

EL INFRASCRITO SECRETARIO EJECUTIVO DE LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA -CRIE-, POR MEDIO DE LA PRESENTE:

CERTIFICA:

Que tiene a la vista la Resolución N° CRIE-37-2017, emitida el catorce de agosto de dos mil diecisiete, donde literalmente dice:

“RESOLUCIÓN CRIE-37-2017

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

RESULTANDO:

I

Que por medio de la Resolución CRIE-30-2017 del 29 de junio 2017, la CRIE dio respuesta a los reclamos presentados por algunos agentes y OS/OM de la región, en contra del DTER de abril 2017. En lo que interesa, en dicha resolución se dispuso lo siguiente en el Resuelve Cuarto:

***CUARTO: INSTRUIR** al EOR que cuando en un período de mercado, prevea que deberá ordenar la apertura de líneas de conexión, con base en el resguardo de la Calidad y Seguridad de la operación interconectada del SER, debido al no cumplimiento por parte de un OS/OM o Agente a una instrucción del EOR en el ejercicio de sus competencias, objetivos y funciones establecidas en la regulación regional, de tal manera que se formen islas eléctricas en el SER, y se separe el nodo de inyección del nodo de retiro de uno o más Contratos Firmes declarados para dicho período, el EOR no incluirá, para estos períodos de mercado, los correspondientes Contratos Firmes en el predespacho o redespacho regional respectivo y los montos en concepto de Rentas de Congestión relacionados a los Derechos Firmes asociados a los referidos contratos, serán iguales a cero.”*

II

Que el 12 de julio de 2017, la sociedad Energía, Desarrollo y Consultoría, Sociedad Anónima – EDECSA-, presentó recurso de reposición en contra de la Resolución CRIE-30-2017.

III

Que mediante auto número CRIE-SE-CRIE-30-2017-EDECSA-01-2017, del 17 de julio de 2017, el Secretario Ejecutivo de la CRIE, en cumplimiento de lo establecido en el numeral 1.9.6, del Libro IV, del RMER, acusó recibo del recurso interpuesto por EDECSA.

CONSIDERANDO:

I

Que de conformidad con lo establecido en los artículos 19 y 23 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional, a quien le corresponde, dentro de sus facultades, regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios, regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales, aprobar la metodología para determinar la remuneración por la disponibilidad y uso de las redes y aprobar las tarifas por el uso del sistema de

transmisión regional, según el reglamento y normativa correspondiente. Asimismo, le corresponde a la CRIE conocer mediante el recurso de reposición las impugnaciones a sus resoluciones.

II

Que son objetivos generales de la CRIE, establecidos en el artículo 22 del Tratado Marco, el hacer cumplir la regulación regional y procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento.

III

Que resulta aplicable al presente asunto, la siguiente normativa regional:

Del Tratado Marco

“Artículo 2. Los fines del Tratado son:(...) b. Establecer las condiciones para el crecimiento del Mercado Eléctrico Regional que abastezca en forma oportuna y sostenible la electricidad requerida para el desarrollo económico y social; (...) e. Crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica de la región; f. Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes participantes, así como la creación de los entes regionales apropiados para el logro de estos objetivos; y g. Propiciar que los beneficios derivados del Mercado Eléctrico Regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región”.

“Artículo 4. El Mercado Eléctrico Regional es el ámbito en que se realizan las transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre los agentes del mercado. El Mercado operará como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes. El Mercado debe evolucionar gradualmente de una situación limitada hacia una más amplia, abierta y competitiva, apoyando en la infraestructura existente y futura, tanto nacional como regional”.

“Artículo 12. Las redes de transmisión regional, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a los agentes del Mercado. Los cargos por el uso y la disponibilidad de las redes regionales serán aprobados por la CRIE, y los cargos por el uso y disponibilidad de las redes nacionales serán aprobados por el ente regulador nacional y no serán discriminatorios para su uso en función regional. (...)”

