

NOTIFICACIÓN / ICE

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA (CRIE)

POR MEDIO DE LA PRESENTE EL DÍA DE HOY NOTIFICO POR CORREO ELECTRÓNICO AL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD, -ICE-, LA RESOLUCIÓN NÚMERO CRIE-02-2016, EMITIDA EL 21 DE ENERO DE 2016.

EN LA CIUDAD DE GUATEMALA, REPÚBLICA DE GUATEMALA, EL 01 DE FEBRERO DE 2016.

POR CORREO ELECTRÓNICO ENVIADO AL INGENIERO LUÍS PACHECO MORGAN, GERENTE DE ELECTRICIDAD DEL ICE.

DOY FE.



GIOVANNI HERNÁNDEZ
SECRETARIO EJECUTIVO

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

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-02-2016, emitida el 21 de enero de dos mil dieciséis, donde literalmente dice:

“COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CRIE-02-2016

RESULTANDO:

I

Que el día 2 de febrero de 2015 el Instituto Costarricense de Electricidad –ICE- remitió memorial identificado como 0510-0064-2015 denominado Gestión Extraordinaria Tendiente a la nulidad en la Asignación de Derechos Firmes Anuales según el concurso A1501 para el Agente 5GICE, exponiendo los argumentos de su inconformidad con dicho concurso y mediante la cual hizo una petitoria de los siguientes puntos:

- a) Que la CRIE reconozca y declare la existencia de un vicio de nulidad en la asignación de Derechos Firmes –DF- anuales según el concurso A1501 para el agente 5GICE, y que instruya al Ente Operador Regional –EOR- a devolver la garantía de participación ejecutada.
- b) Que no se derive de esta situación consecuencias que cambien los términos bajo los cuales el ICE pueda participar en concursos futuros.
- c) Dadas las inconsistencias y omisiones demostradas en la aplicación del modelo de asignación de DF anuales y la metodología establecida por la Resolución CRIE-P-26-2014 y sus Anexos, el ICE recomienda su derogación, y que se implemente el mecanismo de subastas de Derechos de Transmisión –DT- según modelo del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional –RMER-.

II

Que a través del Informe SV-011-2015 del 7 de julio de 2015, la Unidad de Supervisión y Vigilancia del MER, manifiesta que se realizó el análisis correspondiente en el cual se verificó que la asignación realizada por el EOR cumplió con lo establecido en la Resolución CRIE-P-26-2014 y con la metodología desarrollada en la misma. Que la asignación fue realizada de acuerdo con el procedimiento y modelo aprobado por Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE-, en consecuencia, las cantidades de potencia asignadas son el resultado de la maximización de los ingresos totales considerando las restricciones de trasmisión, todo esto en cumplimiento de la función objetivo del modelo de optimización. Por tal razón, se concluye que el EOR aplicó los criterios técnicos



adecuadamente y no es procedente un nuevo proceso de asignación de Derechos Firmes- DF-. Que mediante informe GJ-18-2015 de 27 de noviembre de 2015, la Gerencia Jurídica recomienda rechazar la solicitud del ICE Gestión Extraordinaria Tendiente a la nulidad en la Asignación de Derechos Firmes Anuales según el concurso A1501, pues los argumentos para solicitar la anulación de la asignación de DF anuales de diciembre de 2015 carecen de validez técnica y jurídica

CONSIDERANDO

I

Que como fundamento de su gestión extraordinaria de nulidad, el ICE reitera los argumentos presentados en sus impugnaciones ante el Ente Operador Regional –EOR-: la potencia fija del DF anual y el precio regulado.

II

En cuanto al concepto de potencia fija

Que, de acuerdo a lo alegado por el ICE, en la definición contenida en el artículo 3 de la Resolución CRIE-P-26-2014, la potencia de inyección y retiro deben mantenerse fijas por todo el período de asignación. Sin embargo, el EOR rechazó la impugnación del ICE, argumentando principalmente que la Resolución CRIE-P-26-2014 no establece el principio de que la potencia horaria debe mantenerse fija, sustentando su posición el numeral 3.1.1 y D5.2 del Anexo 2 de la Resolución CRIE-P-26-2014.

