

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-04-2016, emitida el 11 de febrero de dos mil dieciséis, donde literalmente dice:

“RESOLUCIÓN CRIE-04-2016

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

RESULTANDO

I

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE- emitió, con fecha 18 de diciembre del 2015, la resolución identificada como CRIE-60-2015, en la que resolvió, entre otros: a) aprobar el Ingreso Autorizado Regional –IAR- de la Empresa Propietaria de la Red –EPR- para el año 2016 en la suma de SESENTA MILLONES CIENTO SEIS MIL SEISCIENTOS DIECISIETE DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 60,106,617); b) Instruir al Secretario Ejecutivo de la CRIE para que desarrolle en el primer semestre del año 2016, la Metodología de cálculo del AOM, así como la Metodología de cálculo de la rentabilidad, las cuales serían de aplicación al IAR 2017; c) Instruir al Secretario Ejecutivo de la CRIE para que desarrolle en el primer trimestre del año 2016, una actualización del Costo Estándar Anual de la Línea SIEPAC, para efectuar los ajustes correspondientes al IAR 2016. Dicha resolución fue notificada a la Empresa Propietaria de la Red –EPR- el día 23 de diciembre de 2015.

II

Que el 15 de enero del año en curso, la Empresa Propietaria de la Red, a través de su Apoderado General José Enrique Martínez Alberro, presentó escrito con el objeto de interponer recurso de reposición en contra de resolución identificada como CRIE-60-2015, argumentando lo siguiente:

1. Componente de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM):

a) La EPR presentó sobre este componente dos escenarios, el primero aplicando la metodología establecida en la resolución CRIE 19-2013; y el segundo considerando los montos que la EPR requiere para dar el mantenimiento necesario y acorde a las normas de ingeniería aplicables a las instalaciones de transmisión regional. La razón de presentar el segundo escenario responde a la desactualización que adolecen los parámetros utilizados

para el cálculo del Costo Estándar, ya que el Costo Estándar data desde el 2012 y el porcentaje aplicable del 2013, y ya desde su aprobación estos parámetros no eran adecuados a la realidad de la región, ni a la infraestructura de la SIEPAC, mucho menos cuatro (4) años después. Por lo anterior, la EPR se ve en la necesidad de plantear de forma sustentada y comprobable los recursos económicos reales requeridos para la actividad de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) de la SIEPAC.

b) Por otra parte, se indica que para ambos escenarios se incluyó en la propuesta de la EPR fondo para los 60 días adicionales necesarios para la administración, operación y mantenimiento de la infraestructura, en cumplimiento de lo señalado en la Resolución CRIE 07-2015, el cual indica que: “tomando en consideración la Nota CDMER 2013-0418, en la cual el CDMER solicitó a la CRIE reconocer a la EPR dos meses de AOM para generar capital de trabajo para cubrir el desfase en los cobros de AOM, este saldo deberá ser utilizado por la EPR para cubrir el desfase por el proceso comercial del MER”. Sobre este punto la EPR indica que lo señalado en el considerando V, literal a, último párrafo de la resolución CRIE-60-2015 se contradice con lo indicado en la considerando IV literal a, romano I, última línea de la misma resolución, ya que por una lado se dice que la recomendación del CDMER fue desestimada y, por otro lado, que corresponde a un análisis particular, aún y cuando el desfase comercial señalado es una situación general y continua, especialmente en lo que a conciliación, liquidación y facturación del cargo complementario SIEPAC se refiere.

c) Además, solicitan, dado que si bien la resolución CRIE-60-2015 instruye al Secretario Ejecutivo a actualizar durante el año 2016 el Costo Estándar de la línea SIEPAC y partir del mismo realizar los ajustes correspondientes, pero “(...) no define un momento concreto para la aplicación de dicho ajuste (...)”, que el ajuste se aplique desde enero de 2016.

2. Tributos

Señala la EPR que en el considerando V, literal e, último párrafo, de la resolución CRIE-60-2015, se establece que el cobro a ETESAL no puede ser reconocido dentro del IAR por no estar contemplado dentro de la regulación regional ni dentro del contrato de interconexión suscrito entre la EPR y ETESAL. No obstante, la EPR argumenta que este monto debe ser reconocido como un pago de tributo de conformidad con el numeral 15.9 del Anexo I del Libro III del RMER, y en base a los siguientes argumentos: a) Dicho cobro no es el resultado de un proceso de negociación entre ETESAL y EPR; b) ETESAL impone su cobro con fundamento en la Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso a de Usuarios Finales a la Red de Transmisión de El Salvador, promulgada por SIGET.