Del Libro I, del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional – RMER-:

“1.3.1 En concordancia con los fines del Tratado Marco, el MER tiene como propósito beneficiar a los habitantes de los países miembros mediante el abastecimiento económico y oportuno de electricidad y la creación de las condiciones necesarias que propicien una mayor confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica de la región”

“1.3.2 Para alcanzar el anterior propósito, los objetivos del MER son los siguientes: (...) d) aumentar la confiabilidad y eficiencia económica en el suministro de electricidad; (...)”

“1.4.1 Premisas para la organización y funcionamiento del MER. El MER es un mercado mayorista de electricidad a nivel regional cuya organización y funcionamiento se basa en las siguientes

premisas: a) En el Mercado se realizan transacciones comerciales de electricidad mediante intercambios de oportunidad producto de un despacho económico regional y mediante contratos entre los agentes del mercado; b) Los agentes del mercado a excepción de los agentes transmisores pueden comprar y vender energía eléctrica libremente sin discriminación de ninguna índole y se garantiza el libre tránsito de energía eléctrica por las redes eléctricas en los países miembros del MER; c) Los agentes del mercado pueden instalar plantas de generación en cualquiera de las redes de los países miembros del MER para la comercialización a nivel regional de la energía producida; d) Los agentes del mercado tienen libre acceso a las redes de transmisión regional y nacional. La transmisión regional es el transporte de energía a través de las redes de alta tensión que conforman la Red de Transmisión Regional o RTR y e) El MER es un mercado con reglas propias, independiente de los mercados nacionales de los países miembros, cuyas transacciones se realizan a través de la infraestructura de la RTR y de las redes nacionales. Los puntos de conexión entre el MER y los mercados nacionales son los nodos de la RTR.”

“1.5.6.1 La Red de Transmisión Regional RTR es el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER, prestando el Servicio de Transmisión Regional”.

“1.5.6.2 La RTR está conformada por instalaciones que son propiedad de agentes transmisores y su operación es coordinada y supervisada por el EOR y los OS/OM”.

“1.5.6.3 El EOR es el responsable de identificar las instalaciones que componen la RTR como parte del Sistema de Planeamiento de la Transmisión Regional SPTR, cumpliendo con los criterios y procedimientos establecidos en la Regulación Regional”.

Resoluciones de la CRIE:

- Resolución CRIE-NP-19-2012 del 16 de noviembre de 2012, mediante la cual se aprobó la “Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por el Uso de la Red de Transmisión Regional.”
- Resolución CRIE-46-2015 del 11 de noviembre de 2015, mediante la cual se aprobó el “Procedimiento de aplicación de los contratos firmes y derechos firmes.”
- Resolución CRIE-07-2017 del 9 de marzo de 2017, modificada por medio de la Resolución CRIE-18-2017 del 5 de mayo de 2017 en la que se aprobó el “Procedimiento de aplicación de los contratos firmes y derechos de transmisión”.

IV

Que se hace necesario evaluar tanto los requisitos de forma, como los argumentos de fondo del recurso presentado por EDECSA, de la siguiente manera:

1. ANÁLISIS DEL RECURSO POR LA FORMA

Naturaleza del recurso y sus efectos



La resolución impugnada es una resolución de carácter general. El recurso interpuesto es el de reposición, al que le es aplicable lo establecido en el artículo 23 inciso p) del Segundo Protocolo al Tratado Marco y el capítulo 1.9, del Libro IV, del RMER.

Por la naturaleza de la resolución impugnada, de conformidad con lo establecido en el numeral 1.9.2, del Libro IV, del RMER, el recurso interpuesto no se ha tramitado con efectos suspensivos.

Temporalidad de los recursos

La resolución impugnada es una resolución de carácter general y fue publicada en la página web de la CRIE el 30 de junio 2017. El recurso fue presentado el 12 de julio de 2017.