A criterio del ICE, la aplicación que hace el EOR del numeral 3.1.1 es incorrecta porque la capacidad operativa para la asignación de un DF anual de un tramo entre Guatemala y Panamá tendría que haber sido cero para todo el año, debido a que ese era el menor valor de la capacidad de importación a Panamá. Añade que la aplicación del numeral D5.2 del Anexo 2 de la Resolución citada debe complementarse con lo indicado en los artículos 8.2.1 y 8.2.6, inciso b) del Libro III y el numeral D.5.2 del Anexo D del Libro III del RMER, debido a que se trata de una adaptación del RMER que no lo contradice, y donde se sustituye la palabra “subasta” por “asignaciones”.

Agrega que si bien el EOR argumenta que la asignación de los DF obtenida en dos sub-periodos de seis meses es posible según el numeral D5.2, el operador regional omite considerar en su Resolución 03-2014 del 9 de diciembre de 2014, que de acuerdo con el artículo 8.2.6 inciso b) debió, un mes antes de la asignación de los DF, haber puesto a disposición de los interesados, entre otros elementos: la cantidad de sub períodos y sus respectivos “n” meses.

III

Que en cuanto a este argumento, la CRIE debe iniciar indicando que las Capacidades Operativas de Transmisión fueron puestas en conocimiento de los agentes publicando los valores correspondientes al primer semestre y segundo del 2015, los cuales solo se diferenciaban por el valor determinado de

Norte a Sur entre Costa Rica y Panamá, de conformidad con lo indicado en el numeral 8.2.1 y 8.2.6, literal b), del Libro III del RMER, como se muestra en los siguientes cuadros:

Máximas capacidades Operativas de Transferencia de enero a junio 2015

GUATEMALA - EL SALVADOR		GUATEMALA - HONDURAS		EL SALVADOR - HONDURAS	
MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF F S-N
110	160	90	160	64	130

HONDURAS - NICARAGUA		NICARAGUA - COSTA RICA		COSTA RICA - PANAMÁ	
MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N
40	70	64	40	72	210

Máximas capacidades de Transferencia de Julio a diciembre 2015

GUATEMALA - EL SALVADOR		GUATEMALA - HONDURAS		EL SALVADOR - HONDURAS	
MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N
110	160	90	160	64	130

HONDURAS - NICARAGUA		NICARAGUA - COSTA RICA		COSTA RICA - PANAMÁ	
MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N	MAX TRANSF N-S	MAX TRANSF S-N
40	70	64	40	0	210

IV

Que en relación a lo señalado por ICE, la CRIE procedió a verificar la aplicación de lo establecido en la Resolución CRIE-P-26-2014, especialmente la aplicación del modelo de optimización que utiliza la función objetivo del modelo que es maximizar el monto total recolectado, teniendo como restricción la transmisión y los DF previamente asignados, establecido en el numeral D4.2.1 del Anexo 2 de dicha Resolución:

Maximizar (Compra DFPP + Compra DF – Venta DFPP-Venta DF)

$$\max \left(\sum_j (C_j \alpha_j - \psi_j cper_j) + \sum_k (C_k \alpha_k - \psi_k cper_k) - \sum_l (C_l \delta_l) - \sum_q (C_q \delta_q) \right)$$

Donde:

- α_k : Variable de asignación porcentual de potencia de cada solicitud de DF k
- ψ_k : Variable de asignación porcentual de pérdidas de transmisión de cada solicitud de DF k
- C_k : Precio regulado de cada solicitud de DF k
- $cperk$: Precio regulado de cada solicitud de DF k

En el siguiente cuadro resumen se muestran las potencias solicitadas por cada uno de los agentes en la asignación anual del 5 de diciembre de 2014:



Código Agente	Nodo Inyección	Nodo Retiro	Potencia Solicitada	Precio Regulado	Área Inyección	Área Retiro	\$/MW	SENTIDO
1GGENBIOEN	1126	28181	10	\$144,958.80	1	2	\$14,495.88	N-S
1GGENBIOEN	1126	28181	10	\$144,958.80	1	2	\$14,495.88	N-S
1GGENBIOEN	1126	28181	5.5	\$79,727.34	1	2	\$14,495.88	N-S
1GGENINGS	1126	6002	39	\$9,413,436.24	1	6	\$241,370.16	N-S
1GGENINGS	1126	28161	10	\$75,278.40	1	2	\$7,527.84	N-S
2C_C12	1126	28161	30	\$225,835.20	1	2	\$7,527.84	N-S
2C_C03	1126	28161	15	\$112,917.60	1	2	\$7,527.84	N-S
2C_C03	1126	28161	10	\$75,278.40	1	2	\$7,527.84	N-S
2C_C11	1126	28161	10	\$75,278.40	1	2	\$7,527.84	N-S
2C_C08	1710	28161	4.5	\$8,010.90	1	2	\$1,780.20	N-S
2C_C08	1126	28161	19	\$143,028.96	1	2	\$7,527.84	N-S
2C_C07	1126	28161	30	\$225,835.20	1	2	\$7,527.84	N-S
2C_C06	1126	28161	35	\$263,474.40	1	2	\$7,527.84	N-S
5GICE	1126	50900	25	\$2,801,613.00	1	5	\$112,064.52	N-S
5GICE	1126	50900	9	\$1,008,580.68	1	5	\$112,064.52	N-S
5GICE	1126	50900	6	\$672,387.12	1	5	\$112,064.52	N-S

En este cuadro se observa que en el nodo 1126 de Norte a Sur, además de las ofertas de ICE, se presentaron otras ofertas con precios regulados más altos: el agente San Diego, S.A (1GGENINGS) ofertó 39 MW a \$241,370.16/MW, el Instituto Costarricense de Energía –ICE- (5GICE) ofertó 40 MW a \$112,064.52/MW y Biomass Energy, S.A. (1GGENBIOEN) ofertó 25.5MW a \$14,495.88/MW.

El valor total de la oferta del ICE fue de US\$4,482,580.80 y, de acuerdo con lo establecido en la normativa, constituyó una garantía de US\$450,000, tal como se indica en el siguiente cuadro:

Agente solicitante	MW solicitado	Precio Regulado (US\$)	GSDf Mínima (US\$)	GSDf Constituida (US\$)
ICE	25	2,801,613.00	280,161.30	281,250
ICE	9	1,008,580.68	100,858.07	101,250
ICE	6	672,387.12	67,238.71	67,500
Totales	40	4,482,580.80	448,258.08	450,000

GSDf: Garantía de Solicitud de Compra.

V

Que con información remitida por el EOR, la CRIE procedió a verificar los datos de entrada del modelo para las asignaciones las cuales se introducen con periodicidad mensual. Se presenta un resumen para estos los meses de enero y de julio de 2015.



ENERO 2015									
ID_OFERTA	BUS_INY	BUS_RET	ENERGIA	PRECIO	PERDIDAS	DESCUENTOS	ID_SESION	ID_SESION_P	ID_SUBASTA
1	20	381	0.10000	8.43172	0.00500	0.42159	98,541	98,541	A1501
6	20	381	0.30000	25.29516	0.01500	1.26476	98,541	98,541	A1501
7	20	381	0.30000	25.29516	0.01500	1.26476	98,541	98,541	A1501
8	20	381	0.10000	8.43172	0.00500	0.42159	98,541	98,541	A1501
9	20	381	0.15000	12.64758	0.00750	0.63238	98,541	98,541	A1501
10	20	381	0.19000	16.02027	0.00950	0.80101	98,541	98,541	A1501
12	20	381	0.10000	8.43172	0.00500	0.42159	98,541	98,541	A1501
13	20	381	0.35000	29.51102	0.01750	1.47555	98,541	98,541	A1501

JULIO 2015									
ID_OFERTA	BUS_INY	BUS_RET	ENERGIA	PRECIO	PERDIDAS	DESCUENTOS	ID_SESION	ID_SESION_P	ID_SUBASTA
1	20	381	0.10000	8.43172	0.00500	0.42159	98,547	98,547	A1501
6	20	381	0.30000	25.29516	0.01500	1.26476	98,547	98,547	A1501
7	20	381	0.30000	25.29516	0.01500	1.26476	98,547	98,547	A1501
8	20	381	0.10000	8.43172	0.00500	0.42159	98,547	98,547	A1501
9	20	381	0.15000	12.64758	0.00750	0.63238	98,547	98,547	A1501
10	20	381	0.19000	16.02027	0.00950	0.80101	98,547	98,547	A1501
12	20	381	0.10000	8.43172	0.00500	0.42159	98,547	98,547	A1501
13	20	381	0.35000	29.51102	0.01750	1.47555	98,547	98,547	A1501

Con la aplicación de la ecuación de optimización la asignación de la potencia (maximizar ingresos, o escoger el precio más alto), que a la vez considera la asignación de pérdidas (minimizar pérdidas) y las restricciones de transmisión, se procedió a verificar si las asignaciones realizadas presentaban la lógica del modelo.

Aparte de la verificación de entrada y salida de los datos en el modelo, considerando la restricción de la capacidad de transmisión, la CRIE verificó la suma de la potencia de las solicitudes de compra para entre los nodos 1126 y 28161 que fue de 159 MW, con respecto a la máxima capacidad de transferencia N-S publicada entre Guatemala y El Salvador que es de 110 MW.

La potencia de San Diego de 39 MW entre Guatemala y Panamá, fue asignada cumpliendo con la optimización de ingresos; la siguiente asignación por precio fue del ICE, que corresponde a 0.042, limitada por la capacidad N-S entre Nicaragua y Costa Rica de 40 MW, y la asignación previa de 39 MW. La siguiente asignación por precio fue de 25.5 MW a Biomass Energy. El total asignado en toda la región fue de 122.959 MW, tal como lo muestra el siguiente cuadro:

NODO INYECCION	NODO RETIRO	[MW]		
		ENERO	FEBRERO	MARZO
GUATEMALA (1126)	EL SALVADOR (28161)	58.417	58.417	58.417
GUATEMALA (1126)	EL SALVADOR (28181)	25.5	25.5	25.5
GUATEMALA (1126)	COSTA RICA (50900)	0.042	0.042	0.042
GUATEMALA (1126)	PANAMA (6002)	39	39	39
		122.959	122.959	122.959

De estas asignaciones se tiene que al ICE de Costa Rica se asignó 0.042MW. Entre Guatemala y El Salvador el total de potencia asignada fue de 83.917MW y entre Guatemala y Panamá fue de 39MW.



VI

Que en el literal D5.2 del Anexo 2 de la Resolución CRIE-P-26-2014 se establece que: *“en las asignaciones de DT con períodos de validez anuales la configuración de la RTR podrá cambiar cada mes. En ese caso el EOR definirá una matriz H o un conjunto de parámetros de las ecuaciones (4)-(5) para cada intervalo de tiempo en el cual la RTR se pueda considerar fija. La PFS deberá incluir todos los estados que resultan de las diferentes configuraciones de la RTR, es decir, podrá haber un conjunto de ecuaciones (3) a (12) según el caso que deberán satisfacer en forma simultánea”*

En el numeral 3.1.1 de esta misma resolución además se establece: *“...El valor de la capacidad operativa de cada escenario se calculará considerando los valores de máximas transferencias de potencia entre áreas de control con capacidad de importación, exportación y porteo de los países resultantes del estudio de seguridad operativa y vigente a la fecha de adjudicación de los DF's...”*

A juicio de la CRIE, el cálculo de la capacidad operativa de transmisión entre áreas de control se calculó en base a lo establecido en los numerales 3.1.1, 3.1.2 y 3.1.3 del Procedimiento de Aplicación de los CRPS, considerando los valores de máximas transferencias entre áreas de control y capacidad de porteo de los países, resultantes del estudio de seguridad operativa. La capacidad operativa de transmisión entre áreas de control denominada máximas transferencias, utilizadas para las asignaciones de DF, fueron las calculadas por el EOR para el primer y segundo semestre de 2015, según lo indicado en dicho procedimiento. Por lo anterior, los agentes podían hacer solicitudes de asignaciones de acuerdo a las capacidades para cada semestre.

VII

Que la normativa establece que se incluya en el modelo de asignación de DF los cambios previstos en las capacidades de máximas transferencias y que las asignaciones no pueden exceder la capacidad operativa de transmisión. De acuerdo con la normativa, en el proceso de asignación de los DT la solicitud de los agentes se ingresa a un modelo matemático a fin de ser considerada en el proceso de asignación, en el cual los resultados se obtienen de acuerdo a un proceso de optimización que no garantiza la asignación en las cantidades solicitadas. Sobre este proceso de asignación anual y no semestral, ya se explicó que la CRIE verificó la consistencia del modelo y de la aplicación de la formulación matemática.

De todo lo anterior, se concluye que no es cierto que la potencia de inyección y retiro deben mantenerse fijas por todo el período de asignación de un DF anual. La asignación se realiza de acuerdo a la capacidad operativa que fue publicada y como en el presente caso está varió de un semestre a otro, potencia asignada también varió.

VIII

En cuanto al precio regulado

Que por otra parte, el ICE indica que los DF resultantes fueron conciliados con un precio distinto al regulado y publicado por el EOR.

Con la herramienta puesta disposición de los agentes por el propio EOR, el ICE calculó que para obtener tres DF anuales, por un total de 40 MW en un tramo desde el nodo de Moyuta (Guatemala) a Garabito (Costa Rica), tendría que pagar un monto de US\$ 4,482,580.80 y de acuerdo a su uso, obtendría un beneficio económico. Este resultado era consistente con la información de precios nodales mensuales que puso el EOR. De acuerdo con los resultados obtenidos y publicados por el EOR, la asignación de los DF del ICE resultaron 0.042 MW para el primer semestre y 39.483 MW para el segundo semestre de 2015. Según el ICE, el monto anual que el EOR debió calcular para el ICE debió ser de US\$532,062.86. No obstante en el reporte de resultados para la asignación de DF anual se aprecia que se utiliza una referencia de precio distinta a lo informado y publicado, previo al concurso. El ICE presenta un cuadro corrigiendo el precio del nodo de retiro 50900.

IX

Que respecto a este cuestionamiento, está claramente establecido que en la Resolución CRIE-P-26-2014 que “para el caso de los DF con periodo de vigencia de un año, el valor de la oferta será la sumatoria de todos los valores mensuales calculados...”; por otro lado, como ya se mencionó con anterioridad, las asignaciones no pueden exceder la capacidad operativa de transmisión, y ésta cambia de mes a mes, por lo que ambas variables estaban concebidas de esta manera en el modelo descrito en la Resolución aprobada.

Adicionalmente se debe considerar que en la sección de “Pagos a los compradores y vendedores de DT” del numeral D7.1.2 del Anexo 2 a la Resolución CRIE-P-26-2014, se establece la formulación del pago o conciliación que deberán realizar los compradores de DF (PDF), el cual solo toma en cuenta los precios marginales del proceso de optimización y la potencia y pérdidas asignadas, de tal forma que este monto puede ser menor (distinto) al precio regulado.

X

Violación del principio de Confianza Legítima

Que por último, el ICE indica que ha sido afectado económicamente con los resultados de una proceso de asignación de Derechos Firmes que se apartó del principio de transparencia, ya que el EOR no sólo incumplió con su obligación de poner a disposición de los agentes del MER información crucial para valorar su participación dentro de dicho proceso, sino que también, de forma arbitraria y sin fundamento, violentó el concepto de potencia fija del DF y realizó una conciliación de los DF con precio distinto del regulado.

Señala que la emisión del este acto del EOR debió realizarse con apego a los principios de satisfacción del interés público, igualdad, libre competencia y publicidad, principios que han sido violentados con las actuaciones arbitrarias demostradas y que se ha vulnerado el Principio de Confianza legítima o Seguridad Jurídica o Buena Fe y que en este caso concreto consistió en la desaplicación de normativa puesta en conocimiento de los actores del mercado.

XI

Que sobre este punto, ha quedado establecido que no es cierto que el EOR actuó sin fundamento violando el supuesto concepto de “potencia fija del DF” o que realizó una conciliación de los DF con precio distinto del regulado. Por el contrario, el análisis correspondiente ha permitido concluir que las actuaciones del EOR en el presente caso se apegaron a la normativa regional aplicable al caso y contenida en la citada resolución CRIE-P-26-2014 y en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

XII

Que esta Comisión considera importante mencionar que previo al proceso de asignaciones de DF, con la finalidad de dar a conocer el procedimiento de aplicación de los CRPS, el EOR realizó un periodo de pruebas durante el mes de octubre de 2014, por medio de la nota EOR-DE-16-10-2014-977 incluso informó a los OS/OM'S que se había ampliado a un máximo de quince por país, el número de presentación de solicitudes de los DF, además el EOR programó un ciclo de videoconferencias con los OS/OM y sus Agentes, entre el 23 y el 28 de octubre de 2014.

Adicionalmente, la CRIE realizó dos talleres de divulgación, uno realizado en la ciudad de Panamá en forma presencial y transmitido vía WEB a toda la región, en el cual personal del ICE asistió y el otro en la ciudad de Guatemala, en forma presencial, en los cuales se logró una amplia participación de Agentes, Operadores de Sistema y Mercado y Entidades Reguladoras, estas presentaciones se complementaron con ejemplos prácticos, mesas de discusión de la metodología de CRPS y DF, así como, su programa y procedimiento de aplicación. Por lo que no es válido argumentar, como lo plantea el ICE, que no se tuvo oportunidad de pruebas y que los resultados son inesperados.

XIII

En cuanto a la declaración del vicio de nulidad y las otras petitorias

Que como ha quedado señalado, se considera que no es cierto que el EOR actuó sin fundamento o violando el supuesto concepto de “potencia fija del DF” o que realizó una conciliación de los DF con precio distinto del regulado. Por el contrario, el análisis correspondiente ha permitido concluir que las actuaciones del EOR en el presente caso se apegaron a la normativa regional aplicable al caso y contenida en la citada resolución CRIE-P-26-2014 y en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

Se considera que no se configura la causal establecida en el numeral 3.3.5 del Procedimiento de Aplicación de los CRPS y sus DF alegada por el ICE: “el programa de selección de solicitudes se ejecutó con datos distintos a los informados por el EOR en el momento de la convocatoria a presentación de solicitudes” y, por tanto, no se puede acceder a la declaración del vicio de nulidad alegado.

En cuanto a la solicitud de la devolución de la garantía ejecutada, el numeral 3.3.10 del Procedimiento de Aplicación de los CRPS y sus DF, claramente indica que si el agente adjudicatario no realiza el

pago del DF asignado, el EOR procederá con la ejecución de la garantía de la solicitud de compra del DF y anulará la asignación de DF. Precisamente, en el presente caso el ICE no realizó el pago del DF luego de que le fuera asignado, y, por tal razón, el EOR ejecutó la garantía correspondiente. No procede la devolución de la misma, pues, como se ha dicho, se considera que las actuaciones del EOR en el presente caso se apegaron a la normativa regional aplicable y que no existe el vicio de nulidad alegado.

XIV

Que por otra parte, el ICE solicita que no se derive de esta situación consecuencias que cambien los términos bajo los cuales pueda participar en concursos futuro. No obstante, la consecuencia del no pago del DF asignado al ICE estaba claramente definida en el numeral 3.3.11 del Procedimiento de Aplicación de los CRPS, que indicaba que el agente que incumpliera el pago por una asignación de DF y solicitara DF en convocatorias posteriores, debería presentar garantías por el 100% del total del valor de la oferta de compra de DF, por lo que comprobado que no existió justificación para el no pago del DF por parte del ICE, corresponde declarar sin lugar esta petición.

XV

Que en cuanto a la petición para que derogue la Resolución CRIE-P-26-2014 y sus Anexos, y que se implemente el mecanismo de subastas de DT según modelo del RMER, puede indicarse que la CRIE mediante resolución CRIE-46-2014 de 13 de noviembre de 2015, modificada por la resolución CRIE-51-2015 de 20 de noviembre de 2015, la CRIE emitió el Procedimiento de aprobación de Contratos Firmes y Derechos Firmes, el cual implementa el mecanismo de subastas de DT según el modelo del RMER.

XVI

Que por último, debe hacerse mención al memorial remitido por el ICE identificado como 0510-834-2015 de 2 de julio de 2015, en el cual el ICE reitera su solicitud hecha mediante el memorial como 0510-0064-2015, y, además, indica que existen evidencias que la metodología establecida en la resolución CRIE-P-26-2014 ha resultado inconveniente y que, en el fondo, la falta de puja en el precio vino a distorsionar la distribución de los DF vulnerándose el Principio de Trato Igualitario.

XVII

Que en relación con este punto, de acuerdo a las constancias relativas al presente asunto, debe quedar claro que cuando el ICE participó en el proceso de asignación de DF, regido bajo la Resolución CRIE-P-26-2014, debió conocer que se sometía a un proceso en el cual, esa solicitud iba a ser ingresada a un modelo matemático y sería considerada en el proceso de asignación de DF, y que lo anterior de ninguna manera garantizaba que se le asignaría toda la potencia ni por todo el periodo solicitado. Tal como se indica en el numeral 2.3.4 del Procedimiento de Aplicación de los Contratos Regionales con Prioridad de Suministro-CRPS- y sus Derechos Firmes: "Al día hábil siguiente del plazo establecido en el numeral 3.2.9, el EOR introducirá al programa de optimización las solicitudes de DF aceptadas y

publicará los resultados de la asignación”. Adicionalmente, se expuso en el Procedimiento mencionado, que el total de los DF asignados no superarían la Capacidad Operativa de Transmisión, con lo que se evidencia que no existía garantía de asignación total de lo solicitado pues la misma está sujeta a restricciones físicas obvias.

XVIII

Que en sesión presencial número 98, realizada los días jueves 21 y viernes 22 de enero de 2016, la Junta de Comisionados de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, sobre la base de los informes SVM-011-2015 del 7 de julio de 2015, de la Unidad de Supervisión y Vigilancia del MER, y GJ-18-2015 de 27 de noviembre de 2015, de la Gerencia Jurídica, que recomiendan rechazar la solicitud del ICE Gestión Extraordinaria Tendiente a la nulidad en la Asignación de Derechos Firmes Anuales según el concurso A1501, acordó dictar la presente resolución.

POR TANTO:

La CRIE, acogiendo las recomendaciones de la Unidad de Supervisión y Vigilancia del MER y de la Gerencia Jurídica, contenidas en los informes SV-011-2015 y GJ-18-2015, con base en lo considerado y en las normas citadas del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, resolución CRIE-P-26-2014 y disposiciones específicas del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional,

RESUELVE:

PRIMERO: ACOGER la recomendación de la Unidad de Supervisión y Vigilancia del MER y de la Gerencia Jurídica, contenida en los informes SV-011-2015 de 7 julio y GJ-18-2015 de 27 de noviembre de 2015.

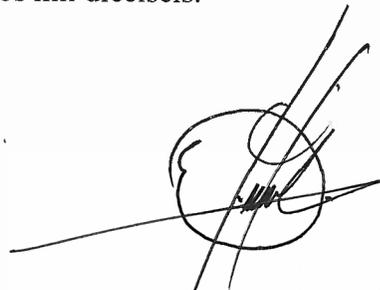
SEGUNDO: DECLARAR SIN LUGAR la solicitud del Instituto Costarricense de Electricidad para que se reconozca y declare la existencia de un vicio de nulidad en la asignación de Derechos Firmes – DF- anuales según el concurso A1501, y que se instruya al Ente Operador Regional –EOR- a devolver la garantía de participación ejecutada, interpuesta a través de la Gestión Extraordinaria Tendiente a la nulidad en la Asignación de Derechos Firmes Anuales según el concurso A1501.

TERCERO. VIGENCIA. Esta Resolución entrará en vigor a partir de su notificación.

NOTIFÍQUESE al Instituto Costarricense de Electricidad -ICE- y al Ente Operador Regional -EOR-.

PUBLÍQUESE en la página web de la CRIE.”

Quedando contenida la presente certificación en once (11) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en la ciudad de Guatemala, República de Guatemala, el día lunes primero de febrero de dos mil dieciséis.



Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo

