinión y análisis técnico en el plazo de cinco (5) días hábiles</del></p> <p><del>El Informe Técnico de la Unidad de Transacciones deberá analizar y determinar, al menos lo siguiente:</del></p> <p><del>Estimación de la</del> La energía máxima disponible en el Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador, que podrá ser transada o vendida en el MER a través de CRPS de Inyección, <u>para el mes siguiente o para los 12 meses siguientes dependiendo si en ese mes se realizara una asignación mensual o anual. (...)</u></p> <p><b>Justificación:</b></p> <p>La información sobre la disponibilidad de energía a vender en el MER puede ser obtenida de antemano de parte de UT y no requerirla para cada solicitud individual, con lo cual el otorgamiento de la autorización se hace más eficiente.</p> <p>En relación a la capacidad de compra en el MER no se requiere de análisis adicionales, dado que la capacidad a asignar ya se encuentra limitada por la capacidad operativa de transmisión para la asignación de derechos firmes, incluso hasta diciembre de 2015 que corresponde a un 80% de la misma. Por lo cual la cantidad de solicitudes que cuenten con autorización de la autoridad competente puede ser muy superior a la capacidad operativa y será en dicho proceso en donde se definan las solicitudes que resultarán asignadas con el derecho firme.</p> <p>Por otro lado es necesario recordar que la asignación de derechos firmes asociados a CRPS, da derechos sobre la capacidad entre dos nodos del MER, pero no sobre el nivel de intercambios.</p>	<p>tal que se garantice la calidad y seguridad del sistema nacional, conforme lo señalado en el artículo VII del Acuerdo No. 537-E-2014: <b>SIGET</b></p> <p>“(...) siendo la Unidad de Transacciones, S. A. de C.V. (UT), la que de conformidad con el artículo 33 de la Ley General de Electricidad es la encargada de operar el mercado mayorista de energía eléctrica; la SIGET requerirá el análisis correspondiente a la UT previo autorización de la energía asociada a los contratos con prioridad de suministro, que en su carácter de Autoridad Nacional Competente conceda. En este sentido, la UT revisará y analizará cada solicitud e informará a la SIGET.”</p> <p>Por lo anterior, se recomienda no considerar la propuesta del PM.</p>
17	DELSUR	Numeral 5.1 letra “c”	<p>Delsur propone plazos menores en la letra “c” del numeral 5.1 Autorización o denegación de la solicitud del PM, por parte de la SIGET.</p> <p>c. Autorización o denegación de la solicitud del PM, por parte de la SIGET. Cumplidas las etapas anteriores, la SIGET realizará el análisis correspondiente para emitir la autorización o no, de la energía máxima que inicialmente podrá asociarse a un contrato regional suscrito entre el PM solicitante y un Agente Regional. Para dicho análisis, la SIGET dispondrá de <del>cuatro (4) días hábiles</del> <u>cuatro (45) días hábiles</u>, contados a partir de la recepción del informe de la UT, especificado en la letra anterior.</p> <p>La SIGET notificará al PM, su decisión de autorización o no de la solicitud</p>	<p>Respecto a la modificación de los plazos definidos en el Procedimiento, se reitera la Respuesta No. 7 de este documento.</p>

No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
			<p>presentada, debidamente justificada a más tardar <del>veinticinco</del> (25cinco (5) días hábiles después de la fecha de recepción de la solicitud del PM.</p> <p><b>Justificación:</b></p> <p>Se considera que cuatro días hábiles es suficiente para analizar la autorización de la solicitud, lo que permite al PM realizar las evaluaciones y presentación oportuna de los requerimientos establecidos para asignación de los CRPS.</p>	
18	DELSUR		<p>Eliminar el numeral 6 del Procedimiento</p> <p><b>Justificación:</b></p> <p>Posterior a la asignación de los DF, existe un proceso de registro de los CRPS en el EOR, el cual debe ser validado por la parte compradora y vendedora, con lo cual se considera innecesario un registro adicional en SIGET. Dado que el ámbito de tales contratos es regional, se considera que el registro del EOR es el más apropiado para este tipo de contratos.</p>	Ver la Respuesta No. 1 de este documento.
19	DELSUR		<p><b>Eliminar el numeral 7</b></p> <p><b>Justificación:</b></p> <p>En este numeral se detallan aspectos que ya se encuentran contemplados en la normativa regional y en el ROBCP, por lo cual no es necesaria su incorporación en el presente procedimiento. En todo caso si existen aspectos no contemplados en la normativa nacional, se deberán realizar las modificaciones pertinentes al ROBCP.</p>	Ver la Respuesta No. 13 de este documento.
20	DELSUR		<p>El presente procedimiento debería orientarse de tal forma que los contratos de importación resultantes de los procesos de licitación de libre competencia desarrollados por las distribuidoras y de manera especial aquellos que se encuentran vigentes puedan obtener los derechos firmes correspondientes. Es de hacer notar que en todos los procesos de licitación de libre competencia se ha incorporado el requisito que aquellas ofertas con respaldo internacional deben de gestionar su acreditación como contrato firme regional con el objeto de que estos representen una adición a la generación instalada del país.</p> <p>De igual forma los contratos de importación que resulten adjudicados en futuros procesos de licitación, deberían obtener una autorización automática para la asignación de los DF. Al mismo tiempo se considera oportuno que SIGET realice las gestiones correspondientes ante las autoridades regionales, para que los contratos antes mencionados tengan una asignación preferencial de los DF, a fin de garantizar el suministro de los contratos a través de energía proveniente del MER, por lo cual podrían contemplarse las siguientes</p>	<p>Tal como lo afirma la misma empresa participante, las consideraciones expuestas en el planteamiento de la observación sobrepasan el alcance del presente Procedimiento.</p> <p>En ese sentido, el Procedimiento no puede tener un alcance más allá de lo dispuesto en la normativa vigente a nivel del MER, la cual constituye el marco jurídico que justifica la propuesta.</p> <p>Por lo anterior, se recomienda no considerar la propuesta del PM.</p>