Tomando en consideración lo establecido en el artículo 1.9.2, capítulo 1.9, del Libro IV, del RMER, el plazo para interponer el recurso contra una resolución de carácter general, es de 20 días hábiles, contados al día siguiente de su notificación, el cual venció el 28 de julio de 2017.

En razón de lo anterior se tiene que el recurso ha sido interpuesto dentro del plazo establecido al efecto.

Legitimación

De acuerdo con lo establecido en el numeral 1.9.1, del Libro IV, del RMER, EDECSA es un agente del Mercado Eléctrico Regional y tiene un interés directo en el asunto, por lo tanto se encuentra legitimada para actuar en la forma como lo ha hecho.

Representación

El señor Mauricio Palacios Morales, es Representante Legal EDECSA, se encuentra facultado para actuar en nombre de la citada entidad, según consta en certificación emitida por la Secretaria de la Junta General de Accionistas de EDECSA, del 6 de enero de 2016, por medio de la cual acuerdan por unanimidad elegir como Administrador Único Propietario al señor Nelson Mauricio Palacios Morales.

Plazo para resolver el recurso

De conformidad con lo establecido en el numeral 1.9.6, del Libro IV, del RMER, para resolver el recurso, la CRIE cuenta con el plazo de 30 días calendario, contados a partir del día hábil siguiente al acuse de recibo del recurso, es decir hasta el 16 de agosto de 2017; plazo que podrá ser extendido hasta por 60 días calendario adicionales, en caso de que se requieran practicar pruebas adicionales y dentro del cual, además de su diligencia y práctica, deberá concedérsele a las partes, un plazo para presentar sus alegatos.

2. ANÁLISIS DEL RECURSO POR EL FONDO

Respecto a lo dispuesto en el resuelve CUARTO de la resolución impugnada, el recurrente considera que la instrucción girada al EOR es *“inapropiada en la medida de no incluir los contratos firmes, debido a que ésta afecta su firmeza de manera innecesaria, evadiendo la alternativa del mercado de oportunidad regional, la cual está contemplada en el RMER como garantía de suministro de energía firme. // Consideramos importante que se tome en cuenta la solidez de los contratos firmes regionales y cómo éstos han sido interpretados en las regulaciones nacionales. Para el caso de El Salvador, una situación de aperturas de líneas de interconexión, como la ocurrida en el mes de mayo, penalizaría considerablemente el reconocimiento en concepto de*

capacidad firme por importación, teniendo a su vez un compromiso importante de pago por potencia firme eficiente en el mercado nacional de Guatemala. Esto incluiría un riesgo adicional que no está contemplado en la regulación regional y que no depende del funcionamiento mismo del mercado, lo cual podría afectar su competitividad. // Adicionalmente, la imposición de un valor nulo para la renta de congestión expone a todos los agentes titulares a no recuperar su inversión en los derechos de transmisión. El RMER, en su numeral 8.1.2 establece lo siguiente: “Un Derecho Firme está siempre asociado a un Contrato Firme y es un DT que asigna a su Titular, durante el Período de Validez, el derecho pero no la obligación de inyectar potencia en un nodo de la RTR y a retirar potencia en otro nodo de la RTR y el derecho a percibir o la obligación de pagar según el resultado de la diferencia entre el producto del Precio Nodal por la Potencia de Retiro del DF menos el producto del Precio Nodal por la Potencia de Inyección del DF. La Potencia de Inyección y la Potencia de Retiro del DF son fijas por el Período de Validez del DF”. En este sentido, con la medida instruida al EOR, se estaría faltando ante el derecho de recibir renta de congestión que establece la regulación regional. Cabe mencionar que ésta, al ser el mecanismo de cubrimiento de riesgo de transmisión, es la razón por la cual se compra un derecho de transmisión. Por lo tanto, su limitación a valor nulo significa un desincentivo para la participación en el proceso de subastas, evaluando que la inversión en adquirir un derecho de transmisión podría no ser recuperada por razones ajenas a lo que establece el RMER. // En tal sentido, se solicita reconsiderar dicha instrucción y evaluar otras alternativas para solucionar el problema de sobrecostos asociados a la problemática en la interconexión México-Guatemala, entendiendo que los titulares de derechos de transmisión no son responsables de ella, y su inversión no debería verse comprometida”.

En cuanto al argumento del recurrente de que la instrucción girada al EOR, dispuesta en el resuelve CUARTO de la resolución CRIE-30-2017, resulta inapropiada, se hace necesario aclarar que dicha decisión de la CRIE se basa principalmente en el hecho que la operación del MER, para los periodos de mercado del mes de abril de 2017 afectados por las aperturas de interconexiones que aislaron el sistema de Guatemala del resto del SER, se realizó bajo un estado de discontinuidad eléctrica de la RTR, situación considerada como anormal y la cual se sostuvo durante 65 periodos de mercado, tomando una preponderancia en sus efectos económicos adverso para el MER, por lo tanto y considerando que esta situación tiene un alto riesgo de repetirse a futuro, con base en las responsabilidades conferidas por el Tratado Marco a la CRIE, esta resolvió intervenir en la operación comercial del MER, sobre la no consideración de los Contratos Firmes y sus Derechos Firmes asociados, no por ser éstos los responsables directos de la condición anormal sucedida, sino por ser los principales generadores indirectos (no responsables) de los sobre costos en los casos mencionados, estableciendo una restricción temporal específica, con anticipación del conocimiento de los Agentes y OS/OM, que evite la generación de sobre costos a los agentes transmisores y reduzca el riesgo de que los recursos de pago sean insuficientes en el MER.

Señala el recurrente, que el Mercado de Oportunidad Regional (MOR), debiera ser el mecanismo alternativo de garantía de suministro de energía firme, se aclara que dicho mercado sirve para la optimización del despacho económico de los contratos regionales, situación que se vio deteriorada por la presencia de las condiciones anormales de operación del MER antes mencionadas, situación para la cual el MOR produce efectos económicos adversos (cobros excesivos) que son trasladados a los agentes transmisores en concepto de CVTmer.

Debido a que el MOR no fue diseñado para trasladar dichos cobros a los agentes del CF en cuestión, con el fin de reducir la afectación a los contratos firmes en las condiciones anormales señaladas, se puede considerar en la normativa, la inclusión de una declaración diaria (por periodo de mercado) al EOR, por parte del agente que asume los cargos por el diferencial de precios nodales del CF, en la cual dicho agente acepta, sin posibilidad de renuncia, los cargos que se deriven de las operaciones necesarias en el MOR, para abastecer la energía requerida de su CF, como resultado del



predespacho regional respectivo. Para este efecto se recomienda considerar una adición al resuelve CUARTO de la Resolución CRIE-30-2017, como sigue:

“Alternativamente a la instrucción anterior, el EOR podrá incluir un Contrato Firme en el Predespacho Regional en los casos antes descritos, si y solo si, el agente parte de dicho contrato que asume los cargos por el diferencial de precios nodales, declara al EOR diariamente y para cada periodo de mercado, que acepta y sin derecho a renunciar, el cargo que surja de distribuir, en proporción a la Energía Requerida de su contrato, el total de los CVT netos, que resulten en el predespacho regional y en el periodo de mercado respectivo, únicamente como cobros a las instalaciones de transmisión, para las cuales el valor absoluto del flujo de potencia asociado a los Derechos Firmes sea igual o mayor que cero punto uno (0.1) MW. El cargo antes descrito deberá ser aplicado por el EOR al agente aceptante, como un “Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional a los Compromisos Contractuales” -CMORC- adicional y deberá ser incluida en la conciliación de las transacciones programadas del periodo de mercado respectivo. El ingreso que resulte del pago del CMORC adicional antes descrito, deberá ser asignado por el EOR, a las instalaciones de transmisión, en proporción a los CVT netos que resulten únicamente como cobros, para las cuales el valor absoluto del flujo de potencia asociado a los derechos firmes sea igual o mayor que cero punto uno (0.1) MW”

En relación a lo indicado por el recurrente, sobre las interpretaciones a nivel nacional de los Contratos Firmes, se aclara que las facultades de la CRIE tienen alcances estrictamente regionales, tomando en consideración las facultades establecidas en el Tratado Marco, artículo 23 literales a) Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios; b) Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento y c) que dice: “Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos”.