Por lo anterior, EPR considera que este cobro de ETESAL puede ser incluido dentro del componente tributos, en primer lugar por su naturaleza (tasa) y, en segundo lugar, porque, de acuerdo a la normativa regional, será pagado únicamente por la demanda del país que lo genere, en este caso, El Salvador.

3. Rentabilidad

Indica la EPR que el numeral I5.2 del Anexo I del Libro III del RMER establece que “(...) mientras la CRIE no autorice la metodología de cálculo de la rentabilidad y su respectivo valor, se utilizará la tasa interna de retorno del aporte patrimonial a un valor del 11% durante el periodo de amortización de los créditos con que se financiaron las inversiones asociadas a la construcción (...)” y que, por otra parte, en el considerando V, literal d, párrafo único de la resolución CRIE 60-2015, se establece que “de acuerdo a la regulación regional vigente se aplicará el 11% del patrimonio de US\$58,500,000”.

Señala la EPR que, del párrafo citado de la resolución impugnada, queda claro que la metodología aplicada por la CRIE es un simple porcentaje, y no la TIR que establece el RMER, lo que implica una clara violación al RMER y una afectación directa a la EPR. Agregan, que aplicar el 11% del patrimonio de US\$58,5 millones no es por tanto aplicar la metodología vigente.

4. Valor Esperado de Indisponibilidad (VEI)

La EPR indica que la recomendación de implementar el VEI SIEPAC hasta que se tenga listo el cálculo del VEI para toda la Red de Transmisión Regional (RTR), es una clara violación al RMER, ya que el artículo 6.5.1 del Libro III del RMER, establece un régimen de gradualidad aplicable a partir de la entrada en vigencia de la reglamentación regional, la cual no puede ser modificada por una simple recomendación, sin más sustento que no tener los cálculos para toda la RTR.

III

Que con fecha 01 de febrero de 2016, las Gerencias de Mercado, Técnica y Jurídica de esta Comisión emitieron el informe técnico identificado como GM-GT-GJ-01-02-2016, en el que se concluye, luego del análisis de los argumentos expuestos por EPR en su recurso de reposición, que no existen méritos para reponer en los términos solicitados por la EPR la resolución CRIE-60-2015, de acuerdo a los análisis plasmados en dicho informe, por lo que recomienda declarar sin lugar el recurso presentado.

CONSIDERANDO:

I

Que el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en su artículo 19 define a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE-, como: “(...) *el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional, con personalidad jurídica propia, capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad y transparencia (...)*”; asimismo, el cuerpo legal citado en su artículo 22 define los objetivos generales de la CRIE, que son: “(...) *a. Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios. b. Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento. c. Promover la competencia entre los agentes del Mercado*”, y el artículo 23 del mismo tratado ya citado, define las facultades de la CRIE, siendo éstas entre otras las de: “(...) *c. Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado (...) p) Conocer mediante recurso de Reposición, las impugnaciones a sus resoluciones (...)*”.

II

Que el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional –RMER-, en su Libro IV, apartado 1.9, numeral 1.9.1 establece que: “*los agentes del mercado, OS/OMS y el EOR, a través del recurso de reposición, podrán impugnar y solicitar la revocación de las resoluciones, acuerdos y decisiones de la CRIE que tengan carácter particular, respecto de las cuales tengan un interés directo o indirecto y por considerar que el acto no es legítimo o contravenga normas de categoría superior. Los actos de CRIE de carácter general no podrán ser impugnados*”, asimismo, el citado reglamento estipula que el recurso de reposición debe plantearse “(...) *dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la notificación de la resolución...*”, (numeral 1.9.2) y que el mismo debe ser presentado por escrito y exponer las razones de su inconformidad, “(...) *explicando las razones por las que la decisión adoptada por la CRIE afecta sus intereses y es violatoria de la Regulación Regional. En la consideración del recurso de reposición la CRIE no admitirá la práctica de pruebas adicionales (...)*” (numeral 1.9.3) y, por último, establece que la CRIE debe resolver el recurso interpuesto en un plazo de treinta (30) días a partir de su recepción, mediante resolución motivada.

III

A. CUMPLIMIENTO DE LOS REQUISITOS FORMALES

Que de acuerdo a la revisión de las condiciones formales contempladas en la letra p) del Art. 23 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y el número del



Libro IV 1.9 del RMER, en el presente caso, se cumple con el supuesto de procedencia del recurso, pues la CRIE-60-2015 es una resolución de carácter particular y en la que EPR tiene un interés directo, pues mediante dicho acto se aprueba el Ingreso Autorizado Regional del año 2016 para esta empresa. En ese sentido, la resolución es susceptible de recurso de reposición y la EPR se encuentra legitimada para interponer el mismo, según la normativa regional.

Asimismo, el recurso interpuesto por la EPR cumple con el plazo establecido para ejercitar su acción, que es de 10 días hábiles a partir de su notificación y, siendo que la entidad afectada fue notificada de la resolución el día 23 de diciembre de 2015, al presentar el recurso el día 14 de enero de 2016, lo ha interpuesto dentro del plazo fijado por la normativa. Asimismo, el recurso planteado cumple con las condiciones fijadas en el numeral 1.9.3 del Libro ya citado, que establece que dicho recurso debe contener la exposición de las razones por las que la decisión de CRIE afecta sus intereses y es violatoria de la normativa regional. En el caso presente, EPR ha expuesto por escrito las razones por lo las que a su juicio se ve afectada por la resolución dictada.

Por otro lado, interpone el recurso José Enrique Martínez Albero, quien actúa en su calidad de Apoderado General con Representación de la EPR, calidad que acredita con la certificación del Registro Público de Panamá de 08 de enero de 2016. Por lo que se considera que el mismo cuenta con la representación suficiente para interponer el presente recurso en nombre de EPR.

IV

B. FONDO DEL RECURSO PLANTEADO

1. Componente de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM)

Que sobre los argumentos expuestos, debe indicarse que en su momento la CRIE analizó los dos escenarios presentados por la EPR en su proyección de presupuesto. Sin embargo, el escenario dos que presenta el supuesto presupuesto necesario para cumplir adecuadamente con sus obligaciones no está normado por la regulación regional, por lo tanto no podía ser considerado por la CRIE. Se consideró entonces, el escenario uno propuesto por la EPR, pues es la versión que está de acuerdo con la regulación regional, específicamente con la resolución CRIE-P-19-2013, de 20 de noviembre de 2013, la cual fijó el AOM en 2.72% del costo estándar. Dicha resolución a la fecha está vigente, y es un acto administrativo válido y eficaz, que se encuentra firme dentro de la normativa regional.

Adicionalmente, como en la misma Resolución CRIE 60-2015 quedó establecido, durante el primer trimestre del año 2016 se realizará una actualización del Costo Estándar Anual de la Línea SIEPAC, efectuándose, en consecuencia, los ajustes correspondientes al IAR



2016, los cuales, de conformidad con el principio de irretroactividad de las normas, deberán aplicarse hacia el futuro una vez aprobados.

Con respecto a los 60 días adicionales para cubrir el desfase por el proceso comercial del MER, debe aclararse que los argumentos dados por la CRIE en este punto no son contradictorios, ya que lo expuesto en el considerando de la Resolución CRIE-07-2015 hacía referencia a una recomendación realizada por el CDMER, la cual la CRIE analizó y estimó que no era oportuno aprobar. Por otro lado, el CDMER en la nota CDMER 2013-0418 manifestaba que se debía: *“(...) reconocer por una única vez, por parte de CRIE, el AOM de catorce meses para generar el capital de trabajo de AOM necesario por el desfase adicional de dos meses por el proceso comercial del MER.”*(el resaltado es propio). Por lo tanto, efectivamente, la recomendación del CDMER sí fue para un ejercicio en particular y, a su vez, la CRIE no consideró oportuno adoptar dicha recomendación en su oportunidad.