No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
			<p>consideraciones:</p> <p>Aquellos contratos que benefician particularmente a la demanda y que resultan de procesos competitivos para abastecer la misma, deberían tener prioridad en la asignación sobre otros contratos suscritos entre los agentes. Esto no solamente por un criterio de función social, sino más bien porque la demanda a través del cargo complementario es quien realiza la mayor parte de los pagos de la línea de transmisión regional y en tal sentido las transacciones que tengan un impacto directo en su abastecimiento deben de tener prioridad en su ejecución.</p> <p>La asignación descrita anteriormente implica cambios en la metodología de asignación desarrollada actualmente por el EOR, la cual pretende maximizar el ingreso de la subasta, dejando de lado los beneficios comerciales obtenidos de contratos cuyo fin último es el abastecimiento seguro de la demanda, el aprovechamiento a los consumidores de las oportunidades regionales y la estabilización de los precios. Es de hacer notar que con la metodología de asignación utilizada actualmente no se garantiza que los ingresos originados en concepto de CVT más derechos firmes sea máximo ya que en la realidad si el ingreso en la subasta aumenta, los ingresos por CVT disminuirán. Por otra parte, la práctica ha demostrado que las variaciones en los ingresos obtenidos por la suma de CVT más derechos firmes es pequeño y poco relevante. En estas circunstancias se considera de mayor relevancia el garantizar de que los contratos que fueron suscritos con objetivos de país y con beneficio a la demanda sean asignados a que se tenga una remota posibilidad de que se obtenga un pequeño beneficio en la suma de CVT mas derechos firmes ya que los usuarios recibirán mayores beneficios por el efecto comercial de estos contratos que por las pequeñas variaciones en las componentes de transmisión regional</p> <p>Los contratos antes mencionados deberían tener una declaración automática ante la UT/EOR, tal como actualmente ocurre con los contratos de los generadores nacionales, de tal forma que dicha energía constituya una adición de generación nacional y no solamente un compromiso financiero. En estas condiciones deben de considerarse los siguientes cambios en el ROBCP:</p> <p>Las declaraciones ante el EOR de los contratos suscritos a través de procesos de libre competencia cuyo respaldo provenga de plantas ubicadas en otros países de la región serán enviadas de forma automática por la UT.</p> <p>Debido a que los contratos regionales requieren de la validación de ambas partes para que se despachen, debe de incorporarse que la oferta en tal declaración debe ser validada por la contraparte ante su respectivo Operador</p>	

No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
			<p>de Mercado (OM) y el EOR.</p> <p>En caso de que la contraparte internacional no realice la declaración del contrato de forma correcta, se deberá asignar al vendedor el costo adicional incurrido por la falta de dicha energía (como resultado de la diferencia entre costo variable del generador que abasteció la generación faltante en relación con el generador marginal).</p> <p>Por último, considerar que en caso de reincidencia en la falta de declaración de la oferta ante el EOR, aplicar sanciones que limiten el beneficio económico de los contratos. Lo anterior sin perjuicio de la oferta de flexibilidad que debe presentar el vendedor asociada al contrato.</p> <p>Aun cuando las consideraciones antes mencionadas sobrepasan el alcance del presente procedimiento, se considera que su planteamiento resulta oportuno si se desea aprovechar los beneficios del Mercado Regional a través de los DF asociados a contratos de importación.</p>	
21	EXCELERGY	Numeral 4.2	<p><b>Problemática del Proyecto del Procedimiento:</b></p> <p>El plazo propuesto de resolución para entrega de la autorización de energía máxima asociada a un CRPS debería estar asociado a los dos tipos de Derechos Firmes (DF), mensual y anual. El establecer un solo plazo para ambos, se vuelve inadecuado para la operatividad de los mismos, debido a que no está acorde al plazo detallado por el EOR, en la convocatoria para adquirir un DF.</p> <p>De establecer 25 días hábiles, como sugiere SIGET, los agentes tendrían que iniciar un proceso de solicitud de autorización previo a obtener toda la información necesaria para considerar la viabilidad o no participar en la adquisición de un DF.</p> <p><b>Propuesta de Modificación:</b></p> <p>“El PM debe presentar en la SIGET, su solicitud de autorización de la energía máxima asociada a un CRPS, con la suficiente anticipación, previo al evento relacionado de asignación de Derechos Firmes de Transmisión que realiza el EOR, tomando en cuenta que esta podrá ser resuelta en un plazo máximo de tres (3) días hábiles para los DF Mensuales, y siete (7) días hábiles para los DF Anuales, contados a partir del día siguiente a la presentación de la solicitud.....”</p> <p><b>Justificación de la Modificación:</b></p> <p>Actualmente, El Salvador se posiciona dentro de la región como un país netamente importador, siendo favorecidos por la matriz energética de otros países, primordialmente Guatemala. Recientemente, El Salvador se ha</p>	Ver la Respuesta No. 7 de este documento.

No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
			<p>favorecido en una baja sustancial de la tarifa al usuario final, preponderantemente por la importación de energía. Este efecto ha sido posible por las transacciones realizadas entre los Agentes Regionales, utilizando principalmente las Autorizaciones otorgadas, mensuales y anual de una manera ágil del país vecino de Guatemala, quien lo otorga en un plazo no mayor de tres (3) días hábiles.</p> <p>Por otra parte, en el numeral 3.2.6 de la resolución de CRIE-P-26-2014 establece:</p> <p>“En los primeros tres días hábiles del mes de convocatoria para la presentación de solicitudes de compra de derechos firmes, el EOR publicará en su sitio web: a) Los nodos de la RTR en los cuales se podrá solicitar asignación de DF. b) Los precios nodales proyectados para el cálculo de los precios regulados de los DF. c) La capacidad operativa de transmisión para la asignación de DF”.-</p>	
22	EXCELERGY	Numeral 4.2 literal b)	<p><b>Problemática del Proyecto del Procedimiento:</b></p> <p>La generalidad de operar de los Agentes Regionales se basa en un Contrato Marco Regional, en donde las condiciones comerciales diarias y mensuales pueden ser variables. Asimismo el cumplimiento de las formalidades para un contrato entre dos Agentes pudiera llevar hasta más de un mes, lo que haría inviable la participar en los DF mensuales.</p> <p>Adicionalmente y con el objeto de otorgarle más eficiencia a los plazos en la información requerida, específicamente del contrato, sería suficiente con una Certificación de la existencia del Contrato en mención.</p> <p><b>Propuesta de Modificación:</b></p> <p>“Para un DF Anual, Certificación de la existencia del contrato de compra o venta de potencia y energía suscrito entre el PM solicitante y un agente del mercado eléctrico regional, en el cual se establezcan las condiciones de compra venta de energía entre las partes: Identificación de agentes que suscriben el ctto, plazo del contrato, condiciones de precio de la energía, nodos de inyección y retiró, entre otros ....”</p>	Ver la Respuesta No. 3 de este documento.
23	EXCELERGY	Numeral 4.2 literal b)	<p>....”Este contrato deberá ser otorgado con las formalidades legales necesarias para ser inscrito en el Registro de Electricidad y Telecomunicaciones de SIGET, al final del proceso de autorización”.</p> <p><b>Problemática del Proyecto del Procedimiento:</b></p> <p>La exigencia de este requerimiento previo a la Asignación de un DF otorgado por el EOR resulta innecesario, debido a que no hay certeza en la adjudicación</p>	Ver la Respuesta No. 3 de este documento.

No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
			<p>de los DF para un CRPS.</p> <p><b>Propuesta de Modificación:</b></p> <p>...."Esta certificación deberá ser otorgada con las formalidades legales necesarias para ser inscrito en el Registro de Electricidad y Telecomunicaciones de SIGET, cinco (5) días posterior a la publicación de resultados en la Asignación de los DF".</p>	
24	EXCELERGY	Numeral 4.2 literal c).	<p><b>Problemática del Proyecto del Procedimiento:</b></p> <p>La doble exigencia de la dicha certificación de ambos países de los Agentes se vuelve redundante e innecesaria. La misma regulación de la CRIE en la resolución No. CRIE-P-26-2014 describe que puede utilizarse la certificación <u>de una u otra autoridad competente</u> del país que inyecta o retira, tal y como lo establece el numeral 3.2.7: "Requisitos para la presentación de solicitudes de compra de derechos firmes (SDF), literal b) Registro o autorización o certificación de la energía del contrato por parte de los reguladores o las autoridades nacionales competentes, <u>del país donde se ubica la parte vendedora, y/o del país donde se ubica la parte compradora</u>".</p> <p>Asimismo, la exigibilidad en cuanto a la legalización del apostillado, le agregaría a este proceso tiempo y costos innecesarios.</p> <p><b>Propuesta de Modificación:</b></p> <p>Se sugiere eliminar este literal.</p>	Ver la Respuesta No. 15 de este documento.
25	EXCELERGY	Numeral 5.1. Literal a) hasta la c).	<p><b>Problemática del Proyecto del Procedimiento:</b></p> <p>Los plazos propuestos en el numeral 4, serían los plazos máximos para el cumplimiento de otorgar o no la correspondiente Autorización.</p> <p>Previo a convocatoria para la participación de los DF por parte del EOR, éste en conjunto con el Operador del Sistema de cada país dentro del región han determinado las máximas transferencias de potencia vigente entre los países; las cuales contemplan la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico nacional, restricciones técnicas operativas, entre otras, establecidas en el ROBCP, para el caso de El Salvador.</p> <p>Por lo anterior, la exigibilidad del análisis de SIGET a UT para las solicitudes mensuales y anuales de los Agentes Regionales, se vuelve redundante e innecesaria.</p> <p><b>Propuesta de Modificación:</b></p>	Ver la Respuesta No. 16 de este documento.



**SIGET**

No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
			Eliminar numeral 5, del literal a) al c).	
26	EXCELERGY	Numeral 6	<p><b>Problemática del Proyecto del Procedimiento:</b></p> <p>En el numeral 4 se ha establecido la obligatoriedad de inscribir la Certificación del Contrato anual, por lo que se hace redundante inscribir el CRPS.</p> <p><b>Propuesta de Modificación:</b></p> <p>Eliminar numeral 6.</p>	<p>Dada la Respuesta No. 3 de este documento, se elimina la posible redundancia respecto a las disposiciones relativas a la inscripción de los CRPS en la SIGET, por lo cual se recomienda no considerar la propuesta del PM.</p>
27	MERCADOS ELÉCTRICOS	Numeral 4.1, Primer Párrafo del Numeral 4.2 y Numeral 5	<p>Consideramos conveniente que SIGET evalúe que la solicitud de autorización de la energía máxima para un CRPS sea presentada por los PM's a la Unidad de Transacciones.</p> <p>Esto debido a que basados en el Proceso de autorización actualmente descrito en el Proyecto, los agentes salvadoreños quedamos en desventajas con el resto de agentes de la región, al tener un proceso con más pasos que naturalmente requieren más tiempos.</p> <p>Al hablar de CRPS con periodos mensuales, la rapidez y flexibilidad necesaria es ajustable a la cantidad de responsabilidades que el Regulador maneja en su día. Lo más eficiente para el mercado salvadoreño es que una entidad de naturaleza operativa como es la UT sea la que se encargue de dar estas autorizaciones.</p> <p>Podemos identificar el Proceso en países con agentes con igual interés para el registro de CRPS's como lo es Guatemala, en donde es un OS/OM el encargado de dar dicha autorización a los PM's de dicho País. El adición de pasos al proceso aplicable para los PM's de El Salvador, genera una desventaja comparativa para los agentes Salvadoreños, colocándonos en situaciones inferiores ante las competencias del resto de agentes de la región, lo que a su vez repercute en menos posibilidad de beneficiar el Sistema Salvadoreño y sus Usuarios mediante este tipo de Contratos.</p> <p>Por lo tanto sugerimos las siguientes modificaciones a la redacción del Proyecto en evaluación:</p> <p>"4.1 El PM presentará ante la <u>SIGET UT</u> la solicitud de autorización de la energía..."</p> <p>"4.2 El PM debe presentar ante la <u>SIGET UT</u>, su solicitud de autorización..."</p> <p><b>5. Proceso de autorización de la Solicitud del PM</b></p> <p>...</p> <p>a. <del>Revisión Preliminar. La SIGET revisará la solicitud de autorización del PM y verificará .... será revisada por la SIGET en un plazo de cinco (5) días</del></p>	<p>Los aspectos normativos que fundamentan la designación de la SIGET como la Autoridad Competente para registrar o certificar o autorizar la energía correspondiente a los CRPS, están contenidos en los Considerandos del V al VIII del Acuerdo No. 537-E-2014 de fecha 21 de noviembre de 2014; en consecuencia, no es jurídicamente procedente realizar las modificaciones propuestas a efecto de que sea la Unidad de Transacciones la entidad nacional que autorice las solicitudes de la energía que un PM podrá asociar a un CRPS.</p> <p>Por lo anterior, se recomienda no considerar la propuesta del PM.</p>

No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
			<p><del>hábiles.</del></p> <p>b. <b>Análisis de la Unidad de Transacciones.</b> Cumplidos los requisitos del numeral 4 de este Procedimiento, <del>la SIGET el PM</del> enviará a la UT, la solicitud presentada <del>por el PM</del> con el objeto de que ésta remita su opinión y análisis técnico en el plazo de cinco (5) días hábiles....</p> <p>c. <b>Autorización o denegación de la solicitud del PM, por parte de la <u>SIGET UT.</u></b></p> <p><del>Cumplidas las etapas anteriores, la SIGET realizará el análisis....especificados en la letra anterior.</del></p> <p>La <u>SIGET UT</u> notificará al PM, su decisión de autorización...después de la fecha de recepción de la solicitud del PM."</p>	
28	MERCADOS ELÉCTRICOS	Numeral 4.2	<p>Consideramos que el plazo plasmado en dicho párrafo de 25 días hábiles para contados a partir del día siguiente de la presentación de la solicitud es demasiado largo, y hace inviable el uso de los CRPS's para los agentes de El Salvador.</p> <p>Esto es debido a que con este periodo, un PM's de El Salvador tendría que presentar dicha solicitud con anterioridad a las fechas que el EOR tiene estipulado para la publicación de la información relevante para cada uno de los subastas de Derechos Firmes: 1. Nodos de la RTR en los cuales se podrá solicitar asignación de DF.; 2. Los precios nodales proyectados para el cálculo de los precios regulados de los DF.; 3. La Capacidad Operativa de transmisión para la asignación de los DF's.</p> <p>Por lo tanto sugerimos que se establezca un plazo de cinco (5) días hábiles para resolver las solicitudes de autorización de energías máximas para igualar las condiciones que otras autoridades competentes de la Región otorgan a sus PM's nacionales y de esa manera no colocar a los Agentes Salvadoreños en desventaja contra sus contrapartes regionales.</p> <p>Por lo tanto sugerimos las siguientes modificaciones a la redacción del Proyecto en evaluación:</p> <p>"4.2 El PM debe presentara en la ....., tomando en cuenta que está podrá ser resuelta en un plazo máximo de veinticinco (25) cinco (5) días hábiles contados a partir del día siguiente a la presentación de la solicitud. La solicitud debe acompañarse como mínimo de los siguiente documentos:"</p>	Ver la Respuesta No. 7 de este documento.
29	MERCADOS ELÉCTRICOS	Letra b del Numeral 4.2 y sobre el Numeral 6.1:	<p>Consideramos que existe una duplicidad en el requisito de entrega de la copia del Contrato ante la Autoridad Competente y la entrega a la SIGET para su debido registro. Adicionalmente esta duplicidad genera un conflicto en el sentido que el Numeral 6.1 detalla que el Contrato debe de detallar los derechos firmes asignados por el EOR, y cuando este Contrato se entrega en cumplimiento al Literal b del</p>	Ver las Respuestas Nos. 3 y 26 de este documento.

No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
			<p>Numeral 4.2 es justamente para pedir la autorización que permita participar en el proceso de asignación de estos Derechos Firmes, por lo que tanto el resultado del proceso de asignación como los Derechos Firmes son desconocidos y por ende se imposibilita que sean parte del Contrato.</p> <p>Adicionalmente, como podemos observar tanto en el Numeral 4.2 como en el Numeral 6.1 el Contrato se requiere con las formalidades legales necesarias para ser inscrito en el Registro de SIGET, proceso que en algunos países de la región pueden llegar a tomar más de 3 semanas, lo cual hace que en combinación con el plazo máximo actual de 25 días para otorgar la solicitud de autorización, se deba de tener firmado un contrato con casi más de un mes de anticipación a la fecha de publicación del EOR de la información pertinente para la subastas de Derechos Firmes.</p> <p>Por lo tanto creemos que lo más eficiente es que solo se deje el requisito del Proceso de registro estipulado en el Numeral 6. De esta manera cuando el registro del Contrato con todas las Formalidades legales se lleve a cabo, también se contará con toda la información necesaria y requerida por SIGET, incluido los Derechos Firmes.</p> <p>Por lo tanto sugerimos las siguientes modificaciones a la redacción del Proyecto en evaluación:</p> <p>“a. El formulario de solicitud debidamente completado (Anexo I de este procedimiento).</p> <p><del>b. Copia del Contrato de Compra o venta de Potencia y .... con las formalidades legales necesarias para ser inscrito en el Registro de Electricidad y Telecomunicaciones de la SIGET, al final del proceso de autorización.</del></p> <p>C. En el caso que la solicitud...”</p>	
30	MERCADOS ELÉCTRICOS	Letra c del Numeral 4.2	<p>Consideramos que este requisito no es necesario debido a que la legislación Regional emitida por CRIE para regular los CRPS (Resolución CRIE-P-26.2014) ya establece que para presentar una solicitud de Derechos Firmes al EOR es necesario presentar la autorización de la parte vendedora y/o de la parte Compradora (Literal b del Numeral 2.2.7 de la Resolución CRIE).</p> <p>Consideramos por un lado que si se le requiere a los Agentes Salvadoreños que tengan previamente la autorización de la Autoridad competente del País que inyecta, esto coloca a los Agentes Salvadoreños en desventaja con el resto de agentes de la región en el sentido que estos últimos solo necesitan la autorización de su autoridad competente para poder participar en la Subasta de Derechos Firmes.</p>	Ver la Respuesta No. 15 de este documento.

No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
			<p>Adicionalmente, el tener la autorización de la autoridad competente del país que inyecta no agrega valor y que aunque no se tenga, el Salvador como país que retira no pierde la prioridad de suministros. En un CRPS's a donde el Salvador sea el Mercado de Retiro, siempre que el CRPS's sea reportado por los agentes ante el EOR, la energía será suministrada con prioridad a El salvador, sea ea proveniente de energía física exportada del país que inyecta en el CRPS o a través de compras por parte del agente inyector en el Mercado de Oportunidad Regional.</p> <p>Por lo tanto sugerimos las siguientes modificaciones a la redacción del Proyecto en evaluación:</p> <p><i>"e. En el caso que la solicitud de autorización de la energía máxima se asocie a una transacción regional de retiro (CRPS de Retiro)....la cual deberá ser legalizado por notario, y por la vía diplomática (apostillado o autenticado) en caso de haber sido otorgado en el extranjero."</i></p>	
31	MERCADOS ELÉCTRICOS	Literal b, del Numeral 7	<p>Consideramos que no es correcto que se establezca que el CRPS no tiene la categoría de Contrato Firme Regional, ya que según nuestro entender de lo que establece la Resolución CRIE P-26-2014 en el numeral 2.1 del Procedimiento de aplicación de los Contratos Regionales con Prioridad de Suministro y Derechos Firmes, los CRPS's se administrarán y operaran aplicando las definiciones, normas y reglas establecidas en el RMER para los Contratos Firmes.</p> <p>Adicionalmente consideramos que si el Proyecto propuesto por SIGET para la solicitud no se implementa considerando a los CRPS's como Contratos Firmes, pese a la prioridad y seguridad de suministro del País que retira, entonces se hace un Proceso cuya aplicación no genera diferencias para la implementación para los agentes Salvadoreños, tal como lo podemos observar en lo que va del año 2015 en donde todos los CRPS registrados en el EOR, menos 1, tienen como contraparte a un agente salvadoreño.</p> <p>Por lo tanto sugerimos las siguientes modificaciones a la redacción del Proyecto en evaluación:</p> <p><i>"b. Conforme a la Resolución No. CRIE-P-2014, los CRPS <del>no</del> tienen la categoría de Contrato Firme Regional (CFR), Los CRPS son un tipo de contrato que permitirán la transición hacia los CFR."</i></p>	<p>En primer lugar, se debe señalar que en el Considerando VIII de la Resolución CRIE P-26-2014, el regulador enfatiza que se está normando una transición de CRPS hacia Contratos Firmes (CF), reconociendo de forma implícita que no son "idénticos" desde el punto de vista regulatorio.</p> <p>Por otra parte, el hecho que los CRPS se administren y operen aplicando las reglas establecidas en el RMER para los CF, no debe entenderse que los CRPS son firmes, dado que al revisar las disposiciones contenidas en el numeral 1.3.4 <i>Contratos Firmes, Libro II De la Operación Técnica y Comercial del RMER</i> -que se transcribe a continuación-, se establece que en un CF la parte vendedora se compromete a vender <i>energía firme</i> a la parte compradora, que no es el caso de los CRPS. De acuerdo con la resolución antes referida, la energía a comprometerse es un cálculo realizado por el Agente, que no es consistente con lo dispuesto en la letra d) y f) del numeral 1.3.4.1 <i>Libro II De la Operación Técnica y Comercial del RMER</i> para el cálculo de la energía firme.</p> <p>Adicionalmente, es importante aclarar que a la fecha la CRIE aún no ha definido y aprobado los criterios regionales para el cálculo de la energía firme que se asociará a los CF. Asimismo, el cálculo</p>



No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
				<p>de la energía firme que podrá comprometerse en el CF será realizado por la CRIE en coordinación con el EOR, la entidad reguladora y el OS/OM de cada país -no por los Agentes o PMs-, atendiendo a los criterios que defina y a las condiciones propias (técnicas, económicas, contractuales, etc.), de cada mercado nacional.</p> <p><i>“1.3.4 Contratos Firmes</i></p> <p><i>1.3.4.1 Características</i></p> <p><i>a) En un Contrato Firme la parte vendedora se compromete a vender energía firme a la parte compradora en el nodo de retiro de la RTR designado en el contrato;</i></p> <p><i>b) La energía vendida en un Contrato Firme regional hará parte de las transacciones del MER y será considerada como energía firme en el país donde se ubica el nodo de retiro de la parte compradora. La energía comprometida en un Contrato Firme regional no podrá ser comprometida en un contrato nacional;</i></p> <p><i>c) Una de las partes de un Contrato Firme regional, designada en el contrato, deberá ser el titular de los derechos de transmisión entre los respectivos nodos de inyección y retiro del contrato, en el sentido del nodo de inyección hacia el nodo de retiro;</i></p> <p><i>d) Para establecer los criterios regionales de energía firme señalados en el literal (e), la CRIE tendrá en cuenta entre otros factores la capacidad de generación, la disponibilidad de recursos energéticos, la demanda máxima de cada sistema nacional, los requerimientos de reserva y los contratos regionales y nacionales existentes;</i></p> <p><i>e) La cantidad de energía que un agente del mercado puede vender o comprar en un Contrato Firme estará limitada por:</i></p> <p><i>i. La cantidad de energía firme autorizada por la entidad reguladora nacional del país donde</i></p>

No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
				<p><i>se encuentra localizada la parte vendedora o compradora, con base en criterios regionales establecidos por la CRIE; y por</i></p> <p><i>ii. Los derechos de transmisión, entre los nodos de inyección y retiro asociados al contrato, en poder de la parte designada en el contrato.</i></p> <p><i>f) La CRIE, en coordinación con el EOR, la entidad reguladora y el OS/OM de cada país, calculará la cantidad de energía firme que puede ser transada en contratos regionales, por períodos de tiempo apropiados para cada país.”</i></p> <p>Por lo anterior, se recomienda no considerar la propuesta del PM.</p>
32	EDECSA	Numeral 4.2	<p>El plazo propuesto de resolución para entrega de la autorización de energía máxima asociada a un CRPS debería estar asociado a los dos tipos de Derechos Firmes (DF): mensual y anual. El establecer un solo plazo para ambos, se vuelve inadecuado para la operatividad de los mismos, debido a que no está acorde al plazo detallado por el EOR, publicado en su página web, en la convocatoria para adquirir un derecho firme.</p> <p>Por otra parte, en el numeral 3.2.6 de la resolución de CRIE-P-26-2014 se establece:</p> <p>“En los primeros tres días hábiles del mes de convocatoria para la presentación de solicitudes de compra de derechos firmes, el EOR publicará en su sitio web:</p> <p>a) Los nodos de la RTR en los cuales se podrá solicitar asignación de DF. b) Los precios nodales proyectados para el cálculo de los precios regulados de los DF. c) La capacidad operativa de transmisión para la asignación de DF”.-</p> <p>Por lo que de establecer 25 días hábiles, como sugiere SIGET, los agentes tendrían que iniciar un proceso de solicitud de autorización previo a obtener toda la información necesaria para considerar la viabilidad o no participar en la adquisición de un DF.</p> <p>Propuesta de Modificación:</p> <p>“El PM debe presentar en la SIGET, su solicitud de autorización de la energía máxima asociada a un CRPS, con la suficiente anticipación, previo al evento relacionado de asignación de Derechos Firmes de Transmisión que realiza el EOR, tomando en cuenta que esta podrá ser resuelta en un plazo máximo de tres (3) días hábiles para los DF Mensuales, y siete (7) días hábiles para los DF</p>	Ver la Respuesta No. 7 de este documento.



**SIGET**

No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
			<p>Anuales, contados a partir del día siguiente a la presentación de la solicitud.....”</p> <p>Justificación de la Modificación:</p> <p>Actualmente, El Salvador se posiciona dentro de la región como un país netamente importador, siendo favorecidos por la matriz energética de otros países, primordialmente Guatemala. Recientemente, El Salvador se ha favorecido en una baja sustancial de la tarifa al usuario final, preponderantemente por la importación de energía. Este efecto ha sido posible por las transacciones realizadas entre los Agentes Regionales, utilizando principalmente las Autorizaciones otorgadas, mensuales y anual de una manera ágil por parte de la autoridad competente de Guatemala, quien lo otorga en un plazo no mayor de tres (3) días hábiles.</p>	
33	EDECSA	Numeral 4.2 letra “b”	<p>Problemática:</p> <p>La generalidad de operar de los Agentes Regionales se basa en un Contrato Marco Regional, en donde las condiciones comerciales diarias y mensuales pueden ser variables. Asimismo el cumplimiento de las formalidades para un contrato entre dos Agentes se pudiera llevar hasta más de un mes, lo que haría inviable participar en los DF mensuales.</p> <p>Adicionalmente y con el objeto de otorgarle más eficiencia a los plazos en la información requerida, específicamente del contrato, sería suficiente con una Certificación de la existencia del Contrato en mención.</p> <p>Propuesta de Modificación:</p> <p>“Para un DF Anual, Certificación de la existencia del contrato de compra o venta de potencia y energía suscrito entre el PM solicitante y un agente del mercado eléctrico regional, en el cual se establezcan las condiciones de compra venta de energía entre las partes: Identificación de agentes que suscriben el contrato, plazo del contrato, condiciones de precio de la energía, nodos de inyección y retiro, entre otros ....”</p>	Ver la Respuesta No. 3 de este documento.
34	EDECSA	Numeral 4.2 letra “b”	<p>....”Este contrato deberá ser otorgado con las formalidades legales necesarias para ser inscrito en el Registro de Electricidad y Telecomunicaciones de SIGET, al final del proceso de autorización”.</p> <p>Problemática:</p> <p>La exigencia de este requerimiento previo a la Asignación de un DF otorgado por el EOR resulta innecesaria, debido a que no hay certeza en la adjudicación de los DF para un CRPS.</p>	Ver la Respuesta No. 3 de este documento.

No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
			<p>Propuesta de Modificación:</p> <p>...."Esta certificación deberá ser otorgada con las formalidades legales necesarias para ser inscrito en el Registro de Electricidad y Telecomunicaciones de SIGET, cinco (5) días posterior a la publicación de resultados en la Asignación de los DF".</p>	
35	EDECSA	Numeral 4.2 letra "c"	<p>Problemática:</p> <p>La doble exigencia de la dicha certificación de ambos países de los Agentes se vuelve redundante e innecesaria. En la resolución No. CRIE-P-26-2014 describe que puede utilizarse la certificación de una u otra autoridad competente del país que inyecta o retira, tal y como los establece el numeral 3.2.7: "Requisitos para la presentación de solicitudes de compra de derechos firmes (SDF), literal b) Registro o autorización o certificación de la energía del contrato por parte de los reguladores o las autoridades nacionales competentes, del país donde se ubica la parte vendedora, y/o del país donde se ubica la parte compradora".</p> <p>Asimismo, la exigibilidad en cuanto a la legalización del apostillado, le agregaría a este proceso tiempo y costos innecesarios.</p> <p>Propuesta de Modificación:</p> <p>Se sugiere eliminar este literal por lo anteriormente explicado.</p>	Ver la Respuesta No. 15 de este documento.
36	EDECSA	Numeral 5.1 letras de la "a" a la "c"	<p>Problemática:</p> <p>No se está de acuerdo con la cantidad de días hábiles para la entrega de la certificación. Se debe de tomar en cuenta y hacer una separación para las solicitudes mensuales una revisión más rápida para dicho proceso.</p> <p>Propuesta de Modificación:</p> <p>Se sugiere disminuir la cantidad de días para la revisión preliminar, en lo que se refiere a subsanar información revisada y los días adicionales que SIGET toma para nuevamente revisar. Esto debería de tardar como máximo 5 días hábiles y no 15 días. Y así estar acorde a lo sugerido en el numeral 4.2.</p>	Ver la Respuesta No. 7 de este documento.
37	EDECSA	Numeral 6.1	<p>Problemática:</p> <p>En el numeral 4 se ha establecido la obligatoriedad de inscribir la Certificación del Contrato anual, por lo que se hace redundante inscribir el CRPS.</p> <p>Propuesta de Modificación:</p> <p>Se sugiere únicamente agregar la información final relacionada a la potencia asignada en el DF a través del documento que el EOR: Certificado de Titularidad de Derecho de Transmisión.</p>	Ver la Respuesta No. 1 de este documento.



No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
38	EDECSA	Numeral 7.2 letra "c"	<p>Problemática:</p> <p>Previo a estos procesos, se entiende que el operador del sistema ha realizado un estudio y evaluación para la autorización de la energía máxima que se podrá considerar por el ente operador regional.</p> <p>Comentario:</p> <p>No se está de acuerdo con el numeral 7, ya que se considera que existe un segundo mercado para poder cumplir con la energía a suministrar a través de una oferta de flexibilidad, tal y como lo establece la resolución CRIE No.26-2014, para los CRPS.</p> <p>Es importante tomar en cuenta que para que un agente pueda formalizar este tipo de contrato, se ha tomado en cuenta las condiciones relacionadas a cada mercado y los riesgos que puede implicar un contrato de importación o de exportación.</p>	Ver la Respuesta No. 2 de este documento.
39	SUPERINTENDENCIA DE COMPETENCIA		<p>A. Para eliminar los riesgos regulatorios contenidos en el proyecto de "Procedimiento de autorización de la energía máxima asociada a contratos regionales con prioridad de suministro", a la Superintendencia General de electricidad y Telecomunicaciones, se recomienda:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. En los arts. 4 y 5.1, literal c), del proyecto, así como en cualquier otra disposición afectada, modificar las facultades de SIGET a efecto que ésta sólo certifique en un tipo de documento administrativo la constatación de la energía máxima que podrá asociarse a un contrato regional.</li> <li>2. En el art. 7.2., literal c) del proyecto, eliminar el supuesto que habilita a la Unidad de Transacciones a modificar o suspender las transacciones regionales a efecto de abastecer la demanda nacional a mínimo costo, conservando en el proyecto únicamente el supuesto basado en restricciones técnicas.</li> <li>3. Evaluar y adoptar mecanismos técnicos, programáticos y financieros que eviten que el Mercado Eléctrico Regional irradie efectos negativos en los precios del mercado mayorista de energía eléctrica nacional.</li> </ol>	<p>Debido a las posibles consecuencias operativas y de competencia que una autorización de esta naturaleza puede tener en el Mercado Mayorista de El Salvador y a nivel del MER, el análisis por parte de la SIGET de las solicitudes que presenten los PMs, no debe limitarse a un trámite administrativo de simple constatación, para que el PM solicitante participe en la asignación de DF que realice el EOR, sino que se requiere de la revisión de documentación técnica y legal. Debe tomarse en cuenta que los CRPS se refieren a la compra y venta de energía, es decir que no se trata de cualquier bien o mercancía comercial sino que dicha actividad incide directamente en la prestación de un servicio público que si no se supervisa adecuadamente puede afectar a los usuarios finales de dicho servicio, tanto nacionales como regionales, por lo que la actuación del regulador nacional no puede limitarse a una simple constatación de hechos.</p> <p>Es importante aclarar que la normativa vigente para el desarrollo de los CRPS no tiene por objeto viabilizar el desarrollo de proyectos regionales de generación o incentivar el desarrollo de contratos regionales de largo plazo; en principio conforme la</p>

No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
				<p>resolución de la CRIE-P-26-2014, la duración máxima de dichos contratos es anual, periodo que ni local ni regionalmente permitirá la atracción de nuevas plantas de generación de energía eléctrica.</p> <p>Por lo antes expuesto, no resulta atendible que la SIGET se limite a acreditar o certificar un documento administrativo, restringiendo sus facultades a atestiguar un hecho informado por el PM solicitante sin evaluarlo.</p> <p>Por otra parte, se reitera que los CRPS no son de naturaleza firme, ya que están sujetos a restricciones de corte en función de condiciones operativas a nivel regional o nacional. Dichos contratos tienen prioridad sobre transacciones de oportunidad regional u otro tipo de contratos no firmes regionales previstos en el despacho regional, lo que no significa que frente a las situaciones de "emergencia" o "déficit" y con el objeto de garantizar la calidad y seguridad operativa en un país miembro del MER, el Operador del Sistema en coordinación con el EOR evaluará bajo la normativa nacional suspender las transacciones de retiro o inyección regional previstas bajo los CRPS. No obstante, la aclaración anterior, se recomienda eliminar del Procedimiento la disposición asociada a la suspensión de las transacciones de los CRPS por parte de la UT considerando lo expuesto en la Respuesta No. 2. Ahora bien, se aclara que la administración operativa y comercial de los CRPS a nivel nacional por parte de la UT se realizará conforme a las disposiciones del ROBCP, el cual norma las actuaciones de la UT para garantizar la calidad y seguridad operativa del sistema nacional, en concordancia con el artículo 33 letra a) de la Ley General de Electricidad.</p> <p>En relación con el numeral 3, se aclara que las instituciones regionales, particularmente la CRIE y el Consejo Director del MER en conjunto con los reguladores nacionales están evaluando el</p>



No.	Empresa o Institución	Sección	Observación-Pregunta	Respuesta SIGET
				<p>funcionamiento del MER, de forma tal de prevenir o corregir efectos negativos hacia los mercados nacionales de la región.</p>
40	SUPERINTENDENCIA DE COMPETENCIA		<p>B. Para evitar que las regulaciones de los Estados centroamericanos se orienten a satisfacer de manera prioritaria los intereses nacionales, induciendo a una situación asimétrica entre los países de la región, se aconseja que el representante salvadoreño ante el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional, solicite la intervención de dicho órgano para promover se realicen modificaciones uniformes y homogéneas en las regulaciones nacionales sobre los procedimientos de autorización de la energía máxima asociada a contratos regionales, armonizándolas con la regulación regional.</p>	<p>Conforme a lo dispuesto en el Artículo 12 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, se reformó el artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, referente a los compromisos de los Gobiernos, adicionando un literal d) que se lee de la siguiente manera:</p> <p><i>"... d) Realizarán las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales para el funcionamiento armonioso del MER. (...)"</i></p> <p>Bajo ese contexto, los países miembros de la región están obligados a analizar las armonizaciones regulatorias internas procurando el desarrollo armonioso de la región.</p> <p>Asimismo, según el artículo 22 letra b) del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, uno de los objetivos de la CRIE es procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento.</p> <p>Además, el artículo 23 letra o) de dicho Tratado establece como facultad de la CRIE coordinar con los organismos regulatorios nacionales las medidas necesarias para el buen funcionamiento del Mercado.</p> <p>En ese sentido, las regulaciones regionales contemplan mecanismos tendientes a promover que las modificaciones que se realicen en los diferentes países miembros sean uniformes y homogéneas y procuren una armonización entre las regulaciones nacionales y el MER.</p> <p>Por lo anterior, la observación realizada es coherente con el marco normativo regional y en consecuencia se recomienda considerar la realización de gestiones en las instancias regionales pertinentes.</p>