En cuanto a lo señalado por el recurrente, sobre la exposición a los agentes titulares a no recuperar su inversión en los derechos de transmisión a través de la Renta de Congestión (RC) por lo resuelto por la CRIE, en cuanto a hacer cero dicha RC en los casos en mención, se considera justificable lo indicado por el recurrente, lo que se recomienda considerar una adición al resuelve CUARTO de la Resolución CRIE-30-2017, con el fin de reintegrar proporcionalmente las inversiones realizadas por los agentes Titulares en la compra de Derechos Firmes que no podrá ser recuperada a través de la RC, conforme lo siguiente:

“Para los casos indicados en el presente resuelve, el EOR deberá incluir en el Documento de Transacciones Económicas Regionales respectivo, un reintegro económico a cada agente Titular de Derechos Firmes afectado por la instrucción anterior, calculado a partir del monto asignado a pagar en el mes afectado, resultante del modelo de optimización conforme lo establecido en el numeral 3.3.9 del Anexo A de la resolución CRIE-07-2017, que haya sido conciliado únicamente como cobro a dicho agente, en el proceso de asignación respectivo, dividido entre el número total de periodos de mercado perteneciente a dicho mes de validez del DF respectivo, y multiplicado por el número total de periodos de mercado de dicho mes, afectados por los casos indicados en el presente resuelve.

Los fondos necesarios para realizar los reintegros antes indicados, deberán ser descontados de los Ingresos por Venta de DT (IVDT) del mes correspondiente a conciliar”

Conclusiones.

1. Desde el punto de vista formal, el recurso interpuesto resulta admisible, dado que fue presentado en tiempo y forma.
2. Lo dispuesto en el resuelve CUARTO de la Resolución CRIE-30-2017, se basa principalmente en que las aperturas de interconexiones que aislaron el sistema de Guatemala del resto del SER, se realizó bajo un estado de discontinuidad eléctrica de la RTR, situación considerada como anormal. Considerando que esta situación tiene un alto riesgo de repetirse a futuro, con base en las responsabilidades conferidas por el Tratado Marco a la CRIE, ésta resolvió intervenir en la operación comercial del MER.
3. Tomando en consideración lo señalado por el recurrente, en cuanto que el MOR debiera ser el ámbito del mercado para garantizar el abastecimiento de la energía requerida por los contratos firmes, en los casos del resuelve CUARTO de la Resolución CRIE-30-2017, se considera adecuado proponer la inclusión, en el resuelve antes mencionado, de una declaración diaria (por periodo de mercado) al EOR, por parte del agente que asume los cargos por el diferencial de precios nodales del CF, en la cual dicho agente acepta, sin posibilidad de renuncia, los cargos que se deriven de las operaciones necesarias en el MOR, para abastecer la energía requerida de su CF, como resultado del predespacho regional respectivo.
4. Tomando en consideración lo señalado por el recurrente, en cuanto a su preocupación por la no recuperación de la inversión en los derechos de transmisión a través de la renta de congestión, se recomienda adicionar al resuelve CUARTO de la Resolución CRIE-30-2017, disposiciones que regulen el reintegro económico proporcional a los Agentes Titulares de Derechos Firmes afectados.

V

Que en sesión a distancia número 111, llevada a cabo el día lunes 14 de agosto de 2017, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado el recurso interpuesto acordó acoger parcialmente el recurso y dictar la presente resolución.

POR TANTO:

Con fundamento en lo establecido en el del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos y el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional,

RESUELVE:

PRIMERO. DECLARAR PARCIALMENTE CON LUGAR el recurso de reposición presentado por Energía, Desarrollo y Consultoría, Sociedad Anónima – EDECSA -, en contra de la resolución CRIE-30-2017 del 29 de junio de 2017, únicamente en lo referido a la afectación de los contratos firmes y la recuperación de la inversión proporcional de los derechos de transmisión a Agentes Titulares de Derechos Firmes afectados.

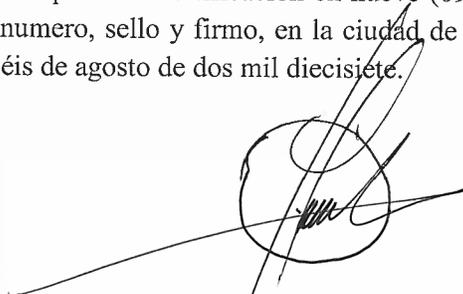
SEGUNDO: RECONOCER, conforme el procedimiento que se anexa a la presente resolución, un reintegro económico proporcional a los Agentes Titulares de Derechos Firmes afectados cuando no se opere el respectivo Contrato Firme -CF-, o bien, la inclusión del CF en el predespacho regional, en la cual el agente acepta, sin posibilidad de renuncia, los cargos que se deriven de las operaciones

necesarias en el Mercado de Oportunidad Regional, para abastecer la energía requerida de dicho Contrato.

TERCERO. VIGENCIA. La presente resolución entrará en vigencia el día de su publicación en el sitio de Internet de la CRIE.

PUBLIQUESE Y COMUNIQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en nueve (09) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firmo, en la ciudad de Guatemala, República de Guatemala, el día miércoles dieciséis de agosto de dos mil diecisiete.



Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo



CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Anexo Procedimiento

- 1) *Para los casos indicados en el resuelve CUARTO de la resolución CRIE-30-2017, el EOR deberá incluir en el Documento de Transacciones Económicas Regionales respectivo, un reintegro económico a cada agente Titular de Derechos Firmes afectado por la instrucción señalada en dicho resuelve, calculado a partir del monto asignado a pagar en el mes afectado, resultante del modelo de optimización conforme lo establecido en el numeral 3.3.9 del Anexo A de la resolución CRIE-07-2017, que haya sido conciliado únicamente como cobro a dicho agente, en el proceso de asignación respectivo, dividido entre el número total de periodos de mercado perteneciente a dicho mes de validez del DF respectivo, y multiplicado por el número total de periodos de mercado de dicho mes, afectados por los casos indicados en el presente resuelve.*

Los fondos necesarios para realizar los reintegros antes indicados, deberán ser descontados de los Ingresos por Venta de DT (IVDT) del mes correspondiente a conciliar.

- 2) *El EOR podrá incluir un Contrato Firme en el Predespacho Regional en los casos antes descritos, cuando el agente parte de dicho contrato que asume los cargos por el diferencial de precios nodales, declara al EOR de manera oportuna que acepta y sin derecho a renunciar, el cargo que surja de distribuir, en proporción a la Energía Requerida de su contrato, el total de los CVT netos, que resulten en el predespacho regional y en el periodo de mercado respectivo, únicamente como cobros a las instalaciones de transmisión, para las cuales el valor absoluto del flujo de potencia asociado a los Derechos Firmes sea igual o mayor que cero punto uno (0.1) MW. El cargo antes descrito deberá ser aplicado por el EOR al agente aceptante, como un "Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional a los Compromisos Contractuales" -CMORC-adicional y deberá ser incluida en la conciliación de las transacciones programadas del periodo de mercado respectivo. El ingreso que resulte del pago del CMORC adicional antes descrito, deberá ser asignado por el EOR, a las instalaciones de transmisión, en proporción a los CVT netos que resulten únicamente como cobros, para las cuales el valor absoluto del flujo de potencia asociado a los derechos firmes sea igual o mayor que cero punto uno (0.1) MW*