2. Tributos

La EPR argumenta que el cobro realizado por ETESAL es un tributo, porque no es una obligación contractual resultado de un proceso de negociación entre ETESAL y EPR y, además, porque se fundamenta en la Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso a Usuarios Finales a la Red de Transmisión de El Salvador. Cabe aclarar que en ninguna parte de sus argumentos la EPR cita la norma expresa que habilite dicho cobro.

Según el Art. 103 literal c) de la Norma Técnica citada, el transmisor aprobará la solicitud de interconexión cuando se llegue a un acuerdo sobre las condiciones económicas del contrato de interconexión. De acuerdo al Art. 136, literales h) y l) de la Norma Técnica, el contrato deberá contener como mínimo, entre otros, los pagos correspondientes al arrendamiento de espacio e infraestructura en las instalaciones del transmisor conforme el requerimiento del solicitante y la metodología de ajuste de precios de arrendamiento de instalaciones y periodicidad de aplicación.

No obstante, en el contrato de interconexión E-679 suscrito entre ETESAL y la EPR no se establece los pagos correspondientes al arrendamiento de espacio e infraestructura en las instalaciones del transmisor. En ese sentido, la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones –SIGET– de El Salvador, mediante nota SIGET-GE-2015-08-105, de 11 de agosto de 2015, señala que los cobros de ETESAL a la EPR no se consideran una obligación contractual, pues no aparecen regulados en el contrato de interconexión celebrado entre ambas empresas.



Además, las sumas supuestamente adeudadas no son tasas por uso de instalaciones y prestación de servicios, pues en realidad no existe ninguna norma que, en respeto al principio de legalidad tributaria, establezca esta “tasa” y su cobro. Se reitera que la norma que supuestamente fundamenta el cobro de esta suma, los citados Art. 103 y 136 de la Norma Técnica, lo que establece es que dicha obligación debe ser incluida como parte del contrato que celebren ambas partes, lo que en el caso de ETESAL y EPR no ha sucedido.

Además, según I5.9 del Anexo I del Libro III del RMER, para que los gastos ocasionados por los tributos puedan ser considerados dentro del IAR, deben ser certificados por autoridad competente o auditor independiente contratado para tal efecto, documentación que no ha sido presentada por la EPR para sustentar este punto.

3. Rentabilidad

El literal I5.2 del Anexo I del Libro III del RMER, establece que mientras la CRIE no autorice una metodología de cálculo de la rentabilidad y su respectivo valor, se utilizará la tasa interna de retorno del aporte patrimonial a un valor del 11% durante el periodo de amortización de los créditos con que se financiaron las inversiones asociadas a la construcción. La EPR argumenta que no se ha utilizado la tasa interna de retorno del aporte patrimonial a un valor del 11% tal como lo establece el RMER.

Sin embargo la EPR no toma en cuenta que la CRIE, de acuerdo a lo establecido en el literal citado del RMER, aprobó mediante el resuelve quinto de la Resolución CRIE-08-2011 de fecha 20 de diciembre de 2011, una metodología de cálculo de rentabilidad y su respectivo valor, utilizando un índice de rentabilidad del 11% anual respecto a la inversión del patrimonio de la EPR para cada año y considerando los tramos de la Línea SIEPAC que estuvieren en operación comercial, de acuerdo a lo siguiente:

Año	Resolución	Valor aprobado USD
2012	CRIE-08-2011	4,799,558
	CRIE-P-22-2012	-103,085
2013	CRIE-NP-05-2013	5,169,451
	CRIE-P-2013	100,186
2014	CRIE-P-23-2013	5,134,962
	CRIE-P-17-2014	635,155
2015	CRIE-40-2014	6,435,000
2016	CRIE-60-2015	6,435,000

El detalle de la Rentabilidad para el período 2012-2016 por año se presenta en la tabla siguiente, notando que a partir de 2015 entraron en operación comercial todos los tramos de la Línea SIEPAC:

Año	Aportes y dividendos USD	Rentabilidad respecto a la Inversión (USD 58,500,000)
2012	4,696,473	8%
2013	5,269,637	9%
2014	5,770,117	10%
2015	6,435,000	11%
2016	6,435,000	11%

Por lo tanto, se concluye que la CRIE está aplicando una metodología para el cálculo de la rentabilidad que fue aprobada desde 2012, razón por la cual es inválido argumentar que se debe utilizar la tasa interna de retorno del aporte patrimonial a un valor del 11%. Es importante aclarar que esta metodología por parte de la CRIE se ha considerado transitoria y que mediante la resolución impugnada se ha instruido al Secretario Ejecutivo para desarrollar en el primer semestre del año 2016 la metodología de cálculo de la Rentabilidad.

4. Valor Esperado de Indisponibilidad (VEI)

El Régimen de Calidad del Servicio de Transmisión del que es parte el Valor Esperado por Indisponibilidad (VEI), está diseñado para aplicarse a toda la Red de Transmisión Regional (RTR) de acuerdo a lo establecido en el número 6 del Libro III del RMER. Para calcular el VEI se requiere determinar los Costos Unitarios Estándar de la RTR, el Costo Estándar Anual de la RTR y considerar los Objetivos de Calidad del Servicio de Transmisión de la RTR propuestos por el EOR y finalmente se determina el monto del VEI para cada uno de los elementos de la RTR. Asimismo, para la aplicación del VEI se requieren procedimientos o mecanismos para el registro periódico de las indisponibilidades y el cálculo de los descuentos mensuales del VEI, todo lo anterior está en un proceso coordinado de desarrollo por parte de la CRIE y el EOR.

En cuanto al principio de gradualidad y de conformidad a lo establecido en el RMER, dicha gradualidad se refiere a una aplicación progresiva del régimen de calidad y sus compensaciones a todas las instalaciones de transmisión que pertenecen a la RTR, incluyendo a la Línea SIEPAC. Por otra parte, el valor presentado por la EPR no está apegado a lo que establece la regulación regional.

En conclusión, por las razones antes expuestas, no es posible que se apruebe el VEI para el año 2016 para la Línea SIEPAC.

V

Que visto todo lo anterior, queda claro que no existen méritos para reponer en los términos solicitados por la EPR la resolución CRIE-60-2015.

VI

Que en sesión a distancia 74 de 11 de febrero de 2016, la Junta de Comisionados de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, sobre la base del informe No. Informe GM-GT-GJ-01-02-2016 de fecha 01 de febrero de 2016 de las Gerencias de Mercado, Técnica y Jurídica, que recomendaron declarar sin lugar el recurso de reposición presentado por la Empresa Propietaria de la RED-EPR-, en contra de la resolución CRIE-60-2015 de fecha 18 de diciembre de 2015, se acordó dictar la presente resolución.

POR TANTO:

Con base en lo considerado y en uso de las facultades que le confiere el artículo 23, literales c) y p) del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, el número 1.9 del Libro IV del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional –RMER- y, disposiciones relativas a la toma de acuerdos y resoluciones por la Junta de Comisionados contenido en el Reglamento Interno de CRIE, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica,

RESUELVE:

PRIMERO. ACOGER la recomendación de las Gerencias de Mercado, Técnica y Jurídica de la CRIE, incluida en el Informe conjunto No. GM-GT-GJ 01-02-2016 del 01 de febrero de 2016, que sirve como fundamento de la presente resolución.

SEGUNDO. DECLARAR SIN LUGAR, el recurso de reposición presentado por la Empresa Propietaria de la Red –EPR-, en contra de la resolución CRIE-60-2015 que aprueba el Ingreso Autorizado Regional para el año 2016, de fecha 18 de diciembre de 2015, emitida por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE-.

TERCERO. CONFIRMAR en cada una de sus partes el contenido de la resolución CRIE-60-2015, por medio de la cual se aprobó el Ingreso Autorizado Regional para el año 2016,

dictada por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE-, el 18 de diciembre de 2015.

CUARTO. INFORMAR a la Empresa Propietaria de la Red -EPR-, en relación con los cobros realizados por la Empresa Transmisora de El Salvador S. A. de C. V., que en caso de que tenga nuevos elementos de juicio sobre este tema, podrá presentarlos a la CRIE para su análisis y consideración.

NOTIFÍQUESE: A la Empresa Propietaria de la Red –EPR- y al Ente Operador Regional.

PUBLÍQUESE en la página web de la CRIE.

11 de febrero de 2016”

Quedando contenida la presente certificación en diez (10) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en la ciudad de Guatemala, República de Guatemala, el día viernes doce de febrero de dos mil dieciséis.

Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO