

ALCANCE N° 16

PODER LEGISLATIVO

LEYES

N° 9409

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

PODER LEGISLATIVO

LEYES

**ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA
REPÚBLICA DE COSTA RICA**

PLENARIO

**AUTORIZACIÓN AL INSTITUTO DE DESARROLLO RURAL (INDER)
PARA QUE CONDONE LAS DEUDAS ADQUIRIDAS ANTES
DEL 31 DE DICIEMBRE DE 2005 CON EL INSTITUTO DE
DESARROLLO AGRARIO (IDA) POR EL
OTORGAMIENTO DE TIERRAS**

DECRETO LEGISLATIVO N.º 9409

EXPEDIENTE N.º 18.875

SAN JOSÉ - COSTA RICA

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**AUTORIZACIÓN AL INSTITUTO DE DESARROLLO RURAL (INDER)
PARA QUE CONDONE LAS DEUDAS ADQUIRIDAS ANTES
DEL 31 DE DICIEMBRE DE 2005 CON EL INSTITUTO DE
DESARROLLO AGRARIO (IDA) POR EL
OTORGAMIENTO DE TIERRAS**

ARTÍCULO 1.- Se autoriza a la Junta Directiva del Instituto de Desarrollo Rural (Inder), por el término de dos años, contados a partir de la publicación del reglamento de esta ley, para que condone parcial o totalmente las deudas pendientes de pago por concepto del principal e intereses corrientes, moratorios y póliza, por la asignación, a título oneroso, de predios otorgados antes del 31 de diciembre de 2005 por el Instituto de Tierras y Colonización (ITCO) o el Instituto de Desarrollo Agrario (IDA), a personas físicas o jurídicas; aunque los títulos de propiedad e inscripción se hubieran registrado con posterioridad a esa fecha.

ARTÍCULO 2.- El Instituto de Desarrollo Rural (Inder) procederá, de oficio, a la condonación total de las deudas, de aquellas obligaciones de personas físicas o jurídicas beneficiarias de tierra, cuyo monto total adeudado a la fecha de entrada en vigencia de esta ley sea inferior o igual a seis millones de colones.

ARTÍCULO 3.- Las personas físicas o jurídicas, cuyo monto total adeudado a la fecha de entrada en vigencia de esta ley sea superior a seis millones, podrán solicitar ante el Instituto de Desarrollo Rural (Inder) la condonación de un cincuenta por ciento (50%) de sus deudas.

ARTÍCULO 4.- Para la obtención de los beneficios suscritos en el artículo 3 de la presente ley, se deben cumplir los siguientes requisitos:

- a) Solicitud del beneficio de condonación ante el Instituto de Desarrollo Rural (Inder).
- b) Aceptación del acuerdo para readecuación del saldo al descubierto.
- c) Justificar el uso actual de la propiedad, según uno o varios de los objetivos del desarrollo rural establecidos en la Ley N.º 9036.
- d) Ninguna persona física o jurídica podrá recibir más de una condonación, sea total o parcial, a excepción de que adicionalmente se contemple un lote para vivienda.

e) En el caso de personas jurídicas deberán presentar estados financieros que corroboren su imposibilidad de hacer frente total o parcialmente a la deuda.

ARTÍCULO 5.- El levantamiento de los gravámenes ante el Registro Público, relacionados con las operaciones que vayan a condonarse en su totalidad, lo realizará el Instituto de Desarrollo Rural (Inder) a título gratuito, como parte de su actividad ordinaria, vía exhorto o por el mecanismo tecnológico que el Instituto establezca con el Registro Público para tales fines.

ARTÍCULO 6.- Se autoriza al Instituto de Desarrollo Rural (Inder) para que gire al Fondo de Desarrollo Rural los recursos recibidos por concepto de pagos realizados, que no hayan sido aplicados a las operaciones respectivas por no poderse identificar el deudor.

TRANSITORIO I.- La presente ley será reglamentada en un plazo máximo de noventa días naturales.

TRANSITORIO II.- Se autoriza al Instituto de Desarrollo Rural (Inder) para que contrate notarios y otro personal de apoyo durante el periodo de vigencia de la presente ley para que realicen los procesos derivados de esta.

Rige a partir de su publicación.

ASAMBLEA LEGISLATIVA.- Aprobado a los siete días del mes de noviembre de dos mil dieciséis.

COMUNÍCASE AL PODER EJECUTIVO



Antonio Alvarez Desanti
PRESIDENTE



Gonzalo Alberto Ramirez Zamora
PRIMER SECRETARIO



Marta Arabela Arauz Mora
SEGUNDA SECRETARIA

fr.-

Dado en la Presidencia de la República, San José, a los dieciocho días del mes de noviembre del año dos mil dieciséis.

Ejecútese y publíquese.



LUIS GUILLERMO SOLIS RIVERA

FELIPE ARGUEDAS GAMBOA
Ministro a.i. de Agricultura y Ganadería

1 vez.—(IN2017103075).

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

INTENDENCIA DE ENERGÍA

RIE-001-2017 a las 14:42 horas del 10 de enero de 2017

APLICACIÓN DE OFICIO DE LA *"METODOLOGÍA DE FIJACIÓN DE TARIFAS PARA GENERADORES PRIVADOS (LEY 7200) QUE FIRMIEN UN NUEVO CONTRATO DE COMPRA Y VENTA DE ELECTRICIDAD CON EL ICE"*

ET-071-2016

RESULTANDO:

- I. Que el 7 de mayo del 2010, mediante resolución RJD-009-2010, se aprobó la *"Metodología de fijación de tarifas para generadores privados (Ley 7200) que firmen un nuevo contrato de compra y venta de electricidad con el ICE"*, publicada en La Gaceta Nº 109 del 7 de junio del 2010. Modificada mediante resolución RJD-027-2014 publicada en el Alcance No. 10 a La Gaceta No. 65 del 02 de abril de 2014.
- II. Que el 11 de diciembre de 2015, mediante resolución RIE-124-2015, la Intendencia de Energía resolvió fijar las tarifas vigentes para los generadores privados existentes, la cual fue publicada en el Alcance No. 244 a La Gaceta No. 115 del 16 de diciembre del 2015.
- III. Que el 8 de febrero de 2016, mediante resolución RJD-017-2016 publicada en el Alcance No. 17 a La Gaceta No. 31 del 15 de febrero de 2016, la Junta Directiva aprobó la *"Modificación de las Metodologías de Fijación de Tarifas para Generadores Privados de Energía Eléctrica con Recursos Renovables"*.
- IV. Que el 12 de mayo de 2016 mediante acuerdo 06-27-2016 de la Junta Directiva, se dispuso: *"Suspender la aplicación de la "Modificación de las Metodologías de Fijación de Tarifas para Generadores Privados de Energía Eléctrica con Recursos Renovables"*, dicho acuerdo fue comunicado a esta Intendencia el 24 de mayo de 2016, mediante oficio 399-SJD-2016.
- V. Que el 12 de mayo de 2016 mediante acuerdo 07-27-2016 de la Junta Directiva, dispuso que se: *"(...) lleve a cabo un estudio integral de la*

“Modificación de las Metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables”, aprobada mediante el acuerdo 01-07-2016, del acta de la sesión 7-2016, celebrada el 8 de febrero de 2016, considerando las observaciones y sugerencias planteadas en este tema por los miembros de la Junta Directiva y se eleve a conocimiento la versión ajustada del caso, para los fines pertinentes”.

- VI. Que el 23 de agosto de 2016, mediante el oficio 700-RG-2016, el Regulador General nombró al señor Mario Mora Quirós, Director de Energía con recargo de funciones de la Intendencia de Energía, a partir del 24 de agosto del 2016 hasta el 30 de noviembre de 2016, y el 15 de noviembre de 2016, mediante el oficio 1035-RG-2016, prorrogó dicho nombramiento del 1 de diciembre del 2016 hasta que se nombre al nuevo Intendente.
- VII. Que el 31 de octubre del 2016, mediante oficio 1523-IE-2016/140613, la IE solicitó al Departamento de Gestión Documental la apertura del expediente, y (en el mismo oficio), a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) la respectiva nota explicativa y convocatoria a audiencia pública para la aplicación de oficio de la *“Metodología de fijación de tarifas para generadores privados (Ley 7200) que firmen un nuevo contrato de compra y venta de electricidad con el ICE”*.
- VIII. Que el 10 de noviembre del 2016, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en la Gaceta número 216, y un día después en los diarios de circulación nacional La Extra y La Teja, siendo el 12 de diciembre del 2016 la fecha programada para llevar a cabo dicha audiencia.
- IX. Que el 12 de diciembre del 2016 a las 17:15 horas, se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 24 de octubre del 2016, mediante el oficio 4322-DGAU-2016/145652, DGAU emitió el informe de Oposiciones y Coadyuvancias de la audiencia mencionada.
- X. Que el 9 de enero de 2017, mediante el informe técnico 28-IE-2017, la Intendencia de Energía, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, entre otros asuntos, fijar las tarifas para los generadores privados existentes que firmen un nuevo contrato de compra venta de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

CONSIDERANDO:

- I. Que del oficio 28-IE-2017, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. Aplicación de la metodología

En este apartado se presenta el detalle de la aplicación de oficio de la "Metodología de fijación de tarifas para generadores privados (Ley 7200) que firmen un nuevo contrato de compra y venta de electricidad con el ICE" según la resolución RJD-009-2010 y su modificación aprobada por la resolución RJD-027-2014.

Según esta metodología tarifaria, la respectiva tarifa se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$TR = \frac{Ca}{Xu} + \frac{(I * Xu * Ke)}{(8760 * Fp)}$$

A continuación se detalla la forma en que se realizó el cálculo de cada una de las variables de dicha ecuación.

2. Costos de explotación (Ca)

El cálculo de este valor parte de la determinación de una muestra de los costos de explotación (operación, mantenimiento y administrativos) de plantas hidroeléctricas, en la medida de lo posible similares a las plantas que se pretende tarifar.

La muestra está conformada por costos de operación, mantenimiento y administrativos de plantas hidroeléctricas que operan en el país de capacidades instaladas mayores a 1MW y menores a 50 MW.

Según la metodología RJD-027-2014, si no es posible obtener información actualizada de los costos de explotación, estos se podrán actualizar de acuerdo

con el índice de precios al productor local, siendo la fuente oficial para esto www.bccr.fi.cr.

La información y la muestra utilizada para calcular los costos de explotación, consta de 11 plantas, que se detallan a continuación:

- *Plantas: Toro I, Toro III, Sandillal, Garita, Peñas Blancas y Echandi, tomadas del Informe de Costos del Sistema de Generación 2015 del ICE, los valores corresponden a todos los meses del 2015.*
- *Plantas: El Ángel, Sigifredo Solís y Cubujuquí, son tomadas de fijaciones tarifarias a generadores privados que ha realizado la Autoridad Reguladora en los últimos años, datos considerados como promedio del 2011, excepto para Cubujuquí, que es un dato de enero 2013.*
- *Plantas: Vara Blanca y Suerkata se toman de los Estados Financieros Auditados correspondientes y proporcionados por la empresa, información a setiembre 2016.*

De acuerdo con la metodología aprobada mediante resolución RJD-009-2010 y la RJD-027-2014, el costo de explotación representa los costos necesarios para mantener y operar una planta en condiciones normales para nuestro país. No incluye gastos de depreciación ni gastos financieros. La información disponible será ajustada, en la medida de lo posible, para hacerla comparable en temas tales como los impuestos, salarios, tipo de cambio, el valor del dinero en el tiempo, etc.

En este contexto, los costos de explotación se ajustan de la siguiente manera:

- *Plantas ICE, se reconoce una proporción del total de gastos administrativos, el cual se deriva del cálculo a partir de la información de la planta Suerkata, ya que dicha planta es, según la metodología RJD-009-2010: "En este caso se trata de información que se ajuste, en la medida de lo posible, a la realidad de las plantas que se trata de tarifar." Por lo tanto, se reconoce el 88,64% del total de los gastos administrativos para las plantas hidroeléctricas del ICE mencionadas. Los costos de operación y mantenimiento son incluidos en su totalidad.*
- *Plantas: El Ángel, Sigifredo Solís y Cubujuquí. El valor de estas plantas se toma de la última fijación tarifaria (RIE-037-2015, ET-139-2014), los cuales están expresados en dólares (\$ 104,19, \$ 131,01 y \$ 80,09, respectivamente), para expresarlos en colones se utiliza el tipo de cambio de compra promedio del 2011 (¢500,30/US\$) para los datos del*

2011 y el tipo de cambio de compra promedio de enero 2013 (¢495,34/US\$) para los datos de enero 2013.

- *Vara Blanca y Suerkata, de conformidad con la información financiera auditada presentada por la empresa, se excluye las siguientes cuentas: Donaciones, Depreciación administrativa, Revaluación Depreciación, Gasto Alimentación Personal, Depreciaciones, Menaje de casa, Impuestos a Sociedades y alimenta Empleados, por lo que se considera únicamente el 88,64 % de los gastos administrativos y de los gastos de operación.*

Según la metodología, la información de costos de explotación se debe actualizar por medio del Índice de Precios al Productor Industrial (IPPI) de Costa Rica; sin embargo, dado que este índice dejó de ser calculado por el Banco Central de Costa Rica en diciembre del 2014 y que en su lugar se calcula el Índice de Precios al Productor de la Manufactura (IPP-MAN), se utiliza dicho índice.

Se incluye la planta Toro III de conformidad con el oficio 495-SJD-2015 y se excluye la planta Tres Ríos de conformidad con el oficio 0510-1077-2015 del ICE. Para más información de este aspecto, se remite al lector al apartado de Costos de Explotación de la resolución RIE-124-2015.

Así las cosas, se obtienen los costos de explotación en colones de cada planta en su respectiva fecha original, para así indexarlos por el índice correspondiente hasta octubre de 2016, y convertirlos a dólares con el tipo de cambio de venta promedio de octubre 2016. El costo de explotación indexado y en dólares de cada una de estas plantas se multiplica por el peso relativo que tiene la planta según su capacidad instalada¹. Estos últimos valores se suman y da como resultado el costo de explotación para esta fijación tarifaria.

El costo de explotación que resulta de aplicar el método de cálculo descrito es de \$117,51 por kW (ver anexo No.1).

¹ Para el caso de la capacidad instalada de la planta Toro III del ICE y considerando la información que contiene el Informe de Costos del Sistema de Generación del 2015 del ICE, se utiliza la mitad de su capacidad (23,75 kW) para reflejar el costo de explotación promedio por kW instalado, según correo del ICE del día 17 de agosto de 2016 enviado por la Dirección de Planificación Financiera a la ARESEP.

3. Costos de Inversión (I)

El cálculo de este valor parte de la determinación de una muestra de los costos de inversión de plantas eléctricas, en la medida de lo posible similares a las plantas que se pretende tarifar.

La muestra está conformada por costos de inversión de plantas hidroeléctricas con capacidades instaladas mayores a 1MW y menores a 50 MW.

El costo de inversión es el promedio ponderado de los valores de plantas nacionales e internacionales según la muestra utilizada. Se obtiene de la sumatoria del producto entre el peso relativo de la capacidad de la planta de cada proyecto con relación a la capacidad total de la muestra.

Según la metodología, al igual que con la actualización del costo de explotación, si no es posible obtener información actualizada de los costos de inversión, estos se podrán actualizar de acuerdo al índice de precios al productor de los Estados Unidos, utilizando para esto la página web www.bls.gov.

La información y la muestra utilizada para calcular los costos de inversión, consta de 61 plantas, información que fue obtenida de 4 fuentes de información, según se detalla:

- *Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación. Período 2012-2027 de octubre de 2012, publicado por el Consejo de Electrificación de América Central-Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (CEAC-GTPIR).*
- *Se adicionan los datos de plantas hidroeléctricas privadas que solicitaron fijaciones tarifarias y de los cuales la Autoridad Reguladora realizó informes técnicos, se utiliza información de la última fijación tarifaria (RIE-037-2015, ET-139-2014).*
- *Se incorporan a la muestra las plantas hidroeléctricas participantes en la Convocatoria N° 01-2012 del ICE (información aportada por el ICE, anexo No. 2).*
- *Las plantas hidroeléctricas participantes de la Convocatoria N° 02-2014 (información aportada por el ICE, anexo No. 3).*

Los datos de la muestra provenientes del Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación se encuentran actualizados a enero 2011, los datos de plantas que solicitaron fijaciones tarifarias ante la Aresep se encuentran actualizadas al año 2011, los datos de la primera convocatoria del ICE se encuentran a octubre 2012 y los de la segunda convocatoria a febrero 2014, de forma tal que esta información se indexa con el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos (IPP-EEUU) para construcciones nuevas ("Inputs to new construction, goods") obtenido del "Bureau of Labor Statistics" (Series Id WPUIP2310001) del último mes disponible, que en el presente caso es de octubre de 2016.

Los costos de inversión (indexados a octubre de 2016) presentan un promedio de US\$ 2.909,69 por kW. Según la regla empírica del Teorema de Chebyshev, es posible determinar valores atípicos extremos mediante límites establecidos por la desviación estándar de la serie de datos. En un rango confeccionado por dos desviaciones estándar por arriba y por debajo del promedio (1.545,09 US\$/kW a 4.274,29 US\$/kW), se encuentran dos plantas fuera de los límites indicados (proyectos código HO-TABLON y CR-TORITO), que se consideran valores atípicos y se recomienda su exclusión del presente análisis (anexo No. 4).

Así las cosas, el promedio ponderado que resulta de seguir el método de cálculo descrito es de \$2.859,49 por kW (ver anexo No. 5).

4. Factor de planta

El factor de carga (o de planta) mide el promedio del tiempo de operación de una planta o conjunto de ellas.

Para obtener el factor de planta, se consideran únicamente las plantas privadas nacionales de generación hidroeléctrica con información para los últimos tres años disponibles (2013-2015). Asimismo, se toma en cuenta las plantas que generaron durante al menos 10 meses del año.

Según la metodología, el factor de planta se calcula para cada planta haciendo uso de la siguiente ecuación:

$$Fp_i = \frac{kWh_i}{(kW_i * 365 * 24)}$$

Donde,

kWh_i = es la generación anual, y,

kW_i = es la capacidad instalada

Luego, el factor de planta anual se obtiene del promedio ponderado de los factores de planta de las plantas de la muestra. La ponderación se realiza con base en la capacidad instalada de cada planta. Y por último, el factor de planta total se obtiene del promedio ponderado de los factores de planta anuales, donde la ponderación para se realiza con base en la capacidad instalada de cada uno de los años mencionados.

Por lo tanto, aplicando los métodos descritos, da como resultado un factor de planta de 52,62% (ver anexo No.6).

5. Factor de antigüedad (X_u)

El factor de antigüedad mide la antigüedad promedio de las plantas, expresadas en función de su valor remanente, dado el tiempo en que las plantas han estado en operación.

Para calcular el factor de antigüedad se considera únicamente las plantas de generación privada (nacionales) de las que se tenga información disponible para los últimos tres años (2012-2014), según la base de datos de la Autoridad Reguladora. La antigüedad máxima es de 40 años debido a que es la vida útil contable de este tipo de activos.

Según la metodología, el factor de antigüedad de las plantas de la muestra, se estima por medio de la siguiente fórmula:

$$X_u = \frac{40 - V_o}{40} * (1 - 10\%) + 10\%$$

Donde,

V_u = es la vida útil de las plantas para generación eléctrica (40 años)

V_o = es la vida en operación promedio

V_r = es la vida residual de las plantas (10%)

La vida en operación (V_o) de cada planta se calcula como la diferencia entre la fecha en que cada planta entró a operar y el 31 de diciembre del año inmediato anterior al cálculo de tarifas (diciembre 2015). El promedio de la vida en operación de la muestra o población se calcula como un promedio ponderado

de las antigüedades de las diferentes plantas, ponderadas según la capacidad instalada de cada planta en particular.

Por lo tanto, aplicando los métodos descritos, da como resultado una vida en operación promedio de 19,13 años (ver anexo No. 7) y un factor de antigüedad de 56,95% (ver anexo No. 8).

6. Rentabilidad

El nivel de rentabilidad está determinado por la aplicación del Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM), de acuerdo con las fuentes de información indicadas en la resolución RJD-027-2014.

Según lo indica la resolución RJD-027-2014, la fuente de información elegida para las variables descritas anteriormente, será utilizada de manera consistente, en cuanto a extensión de la serie histórica (5 años), la frecuencia de las observaciones (una observación por año, correspondiente al promedio publicado) y el cálculo del promedio (promedio aritmético de las 5 observaciones correspondientes a los 5 años más recientes para los que se disponga de información).

- *La Tasa libre de riesgo (KL): Es la tasa nominal (TCMNOM) de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (USA). Se utiliza la tasa con el mismo período de maduración al que se calcula la prima por riesgo, la cual está disponible en la página de internet de la Reserva Federal de los Estados Unidos, en la dirección de internet: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>.*

Por lo tanto, el promedio de la tasa libre de riesgo de los últimos 5 años (de 2011 a 2015) es de 2,32% (ver anexo No. 9).

- *Prima por riesgo (PR): se emplea la variable denominada "Implied Premium (FCFE)" de la siguiente dirección: http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/implpr.html*

La información para los últimos 5 años disponibles a la fecha de la fijación son del año 2011 al año 2015, con los cuales el promedio es de 5,73% (ver anexo No. 10).

- *Riesgo país (RP): Se considera el valor publicado para Costa Rica de los datos denominados Risk Premiums for the other markets y donde el*

riesgo país se denomina *Country Risk Premium*, de la siguiente dirección:

http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html.

El valor del riesgo país utilizado es de 3,33%, que corresponde al promedio de los últimos 5 años del riesgo específico para Costa Rica (ver anexo No. 11).

- *Beta desapalancada (β_d):* El valor de la beta desapalancada se obtiene de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección:
http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html. No es posible utilizar un promedio de los últimos 60 meses debido a que la fuente de información no tiene datos mensuales, ya que sólo calcula un beta dado. Por esta razón, el beta desapalancado se obtiene como el dato publicado en la página de referencia del beta desapalancado del servicio de electricidad de la industria "Utility General" en los Estados Unidos de América disponible. Este valor debe ser apalancado según la metodología RJD-027-2014, sin embargo, al ser la deuda cero, el valor del beta desapalancado es igual al del beta apalancado (β_a).

El beta desapalancado (apalancado) obtenido es de 0,3623 (ver anexo No. 12).

- *Relación entre deuda y capital propio (D/K_p):* Se estima con la fórmula $D/K_p = Y/(1-Y)$, donde Y es el apalancamiento financiero. Sin embargo, al ser la deuda cero, el valor de la relación es de también cero.
- *Tasa de impuesto sobre la renta (t):* se define con base en la legislación vigente. La tasa de impuesto sobre la renta vigente es de 30% según la Ley del Impuesto sobre la Renta, Ley No. 7092.

Aplicando la fórmula descrita en la resolución RJD-027-2014, la cual es,

$$K_e = K_L + \beta_a * PR + RP$$

Por lo tanto, el nivel de rentabilidad es de 7,73% (ver anexo No. 13).

7. Tarifa de referencia propuesta (TR)

De los datos obtenidos en los apartados precedentes y la ecuación establecida en la metodología tarifaria correspondiente, se concluye que la tarifa de referencia de una planta de generación de electricidad hidroeléctrica existente se debe ajustar a US\$ 0,0721 por kWh, tal y como se detalla:

Cuadro No. 1
Cálculo de la Tarifa de Referencia

Variables	Valor
Inversión (\$/kW)	2.859,5
Costo Explotación (\$/kW)	117,51
Factor de Antigüedad	56,95%
Rentabilidad	7,73%
Horas Año (horas)	8.760,0
Factor de Planta	52,62%
Tarifa de Referencia (\$/kWh)	0,0721

Fuente: Intendencia de Energía

8. Estructura tarifaria

La estructura tarifaria que se aplica a la tarifa de referencia obtenida a partir del modelo propuesto, será la estructura vigente para la tarifa de compra de energía eléctrica del ICE a las empresas de generación privada amparadas a la Ley 7200 (Capítulo I), según la última fijación realizada por la Autoridad Reguladora.

La estructura tarifaria de referencia para una planta de generación de electricidad hidroeléctrica y eólica existentes, según los parámetros adimensionales aprobados en la resolución RJD-152-2011, es entonces:

Cuadro No. 2
Estructura tarifaria para plantas hidroeléctricas existentes (dólares/kWh)

Estación\Horario	Punta	Valle	Noche
Alta	0,1721	0,1721	0,1033
Baja	0,0688	0,0275	0,0172

Fuente: Intendencia de Energía

Cuadro No. 3
Estructura tarifaria para plantas eólicas existentes

<i>(dólares/kWh)</i>	
Alta	0,0956
Baja	0,0383

Fuente: Intendencia de Energía

9. Obligaciones de los generadores privados

La Ley 7593, en su artículo 14 detalla las obligaciones de los prestadores, específicamente el inciso a) establece que dichas empresas deben: "Cumplir con las disposiciones que dicte la Autoridad Reguladora en materia de prestación del servicio, de acuerdo con lo establecido en las leyes y los reglamentos respectivos." En el inciso c) "Suministrar oportunamente, a la Autoridad Reguladora, la información que les solicite, relativa a la prestación del servicio.", y el inciso d) "Presentar, cuando la Autoridad reguladora lo requiera, los registros contables de sus operaciones, conforme lo disponen esta ley y sus reglamentos."

En este contexto, reiterar a los generadores privados que le vendan energía eléctrica al ICE al amparo de la Ley 7200 tendrán la obligación de presentar a la ARESEP estados financieros auditados, en los cuales se detalle las subpartidas que componen: gastos operativos y de mantenimiento, administrativos y gastos de inversión individual; así como la debida justificación de la relación que cada gasto tiene con la prestación del servicio público, que permita a la Autoridad Reguladora disponer de la mayor y mejor cantidad de información necesaria para el ajuste del modelo a las condiciones operativas reales de este sector.

Mientras no se disponga de la información que se detalla en el párrafo anterior o en forma complementaria a esta situación, la Autoridad Reguladora calculará el modelo con la información que se disponga.

En este contexto adquiere relevancia fortalecer el proyecto de Contabilidad Regulatoria que está llevando a cabo la Intendencia de Energía junto con los generadores privados, de tal forma que en el corto plazo se cuente con información financiera estándar, comparable y confiable para efectos regulatorios.

[...]

IV. CONCLUSIONES

1. *El costo de inversión es de US\$ 2.859,49 por kW, el costo de explotación es de US\$ 117,51 por kW, el factor de antigüedad es de 56,95%, la rentabilidad es de 7,73% y el factor de planta es de 52,62%.*
2. *Con la actualización de las variables que integran la "Metodología de fijación de tarifas para generadores privados (Ley 7200) que firmen un nuevo contrato de compra y venta de electricidad con el ICE", da como resultado una tarifa promedio de \$0,0721 por kWh. [...]*

II. *Que en cuanto a la audiencia pública, del oficio 28-IE-2017 citado, conviene extraer lo siguiente:*

[...]

1. **Central Hidroeléctrica Vara Blanca S.A.**, cédula de persona jurídica 3-101-141401, representada por el señor Esteban José Lara Erramouspe, cédula de identidad número 1-0785-0994, en su condición de apoderado generalísimo, solicita lo siguiente (folios 82 - 107):

- a) *Utilizar la Información Financiera Auditada y Justificada de los años 2015 y 2016 de las representadas Suerkata S.A. y Vara Blanca S.A. para el cálculo de los Costos de Explotación.*
- b) *Corregir que solamente se ha presentado información financiera auditada del 2014 por parte de Suerkata S.A. y presentar aclaración con respecto a "no está claro el año" y "desagregada pero muestra incongruencias con las fechas".*

A continuación la respuesta a la posición planteada en el proceso de audiencia pública:

- a) *Se le indica al opositor que, luego de realizar las valoraciones correspondientes, se recomienda acoger parcialmente la petitoria. Se utiliza la información Financiera Auditada y Justificada correspondiente al año 2016 de ambas representadas para reflejar la información más actualizada posible de la realidad de los costos de explotación de dichas plantas en el cálculo de los costos de explotación.*
- b) *Tal y como se indicó en los antecedentes de este informe, mediante el acuerdo 07-27-2016 de la Junta Directiva, se dispuso llevar: "(...)*

a cabo un estudio integral de la "Modificación de las Metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables", aprobada mediante el acuerdo 01-07-2016, del acta de la sesión 7-2016, celebrada el 8 de febrero de 2016, considerando las observaciones y sugerencias planteadas en este tema por los miembros de la Junta Directiva y se eleve a conocimiento la versión ajustada del caso, para los fines pertinentes."

Como resultado del acuerdo citado, mediante el oficio 949-RG-2016 del 25 de octubre de 2016, el Regulador General comunicó con carácter informativo a la IE el "Informe de Cumplimiento al Acuerdo de Junta Directiva 07-27-2016 del 12 de Mayo de 2016: Modificación a Metodología de Generación Privada con Recursos Renovables (Plantas Existentes)", el cual fue elaborado por la Fuerza de Trabajo convocado para realizar dicho estudio. A la fecha este informe no ha sido conocido por la Junta Directiva, por lo tanto este no es el momento procesal oportuno para pronunciarse sobre dicho estudio, el cual no puede ser modificado por la IE por falta de competencia para ello.

2. Instituto Costarricense de Electricidad, cédula de persona jurídica 4-000-042139, representada por el señor Guillermo Alan Alvarado, cédula de identidad número 6-172-455, en su condición de Apoderado Especial Administrativo, solicita lo siguiente (folios 108 - 140):

a) *La Junta Directiva de la Aresep sin motivo ni fundamentación alguna dispuso en el acuerdo 06-27-2016 de la sesión ordinaria No.27-2016 "1. Suspender la aplicación de la modificación de las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables (...) hasta tanto no se lleve a cabo un estudio integral de la citada metodología".*

Así las cosas, la Aresep dejó sin efecto un acto, en violación al principio de legalidad y en clara afectación a los derechos subjetivos de los usuarios.

Que no se apruebe la aplicación anual de "Metodología tarifaria para generadores privados existentes", sin tomar en consideración la modificación contenida en la RJD-017-2016 por cuanto se estaría aplicando la resolución RJD-009-2010 la cual tiene un error que fue corregido mediante resolución RJD-017-2016 que se encuentra

suspendido, en consecuencia es ilegal la aplicación de dicha metodología, so pena de las responsabilidades que puedan generarse.

- b) La eliminación del factor de antigüedad (XU), del cálculo de los costos de explotación en la metodología RJD-009-2010, se basó en informes y estudios técnicos realizados por la Aresep pues dicha variable estaba causando un daño imperante al ICE y el cual fue advertido en varias ocasiones por el ICE.*
- c) La Aresep está en la obligación de contar con información financiera y técnica actualizada y cierta que le permita fijar una tarifa de conformidad con el artículo 31 de la Ley 7593. El Ente Regulador solicitó en varias ocasiones a las empresas de generación privada la información que consideró necesaria para la fijación tarifaria, más sin embargo, no ejerció sus potestades sancionatorias con el fin de forzar a dichas empresas con el cumplimiento de la información requerida.*
- d) A la Aresep le corresponde fijar las tarifas y los precios de conformidad y con fundamento en los estudios técnicos, pues en el caso de apartarse de los dictámenes u opiniones habrá ilegalidad, según lo dispuesto en el artículo 199 inciso 3) de la Ley General de la Administración Pública Ley No. 6227.*
- e) El ICE solicita que la IE revise sus actuaciones en la aplicación de la metodología RJD-009-2010, y que las mismas se ajusten al principio de legalidad sobre todo en cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 16, 128 y 166 de la Ley 6227, además de los artículos 3, 4 y 5 de la Ley 7593.*

Además señala el ICE que por parte de la IE existe un deber de desobediencia derivada del artículo 109 inciso 3), pues al dejar de aplicar la resolución RJD-017-2016 y en su lugar aplicar la metodología contenida en la resolución RJD-009-2010, estaría incurriendo en la ejecución de un acto absolutamente nulo y en consecuencia considerado como abuso de poder.

- f) Los resultados obtenidos en el informe elaborado por la comisión ad hoc [sic], nombrada por el Regulador General, con la instrucción de realizar un estudio integral sobre la “Modificación de las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables (Plantas Existentes)”, son coincidentes con los análisis realizados por el ICE, pues el error metodológico que contiene la metodología en cuestión implica un sobre costo en la tarifa.*

A continuación la respuesta a la posición planteada en el proceso de audiencia pública:

- a) Se indica al oponente que los puntos **a), b), d), e) y f)** están relacionados con el acuerdo 06-27-2016, tomado por la Junta Directiva de la Aresep en el acta de la sesión ordinaria 27-2016, celebrada el 12 de mayo de 2016 y ratificada el 19 del mismo mes y año, razón por la cual se realizará la valoración de las mismas de manera integrada.*

Preliminarmente, debemos indicar que la potestad de fijar tarifas en servicios públicos, es competencia de la Aresep y que la misma resulta ser una competencia exclusiva, excluyente, irrenunciable, intransmisible e imprescriptible.

No obstante lo anterior, no debe perderse de vista que el artículo 15 del Decreto 29732 MP, que es el Reglamento a la Ley 7593, dispone que para fijar tarifas, la Aresep utilizará modelos, los cuales deben ser aprobados de acuerdo con la ley.

Lo anterior es consistente con lo establecido en el Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF), en cuanto al ejercicio de la competencia de fijación de precios y tarifas de los servicios públicos, que dispone en su artículo 17 inciso 1, que es función de la Intendencia de Energía fijar tarifas aplicando modelos vigentes aprobados por la Junta Directiva; y lo establecido en el RIOF, en cuanto a las competencias de la Junta Directiva de Aresep, que dispone en su artículo 6 inciso 16, que es función de ese órgano, aprobar las metodologías que se aplicarán en los diversos sectores regulados.

De la simple lectura de las normas señaladas es posible concluir que para poder fijar tarifas se requiere de una metodología previamente

aprobada y vigente por la Junta Directiva, función que esta Intendencia no puede atribuirse.

Ante este panorama normativo, por estar suspendida la aplicación de la resolución RJD-017-2016, mediante acuerdo 06-27-2016 de la Junta Directiva, la Intendencia no está facultada para fijar una tarifa utilizando esta resolución, ya que de hacerlo, implicaría arrogarse la competencia de levantar la suspensión, de forma implícita o explícita, de esta modificación, que como vimos, es una competencia reservada a la Junta Directiva, máximo órgano de regulación de la Aresep y no a la IE.

Esta Intendencia no desconoce que la Autoridad Reguladora tiene competencias exclusivas y excluyentes para fijar tarifas y establecer las metodologías. Igualmente se tiene claro que es una obligación de la Aresep, fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos regulados. Pero para poder cumplir con dichas competencias, se tiene que respetar la asignación de competencias establecidas en el RIOF, que establece que le corresponde a la JD aprobar las metodologías tarifarias y a la IE, fijar tarifas con base en las metodologías aprobadas y vigentes por ese máximo órgano.

- c) *La metodología RJD-009-2010 establece que: "7. OBLIGACIONES DE LOS GENERADORES PRIVADOS: Los generadores privados que le vendan energía eléctrica al ICE al amparo de la Ley N° 7200 tendrán la obligación de presentar a la ARESEP la información financiera auditada que esta disponga, especialmente lo referente a: gastos operativos y de mantenimiento, administrativos y gastos de inversión individual; así como su debida justificación, que permita al Ente Regulador disponer de la mayor y mejor cantidad de información necesaria para el ajuste del modelo a las condiciones operativas reales." Seguidamente, la mencionada metodología establece: "Mientras no se disponga de la información que se detalla en el párrafo anterior o en forma complementaria a esta situación, la Autoridad Reguladora calculará el modelo con la información que se disponga." Por lo tanto, se le comunica al opositor que se va a remitir a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) la documentación relacionada con los generadores privados que no cumplen con lo establecido en la resolución RJD-009-2010, con el propósito de que se valore la posibilidad de iniciar los procedimientos administrativos correspondientes.*

3. Hidroeléctrica Platanar S.A., cédula de persona jurídica número 3-101-104185, representada por Omar Miranda Murillo, cédula número 501650019, en su condición de Presidente con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma (visible a folios 141 al 161, 208 al 227):

a) Factor de Planta:

- i. Que los datos que maneja la Aresep en kilovatio hora, difieren de los datos publicados por el Cence para los años 2013, 2014 y 2015.*
- ii. La Aresep no justifica la razón del por qué, dentro de su muestra de determinación del factor de planta, excluye las plantas Volcán y Torito (BOT) para el caso del año 2015.*
- iii. Aresep no indica cuál es la fuente de su base de datos, donde lo correcto es que dicha fuente sea el Cence, debe quedar claro la fuente para no crear discrecionalidad de la muestra.*
- iv. En el Anexo No. 6 del oficio 1521-IE-2016/140609, solo revelan los promedios de cada año para el factor de planta, pero no revelan cuales plantas componen el resultado del factor de planta*

b) Factor de Antigüedad:

- v. Planta Santa Rufina sobrepasa los 40 años de vida útil, razón por la cual no estamos de acuerdo en que sea considera [sic] dentro del cálculo del factor de antigüedad.*
- vi. Que se utilice la fecha actual de diciembre de 2016 para el cálculo del factor de antigüedad.*

c) Costo Anual de Explotación:

- vii. No queda claro por parte de Aresep la exclusión de los siguientes costos administrativos: Contribución Patronal al Fondo Desarrollo, Contribución Patronal al Instituto mixto de Ayuda Social, siendo dichos costos reales, legales y obligatorios de cancelación por parte del patrono.*

d) Oficio 949-RG-2016/140028:

- viii.** *Dicho oficio no forma parte del análisis propuesto en el oficio 1521-IE-2016/140609.*

A continuación la respuesta a la posición planteada en el proceso de audiencia pública:

- i.** *Indicarle al opositor que es el CENCE la fuente de información para el abastecimiento de la base mensual de datos de producción eléctrica de la plantas de generadores privados.*

A partir de la publicación de la RIE-44-2014, RIE-100-2014 y más reciente la RIE-089-2016, la Intendencia de Energía instruyó un mecanismo que estandariza el envío y recepción de información estadística del mercado eléctrico regulado. Estas resoluciones dictan la forma del procesamiento de los datos utilizados como base para la toma de decisiones a nivel regulatorio.

Previo a estas resoluciones, el trasiego de información se trasegaba por diferentes medios y en distintos formatos. A pesar de lo anterior Aresep siempre ha registrado la información enviada por CENCE en sus bases de datos. Sin embargo la información en el registro de ARESEP y el CENCE puede presentar diferencias en el histórico, esto debido a que el registro de ARESEP es un registro estático (alimentado solo por el reporte inicial).

- ii.** *Se incluye la planta Volcán con una placa de 17.000 kW según las bases de datos de Aresep. No se incluye a la planta Torito (BOT) ya que no cumple con lo establecido en la metodología RJD-009-2010 apartado 3.4.1.: (...) "En este caso se trata de información que se ajuste, en la medida de lo posible, a la realidad de las plantas que se trata de tarifar.", y en el apartado 3.2.2.: (...) Los datos contenidos en las bases de datos excluyen los valores extremos⁵. (...) ⁵Por ejemplo, las plantas con capacidad inferior a 1.000 kW y superior a 50.000 kW."*
- iii.** *Se remite al opositor a la respuesta del literal i. de esta posición.*

- iv. *Los cálculos del oficio 1521-IE-2016 se encuentran en el expediente digital ET-071-2016 en el folio 23 (CD), y el archivo de cálculos de este informe correrá agregado en autos.*
- v. *Dado que en la metodología RJD-009-2010 se menciona en el apartado "3.5.2. Fuente de Información: (...) Para estos efectos, se considerará un máximo de 40 años de antigüedad, por ser la vida útil contable de estos activos.", y se menciona en el apartado "3.5.4. Vida en operación o antigüedad de la planta: (...) Nota: el periodo máximo a considerar para Vo será de 40 años." Y considerando que la planta Santa Rufina tiene más de 40 años de antigüedad, por lo tanto se le considera un máximo de 40 años como parte del cálculo del factor de antigüedad.*
- vi. *En la metodología RJD-009-2010 se menciona en el apartado "3.5.4.: El cálculo de la antigüedad o vida en operación (Vo) de cada planta se estimará como la diferencia entre la fecha en que cada planta entró a operar y el 31 de diciembre del año inmediato anterior al cálculo de tarifas (...)." Dado que el expediente ET-071-2016, correspondiente a esta aplicación tarifaria, se abrió el 31 de octubre de 2016, el 31 de diciembre del año inmediato anterior al cálculo de tarifas corresponde entonces con el 31 de diciembre de 2015.*
- vii. *De conformidad con lo establecido en la metodología RJD-009-2010 apartado 3.4.1. acerca de las de fuentes de información para el cálculo de los costos de explotación: "En este caso se trata de información que se ajuste, en la medida de lo posible, a la realidad de las plantas que se trata de tarifar.", y considerando que la IE tiene información nueva de una planta similar a nivel desagregado de los costos operativos y administrativos, la cual es Suerkata con los Estados Financieros Auditados a Sept-2016, y a su vez considerando las posiciones de los demás opositores con respecto al mismo apartado de la presente aplicación tarifaria, se le indica al opositor que luego de la exclusión de cuentas relacionadas con "gastos de depreciación y gastos financieros, porque según las premisas del modelo, se trata de tarifar a plantas cuyo costo ya fue cubierto vía tarifas mediante anteriores contratos" que establece la mencionada metodología, el porcentaje de costos administrativos como estimación de cálculo resultante es de 88,64%.*

viii. *Se reitera la respuesta brindada a la oposición de Vara Blanca en la sección III.1.b) de este informe, en lo que respecta al oficio 949-RG-2016.*

4. Plantas Eólicas Limitada, cédula de persona jurídica número 3-102-140259, representada por el señor Allan Broide Wohlstein, cédula de identidad número 1-1110-0069, en su condición de apoderado generalísimo (folio 162 al 176, 177 al 190, 191 al 207):

- a) *Que se actualice los datos del factor de costos de inversión a la fecha de octubre de 2016.*
- b) *Que se actualice los datos del factor de costos de explotación y el tipo de cambio a la fecha de octubre de 2016.*
- c) *Que se utilice la fecha de 31 de noviembre de 2016 para el cálculo del factor de antigüedad.*
- d) *Que se utilice el beta de "Power" en vez de "General".*
- e) *Incluir a Volcán para el cálculo del factor de planta del año 2015.*

A continuación la respuesta a la posición planteada en el proceso de audiencia pública:

- a) *Se ha procedido a actualizar los datos del factor de costos de inversión a la fecha de octubre de 2016*
- b) *Se ha procedido a actualizar los datos del factor de costos de explotación y el tipo de cambio a la fecha de octubre de 2016*
- c) *En la metodología RJD-009-2010 se menciona en el apartado "3.5.4.: El cálculo de la antigüedad o vida en operación (Vo) de cada planta se estimará como la diferencia entre la fecha en que cada planta entró a operar y el 31 de diciembre del año inmediato anterior al cálculo de tarifas (...).". Dado que el expediente ET-071-2016, correspondiente a esta aplicación tarifaria, se abrió el 31 de octubre de 2016, el 31 de diciembre del año inmediato anterior al cálculo de tarifas corresponde entonces con el 31 de diciembre de 2015.*
- d) *Se le indica al opositor que, luego de las valoraciones correspondientes, en pasados estudios tarifarios se ha utilizado la*

categoría correspondiente a "Electric Utility", sin embargo esta categoría ya no existe, siendo el más parecido el "Utility (General)". Esto considerando que tanto Utility General y Power tienen las mismas falencias en cuanto a su composición de empresas relacionadas con generación de electricidad con fuentes distintas a la hidroeléctrica, así como también integrados verticalmente (transmisión y distribución).

e) Se incluye la planta Volcán con una placa de 17.000 kW según las bases de datos de Aresep.

5. Mario Alvarado Mora, cédula de identidad N° 401290640, hace uso de la palabra:

a) "Considerando la hoja de cálculo que la ARESEP ha incluido en el expediente ET-071-2016, la que se puede obtener en el expediente digital; en el año 2015 el cuadro correspondiente al cálculo de factor de planta totaliza los resultados en la fila correspondiente a la planta Volcán X, excluyendo ese valor del cálculo ponderado del factor de planta para ese año, el cálculo correcto debe incluir el valor de planta de la planta Volcán X y totalizar los valores para definir el factor de planta ponderado para el 2015"

b) "El uso de una base de datos como la indicada por el GTPIR es distante a los postulados de transparencia y rigor técnico que ha estado indicando la Autoridad Reguladora, además afectan los cálculos tarifarios que se producen a partir de esta fuente. Le solicitamos muy respetuosamente a esta Autoridad que corrija este problema utilizando bases de datos locales, trazables y que muchos casos forman parte de los expedientes que ya tiene la ARESEP."

A continuación la respuesta a la posición planteada en el proceso de audiencia pública:

a) Se incluye la planta Volcán con una placa de 17.000 kW según las bases de datos de Aresep.

b) Se aclara que si bien el opositor no aporta la información técnica necesaria para cuantificar las diferencias entre los costos de inversión de proyectos de generación de energía de Costa Rica en comparación con el resto de Centroamérica, se considera que la información extraída del "Plan Indicativo Regional de Expansión de

la Generación. Período 2012-2027”, elaborado por el Consejo de Electrificación de América Central -Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR)-, incorpora proyectos hidroeléctricos con condiciones físicas y económicas similares a los que se tarifó, tal y como establece la metodología RJD-009-2010.

6. Manrique Rojas Araya, cédula de identidad N° 108930107, hace uso de la palabra:

- a) *“La norma internacional de contabilidad 21, la que se llama Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de Moneda Extranjera, indica que para este tipo de cálculos se debe ser consistente usando una única modalidad, eso quiere decir que se debe de usar o solamente el tipo de cambio de venta o solamente el tipo de cambio de compra, por lo tanto, la solicitud específica es que por rigor técnico se aplique lo que dicta la norma internacional de contabilidad número 21, para los efectos de hacer cambios de moneda entre el colón costarricense y el dólar de los Estados Unidos.”*
- b) *“La ARESEP está usando unos criterios sustancialmente distintos a los que usó en la fijación tarifaria anterior, aprobada mediante la resolución RIE-124-2015 del 16 de diciembre del 2015, se solicita que se, inconsistencia al rigor técnico se utilicen esos mismos criterios contenidos en la resolución RIE-124-2015 en vez de los que se están proponiendo en esta fijación tarifaria.”*

A continuación la respuesta a la posición planteada en el proceso de audiencia pública:

- a) *La metodología RJD-009-2010 es omisa en cuanto a cuál tipo de cambio utilizar para efectos de cambio de moneda -de dólares (\$) a colones (¢) y viceversa- como parte de los cálculos de los distintos apartados que conforman la tarifa resultante. No obstante lo anterior, es importante aclarar que los criterios tarifarios no incluidos en las metodologías no pueden ser arbitrarios, los mismos tienen que estar apegados a la técnica y la ciencia, lo anterior de conformidad al artículo 16 de la LGAP. Así las cosas, el uso del tipo de cambio para convertir dólares a colones se basa en la dinámica de un mercado de divisas. El criterio de la Intendencia de Energía es el siguiente: a) si se requiere convertir colones a dólares, se aplica el tipo de cambio de venta; y, b) si se requiere convertir dólares a colones, se aplica el tipo de cambio de compra. Para estos efectos, se utiliza el “Tipo*

cambio de compra y de venta del dólar de los Estados Unidos de América" que publica el Banco Central de Costa Rica en su página web en la sección de indicadores económicos, cuya dirección se adjunta a continuación: <http://indicadoreseconomicos.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/cuadros/frmvercatcuadro.aspx?CodCuadro=400>, a su vez considerando las posiciones de los demás opositores con respecto al mismo apartado de la presente aplicación tarifaria.

- b) De conformidad con lo establecido en la metodología RJD-009-2010 apartado 3.4.1. acerca de las de fuentes de información para el cálculo de los costos de explotación: "En este caso se trata de información que se ajuste, en la medida de lo posible, a la realidad de las plantas que se trata de tarifar.", y considerando que la IE tiene información nueva de una planta similar a nivel desagregado de los costos operativos y administrativos, la cual es Suerkata con los Estados Financieros Auditados a Sept-2016, y a su vez considerando las posiciones de los demás opositores con respecto al mismo apartado de la presente aplicación tarifaria, se le indica al opositor que luego de la exclusión de cuentas relacionadas con "gastos de depreciación y gastos financieros, porque según las premisas del modelo, se trata de tarifar a plantas cuyo costo ya fue cubierto vía tarifas mediante anteriores contratos" que establece la mencionada metodología, el porcentaje de costos administrativos como estimación de cálculo resultante es de 88,64%.

7. Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE), cédula de persona jurídica 3-002-115819, representada por el señor Mario Alvarado Mora, cédula de identidad número 4-0129-0640, en su condición de Apoderado Generalísimo:

- a) El cálculo correcto (del factor de planta) debe de incluir la planta Volcán
- b) Que la Aresep ajuste la base de datos para el cálculo del Costo de Inversión (I) considerando la transparencia y el rigor técnico que debe emplearse en este tipo de propuestas.

A continuación la respuesta a la posición planteada en el proceso de audiencia pública:

- a) *Se incluye la planta Volcán con una placa de 17.000 kW según las bases de datos de Aresep.*
 - b) *Se aclara que si bien el opositor no aporta la información técnica necesaria para cuantificar las diferencias entre los costos de inversión de proyectos de generación de energía de Costa Rica en comparación con el resto de Centroamérica, se considera que la información extraída del "Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación. Período 2012-2027", elaborado por el Consejo de Electrificación de América Central -Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR)-, incorpora proyectos hidroeléctricos con condiciones físicas y económicas similares a los que se tarifó, tal y como establece la metodología RJD-009-2010.*
- 8. Compañía Hidroeléctrica Doña Julia S.R.L.,** *cédula de persona jurídica 3-102-124093, representada por el señor Ronald Álvarez Campos, cédula de identidad número 2-0530-0396, en su condición de Gerente General con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma:*
- a) *Se ajuste el parámetro de Costo de Explotación Unitario (Ca) con un valor actualizado a la fecha de análisis, considerando para tal efecto la base de datos original (11 observaciones). Asimismo, que se incluyan como parte del costo de explotación de las 6 plantas del ICE el 91,5% de los gastos administrativos. Todo lo cual da como resultado \$125,98 por kW.*
 - b) *Se ajuste el parámetro de Costo de inversión (I) con un valor actualizado a la fecha de análisis, considerando para tal efecto la base de datos original y el procedimiento anteriormente expuesto. Para el caso de actualización de valores a agosto de 2016, el parámetro de Costo de inversión Unitario (I) tendría un valor de \$2.848,59 por kW.*
 - c) *Se ajuste el parámetro de Factor de Planta (fp) con un valor actualizado a la fecha de análisis incluyendo el dato de la planta Volcán, lo cual con la indexación da como resultado 0,5262.*
 - d) *Que en la fijación tarifaria correspondiente a esta audiencia pública, se ajuste la Tarifa de Referencia (TR) con un valor actualizado a la fecha de análisis correspondiente, que para el caso de actualización de valores a agosto de 2016 es de \$0,0758 por kWh.*

A continuación la respuesta a la posición planteada en el proceso de audiencia pública:

- a) b), c) Se le indica al opositor que, luego de realizar las valoraciones correspondientes, se han realizado los cambios procedentes para el cálculo del costo de explotación, costo de inversión y factor de planta según sus petitorias, a su vez considerando las posiciones de los demás opositores con respecto al mismo apartado de la presente aplicación tarifaria.*
- d) Se recomienda rechazar el argumento señalado dado que el resultado corresponde a la incorporación de las posiciones aceptadas y las modificaciones realizadas por la IE.*

9. Hidroeléctrica Caño Grande S.A., cédula de persona jurídica 3-101-117981, representada por el señor José Alberto Rojas Rodríguez, cédula de identidad número 2-0279-0612, en su condición de Presidente con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma:

- a) Que la Aresep sea consistente en su selección de los gastos administrativos que considera para las plantas del ICE que se utilizan en la base de datos para calcular la variable del costo de explotación (Ca), manteniendo el criterio de reconocimiento de gastos administrativos aplicado en la resolución RIE-124-2015.*
- b) Que la Aresep, por rigurosidad técnica, utilice un mismo tipo de cambio (de compra o venta), y no mezcle ambos, a la hora de hacer conversiones de valores consignados en dólares a colones y viceversa.*

A continuación la respuesta a la posición planteada en el proceso de audiencia pública:

- a) De conformidad con lo establecido en la metodología RJD-009-2010 apartado 3.4.1. acerca de las de fuentes de información para el cálculo de los costos de explotación: "En este caso se trata de información que se ajuste, en la medida de lo posible, a la realidad de las plantas que se trata de tarifar.", y considerando que la IE tiene información nueva de una planta similar a nivel desagregado de los costos operativos y administrativos, la cual es Suerkata con los Estados Financieros Auditados a Sept-2016, y a su vez*

considerando las posiciones de los demás opositores con respecto al mismo apartado de la presente aplicación tarifaria, se le indica al opositor que luego de la exclusión de cuentas relacionadas con "gastos de depreciación y gastos financieros, porque según las premisas del modelo, se trata de tarifar a plantas cuyo costo ya fue cubierto vía tarifas mediante anteriores contratos" que establece la mencionada metodología, el porcentaje de costos administrativos como estimación de cálculo resultante es de 88,64%.

- b) La metodología RJD-009-2010 es omisa en cuanto a cuál tipo de cambio utilizar para efectos de cambio de moneda -de dólares (\$) a colones (¢) y viceversa- como parte de los cálculos de los distintos apartados que conforman la tarifa resultante. No obstante lo anterior, es importante aclarar que los criterios tarifarios no incluidos en las metodologías no pueden ser arbitrarios, los mismos tienen que estar apegados a la técnica y la ciencia, lo anterior de conformidad al artículo 16 de la LGAP. Así las cosas, el uso del tipo de cambio para convertir dólares a colones se basa en la dinámica de un mercado de divisas. El criterio de la Intendencia de Energía es el siguiente: a) si se requiere convertir colones a dólares, se aplica el tipo de cambio de venta; y, b) si se requiere convertir dólares a colones, se aplica el tipo de cambio de compra. Para estos efectos, se utiliza el "Tipo cambio de compra y de venta del dólar de los Estados Unidos de América" que publica el Banco Central de Costa Rica en su página web en la sección de indicadores económicos, cuya dirección se adjunta a continuación:
<http://indicadoreseconomicos.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/cuadros/frmvercatcuadro.aspx?CodCuadro=400>, a su vez considerando las posiciones de los demás opositores con respecto al mismo apartado de la presente aplicación tarifaria.

10.El Embalse S.A., cédula de persona jurídica 3-101-147487, representada por el señor José Alberto Rojas Rodríguez, cédula de identidad número 2-0279-0612, en su condición de Presidente con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma:

- a) Que la Aresep, para calcular la variable de Costo de Explotación (Ca), incorpore en la base de datos los costos de operación y mantenimiento de las centrales hidroeléctricas de las distribuidoras eléctricas de carácter cooperativo y municipal, que constan en expedientes de la propia Aresep, según se ha detallado en esta oposición.

A continuación la respuesta a la posición planteada en el proceso de audiencia pública:

- a) Se le indica al opositor que luego de las valoraciones correspondientes, se recomienda rechazar lo señalado en la posición debido a que los costos de explotación (administrativos, operativos y de mantenimiento) de las centrales hidroeléctricas de las distribuidoras todavía no se disponen en un 100%, ya que estas están en un proceso de contabilidad regulatoria que permitirá una mejor asignación de los costos comunes entre sistemas a fin de que para cada sistema y planta, se refleje su respectivo costo real o lo más cercano a este a lo real, en cuyo momento se podrían analizar y valorar su inclusión como parte de la muestra de costos de explotación para los generadores privados [...].
- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar tarifas para los generadores privados existentes que firmen un nuevo contrato de compra venta de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), tal y como se dispone;

**POR TANTO
EL DIRECTOR CON RECARGO DE FUNCIONES
DE LA INTENDENCIA DE ENERGÍA
RESUELVE:**

- I. Fijar las siguientes tarifas para los generadores privados existentes que firmen un nuevo contrato de compra venta de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) en:

Cuadro No. 4
Estructura tarifaria para plantas hidroeléctricas existentes
(dólares/kWh)

Estación\Horario	Punta	Valle	Noche
Alta	0,1721	0,1721	0,1033
Baja	0,0688	0,0275	0,0172

Fuente: Intendencia de Energía

Cuadro No. 5
Estructura tarifaria para plantas eólicas existentes
(dólares/kWh)

Estación	Parámetro
Alta	0,0956
Baja	0,0383

Fuente: Intendencia de Energía

- II. Reiterar a los generadores privados que le vendan energía eléctrica al ICE al amparo de la Ley 7200, que de conformidad con lo establecido en la resolución RJD-009-2010, están en la obligación de presentar anualmente a la Aresep estados financieros auditados, en los cuales se detalle las subpartidas que componen: gastos operativos y de mantenimiento, administrativos y gastos de inversión individual; así como la debida justificación de la relación que cada gasto tiene con la prestación del servicio público, que permita a la Autoridad Reguladora disponer de la mayor y mejor cantidad de información necesaria para el ajuste del modelo a las condiciones operativas reales de este sector.
- III. Indicar a los generadores privados que le vendan energía eléctrica al ICE al amparo de la Ley 7200, que de no cumplir con lo establecido en la resolución RJD-009-2010, se remitirá a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) la documentación respectiva, con el propósito de que se valore la posibilidad de iniciar los procedimientos administrativos correspondientes.
- IV. Tener como respuesta a las oposiciones, lo señalado en el "Considerando II" de esta resolución.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP) se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. El de revocatoria podrá interponerse ante el Intendente de Energía, a quien corresponde resolverlo y los de apelación y de revisión podrán interponerse ante la Junta Directiva, a la que corresponde resolverlos.

De conformidad con el artículo 346 de la LGAP, los recursos de revocatoria y de apelación deberán interponerse en el plazo de tres días hábiles contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación y, el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de dicha ley.

NOTIFÍQUESE Y PUBLIQUESE



Mario Mora Quirós
Director Intendencia de Energía

1 vez.—Solicitud N° 43-2016.—(IN2017103308).