

ALCANCE DIGITAL N° 2

# LA GACETA

Diario Oficial

Año CXXXVII

San José, Costa Rica, lunes 12 de enero del 2015

N° 7

## INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

### AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

2015  
Imprenta Nacional  
La Uruca, San José, C. R.



# **INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS**

## **AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

### **RESOLUCIONES**

**INTENDENCIA DE ENERGIA**  
**RIE-099-2014 del 18 de diciembre de 2014.**

**FIJACIÓN TARIFARIA DE OFICIO SEGÚN 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”.**

---

**ET-139-2014**

**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 N° 109 del 7 de junio del 2010.
- II.** Que la metodología indica que la actualización de las tarifas se realizará anualmente iniciando el procedimiento a partir del primer día hábil del mes de octubre de todos los años.
- III.** Que el 20 de marzo de 2014, mediante la resolución RJD-027-2014, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora modificó las metodologías de fijación de tarifas para generadores de energía eléctrica con recursos renovables, publicada en La Gaceta Alcance No. 10 de La Gaceta No.65 del 02 de abril de 2014.
- IV.** Que el 26 de setiembre de 2014, mediante el oficio 1298-IE-2014, la Intendencia de Energía emitió el informe sobre 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” (folios 03 al 25).
- V.** Que el 01 de octubre de 2014, mediante el oficio 1312-IE-2014, sobre la base del informe técnico 1298-IE-2014, el Intendente de Energía solicitó la apertura del expediente y la convocatoria a participación ciudadana (folio 01).
- VI.** Que el 20 de octubre de 2014 se publicó en La Gaceta N°201 la convocatoria a consulta pública (folio 29) y el 27 de octubre en 2 periódicos de circulación nacional; La Nación y La Prensa Libre (folio 31).
- VII.** Que el 25 de noviembre de 2014, mediante el oficio 3826-DGAU-2014/087429, la Dirección General de Atención al Usuario aportó el informe de oposiciones y coadyuvancias,
- VIII.** Que el 16 de diciembre de 2014, mediante el oficio 1746-IE-2014, la Intendencia de Energía, emitió el respectivo estudio técnico sobre la presente gestión tarifaria.
- IX.** Que en el procedimiento se han observado los plazos y las prescripciones de ley.

## CONSIDERANDO

- I. Que del estudio técnico 1746-IE-2014, 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 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, publicada en La Gaceta No. 109 del 7 de junio del 2010 y las “Modificaciones de las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables”, según la resolución RJD-027-2014 del 20 de marzo de 2014, publicada en El Alcance No.10 del 02 de abril de 2014 y los criterios que se explican en cada caso.*

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

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

*A continuación se detalla la forma en que se calculó cada una de las variables del modelo.*

#### **a. Costos de explotación (Ca)**

*El cálculo de este valor se hace mediante la determinación de una muestra de los costos de explotación (operación y mantenimiento) de plantas eléctricas 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 del ICE que operan en el país de diferentes capacidades instaladas de menos de 50 MW y de las fijaciones tarifarias a generadores privados que ha realizado la Autoridad Reguladora.*

*Según la metodología RJD-009-2010 y la RJD-027-2014, si no es posible obtener información actualizada de las variables Ca o costos de explotación, ésta se podrá actualizar con la siguiente fórmula de ajuste:*

$$Ca_n = Ca_{n-1} * (IPICR_n / IPICR_{n-1})$$

*En donde:*

*Can = Costo anual de explotación actualizado.*

*Can-1 = Costo anual de explotación del período anterior*

*IPPICR<sub>n</sub> = Índice de Precios al Productor Industrial de Costa Rica actual*

*IPPICR<sub>n-1</sub> = Índice de Precios al Productor Industrial de Costa Rica del período anterior*

*La información y la muestra a utilizar para costos de explotación consta de 10 plantas, la información para las plantas: Toro I, Sandillal, Garita, Peñas Blancas, Echandi y Tres Ríos es tomada del Informe de Costos del Sistema de Generación del 2012 (datos actualizados a Diciembre de 2012); y la información de las plantas: Vara Blanca, Sigifredo Solís, El Ángel y Cubujuquí es tomada 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).*

*La información de costos de explotación se debe actualizar por medio del Índice de Precios al Productor Industrial (IPPI) de Costa Rica (sin combustibles) del último mes disponible a la fecha de la audiencia pública, que en el presente caso es octubre 2014, lo que resulta en una variación de un 1,06% de diciembre 2012 a octubre 2014, 1,10% del promedio 2011 a octubre 2014 y 1,06 de enero 2013 a octubre 2014 (anexo No.2).*

*Es importante indicar que antes de realizar la indexación, se procedió a calcular el monto de los costos de explotación en colones corrientes del periodo del último estudio utilizando el tipo de cambio de compra promedio de octubre 2013, para así indexarlos por el índice respectivo, y volver a convertirlos a dólares del periodo actual con el tipo de cambio de venta promedio de octubre 2014, esto debido a que la tarifa esta expresada en esta moneda y el índice de precios es interno (anexo No.3).*

*El costo de cada una de estas plantas se multiplica por el peso relativo que tiene la planta según su capacidad instalada.*

*El costo de explotación que resulta de aplicar el método de cálculo a la muestra obtenida es de \$126,79 por kW (ver anexo No.1).*

**b. Costos de Inversión (I)**

*El cálculo de este valor se hará mediante 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.*

*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.*

*Al igual que con el costo de explotación, si no es posible obtener información actualizada de la variable I, esta se podrá actualizar de acuerdo con los índices de precios al productor, según la siguiente fórmula de ajuste:*

$$I_n = I_{n-1} * (IPPUSAn/IPPUSAn-1)$$

En donde:

<i>In</i>	= Inversión actualizada.
<i>In-1</i>	= Inversión del periodo anterior
<i>IPPUSAn</i>	= Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América actual
<i>IPPUSAn-1</i>	= Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América del periodo anterior

La información y la muestra a utilizar para costos de inversión consta de 62 empresas, información que fue obtenida de 4 fuentes de información a mencionar:

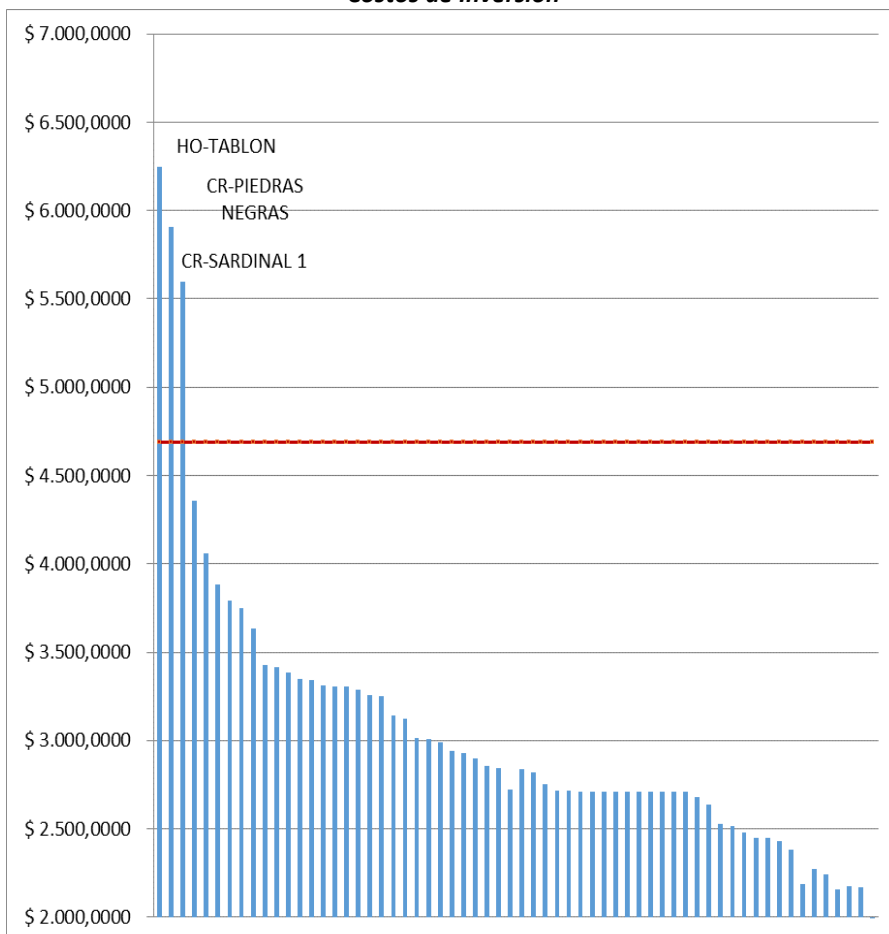
1. *Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación. Período 2012-2027 de octubre de 2012, publicado por el Consejo de Electrificación de América Central-Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (CEAC-GTPIR).*
2. *Se adicionan los datos de plantas hidroeléctricas privadas que solicitaron fijaciones tarifarias y de los cuales la Autoridad Reguladora realizó informes técnicos.*
3. *Se incorporan a la muestra las plantas hidroeléctricas participantes en la Convocatoria N° 01-2012 del ICE (información aportada por el ICE, anexo No.4)*
4. *Las plantas hidroeléctricas participantes de la Convocatoria N° 02-2014 (información aportada por el ICE, anexo No.5)*

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 (New construction) obtenido del Bureau of Labor Statistics (Series Id PCUBNEW--BNEW--) del último mes disponible, que en el presente caso es octubre 2014, lo que resulta en una variación de un 8,39%, 4,35%, 1,53% y -0,09%, respectivamente (anexo No.6).

#### **Exclusión de valores extremos**

Los costos de inversión (indexados a octubre 2014) presentan un promedio de 3 103,22 US\$/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 (1 402,50 US\$/kW a 4 687,56 US\$/kW), se encuentran tres plantas fuera de los límites indicados (proyecto de código HO-TABLON, CR-PIEDRAS NEGRAS y CR-SANDILLAL), que se consideran valores atípicos y se recomienda su exclusión de los análisis futuros. La siguiente figura puntualiza la decisión:

**Gráfico No.1**  
**Costos de Inversión**



Fuente: Intendencia de Energía

*El promedio ponderado que resulta de seguir el método de cálculo para obtener el costo de inversión es de \$2 854 por kW (ver anexo No.7).*

**c. Factor de planta**

*Para obtener el factor de planta se consideran las plantas de generación privada (nacionales) hidroeléctrica bajo la Ley 7200 (como las que se pretende tarifar) con información para los últimos tres años disponibles (2011-2013), según la base de datos de la Autoridad Reguladora. Se tomó en cuenta las plantas que generaron durante al menos 10 meses del año.*

*Esta muestra da como resultado un factor de planta de 0,54 (ver anexo No.8).*

**d. Factor de antigüedad (Xu)**

Para calcular el factor de antigüedad se consideró las plantas de generación privada (nacionales) de las que se tenga información disponible (2011-2013), 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.

El factor de antigüedad de las plantas de la muestra, se estima por medio de la siguiente fórmula:

$$Xu = ((Vu - Vo) / Vu) * (1 - Vr) + Vr$$

Donde:

**Vu =** Vida útil de las plantas para generación eléctrica (40 años)  
**Vo =** Vida en operación promedio  
**Vr =** Valor residual de las plantas (10%)

La vida en operación (Vo) de cada planta se estimó 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 2013). El promedio de la vida en operación de la muestra o población se calculó como un promedio ponderado de las antigüedades de las diferentes plantas, ponderadas según la capacidad instalada de cada planta en particular.

La muestra utilizada para obtener el factor de antigüedad contiene las plantas de generación privada nacionales para las cuales la Autoridad Reguladora tiene información de haber operado entre 2011 y 2013. La información y la muestra a utilizar para el factor de antigüedad, es la misma de la RIE-105-2013, del cual se obtiene un valor promedio ponderado de vida en operación de 17,04 años, con lo cual se obtiene un factor de antigüedad de 0,62 (ver anexo No.9).

**e. Rentabilidad (Ke)**

El nivel de rentabilidad estará 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 la cual como se indicó, modificó la metodología vigente aplicada en esta oportunidad, siendo estas:

- La Tasa libre de riesgo (Kl): es la tasa nominal (TCMNOM) de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (USA). Se utilizará 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>. La cual

*es de 2,68%, correspondiente al promedio de los últimos 5 años para los cuales se tiene información disponible (2009 al 2013). Ver anexo No. 10.*

- *La prima de riesgo (PR) se empleará la variable denominada “Impied Premium (FCFE)”, de los últimos 5 años, se obtendrá de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>, da como resultado un valor de 5,26%, correspondiente al promedio de los últimos 5 años, 2009 al 2013. Ver anexo No. 11.*
- *Riesgo país (RP) se consiera el valor publicado para Costa Rica, de los datos denominados Risk Premiums for the other makrkets y donde el riesgo país se denominada Country Risk Premium, se obtendrá de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>, con un valor de 3,45%, que corresponde al promedio de los últimos 5 años, del 2009 al 2013. Ver anexo No.12.*
- *Beta desapalancada: El valor de la beta desapalancada ( $\beta_d$ ) se obtiene de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>.*
- *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 con 5 años de datos. Por esta razón, el beta desapalancado se obtiene como el dato publicado en la página de referencia del beta desapalancado del servicio de electricidad en los Estados Unidos de América disponible. Este valor debe ser apalancado, sin embargo, al ser la deuda cero, el valor del beta se mantiene igual. El beta utilizado es de 0,40 (ver anexo No.13).*
- *Según lo indica la 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 rentabilidad obtenida mediante el modelo CAPM y los valores indicados anteriormente son los siguientes:*



**Cuadro No. 1**  
**Cálculo del nivel de rentabilidad**

Concepto	Valor
Tasa Libre Riesgo	2,68%
Prima por Riesgo	5,26%
Riesgo País	3,45%
Beta Desapalancada	0,40
<b>Costo Capital</b>	<b>8,26%</b>

Fuente: Intendencia de Energía

**f. 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 0,0753 dólares por kWh, tal y como se detalla:

**Cuadro No. 2**  
**Cálculo de la tarifa**

Inversión (I)	Costo Explotación (Ca)	Factor de Antigüedad (Xu)	Costo de Capital (Ke)	Factor de Planta (Fp)	Tarifa (TR)
\$/kW	\$/kW	Proporción	Porcentaje	Razón	\$/kWh
2.854	127	0,62	8,26%	0,54	<b>\$ 0,0744</b>

Fuente: Intendencia de Energía

**2. Estructura tarifaria:**

La estructura tarifaria que se aplique al nivel tarifario obtenido 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.

- a. La estructura tarifaria de referencia para una planta de generación de electricidad hidroeléctrica existente según los parámetros adimensionales aprobados en la resolución RJD-152-2011, es:

**Cuadro No. 3**  
**Estructura tarifaria para plantas hidroeléctricas**  
**(dólares/kWh)**

Hidroeléctrica	Estación\Horario	Punta	Valle	Noche
	Alta	0,1776	0,1776	0,1066
Baja		0,0710	0,0284	0,0178

Fuente: Intendencia de Energía

- b. La estructura tarifaria de referencia para una planta de generación de electricidad eólica existente según los parámetros adimensionales aprobados en la resolución RJD-163-2011, es:

**Cuadro No. 4**  
**Estructura tarifaria para plantas eólicas**  
**(dólares/kWh)**

Eólico	Estación	Parámetro
	Alta	0,0986
	Baja	0,0395

Fuente: Intendencia de Energía

### 3. Obligaciones de los generadores privados

Los generadores privados que le vendan energía eléctrica al ICE al amparo de la Ley 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.

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.

(...)

## IV. CONCLUSIONES

1. El promedio ponderado actualizado por índices que resulta de seguir el método de cálculo para obtener el costo de inversión es de \$2 854 por kW.
2. El costo de explotación actualizado por índices que resulta de aplicar el método de cálculo a la muestra obtenida es de \$126,79 por KW.
3. El factor de planta que resulta de seguir el modelo de cálculo es de 0,54.
4. El valor promedio ponderado de vida en operación de la muestra es de 17,04 años, con lo cual se obtiene un factor de antigüedad de 0,62.
5. La rentabilidad obtenida con el modelo de CAPM es de 8,26%, utilizando las fuentes indicadas en la resolución RJD-027-2014.
6. Con la actualización de las variables que integran el algoritmo tarifario de referencia para plantas de generación de energía hidroeléctricas existentes, da como resultado una tarifa promedio de \$0,0744 por kWh.

(...)

- II. Que en cuanto a las oposiciones presentadas en la consulta pública, del oficio 1746-IE-2014 del 16 de diciembre de 2014, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

(...)

*A continuación se procede a resumir las oposiciones presentadas y a su respectivo análisis:*

1. **Molinos de Viento del Arenal Sociedad Anónima (...) P H Río Volcán Sociedad Anónima (...) P H Don Pedro Sociedad Anónima (...)**

(...)

*Las siguientes son las respuestas a las posiciones resumidas anteriormente:*

- a. *Al respecto vale la pena indicar que efectivamente la resolución RJD-009-2010 no hace ninguna referencia al tipo de cambio que se debe utilizar en la aplicación tarifaria. 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 - indexar esas cifras por un índice de precios nacional- y luego convertirlas a dólares nuevamente, se basó en la dinámica de un mercado de divisas. Esto es que, cuando los costos son en dólares y se tienen que pasar a colones, se debe utilizar el tipo de cambio de compra del dólar del sistema bancario, y viceversa con el tipo de cambio de venta.*

- b. *Con respecto a tomar en cuenta plantas hidroeléctricas Centroamericanas para el cálculo del factor de planta, se señala que en la RJD-009-2010, en el Por Tanto I, punto 3.4.2, se indica que “se contemplarán valores de factores de carga o de planta, únicamente de plantas nacionales” (el subrayado no es del original). Es por ello que en apego a la metodología citada, solamente se utiliza información de plantas nacionales, en el cálculo del factor de planta.*
- c. *Respecto a la diversificación de las fuentes de información para definir el costo de capital, se indica que en la RJD-027-2014 del 20 de marzo de 2014, se modifica la sección 3.6. de la RJD-009-2010, que se refiere al cálculo de la rentabilidad (Ke) y se agregan nuevas de fuentes información, las cuales fueron las utilizadas en el cálculo de la rentabilidad de la propuesta en trámite.*

- d. *Respecto a la inclusión del factor ambiental, se indica que a la luz de lo anterior, considera esta Intendencia que la fijación tarifaria que se propone en esta ocasión está apegada a lo que establece la metodología vigente, la cual en este caso no incluye una variable de factor ambiental, toda vez que todavía no se cuenta con una metodología para su determinación.*

(...)

## **2. Rubén Zamora (...)**

(...)

*Las siguientes son las respuestas a las posiciones resumidas anteriormente:*

- a. *En la propuesta que se sometió a audiencia pública los costos de explotación fueron de \$120,39 por kW, sin embargo dadas las posiciones de otras empresas en el proceso de audiencia, este valor fue actualizado con la información más reciente del Informe de Costos del Sistema de Generación del 2012 (datos actualizados a Diciembre de 2012); y la información de las plantas: Vara Blanca, Sigifredo Solís, El Ángel y Cubujuquí es tomada de fijaciones tarifarias a generadores privados que ha realizado la Autoridad Reguladora en los últimos años, que resultó en un valor de \$126,79 por kW.*
- b. *Con respecto a los costos de inversión, se indica que efectivamente en esta propuesta se actualizan por medio Índice de Precios al Productor de Estados Unidos (IPP-EUUU) para construcciones nuevas (New construction) obtenido del Bureau of Labor Statistics (Series Id PCUBNEW--BNEW--) del último mes disponible, que en el presente caso es octubre 2014, que es la información más actual que se tiene al momento de la audiencia pública. Lo que resulta en un valor de costo de inversión de \$2 854 por Kw.*
- c. *Efectivamente en la propuesta que se analizó en la audiencia pública, el factor de planta promedio es de 54%, el cual no sufre modificaciones y se mantiene en ese valor, ver anexo No.8.*
- d. *En la propuesta sometida al proceso de audiencia pública, el factor de antigüedad es del 62%, el cual no sufre modificaciones y se mantiene en ese valor, ver anexo No.9.*
- e. *El cálculo de la rentabilidad se estimó en 8,26%. Todo el detalle del cálculo y las fuentes de información utilizadas, se detallan en el apartado e. Rentabilidad de este informe.*

(...)

### **3. Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE) (...)**

(...)

Las siguientes son las respuestas a las posiciones resumidas anteriormente:

- a. *Con respecto a los costos de explotación, este valor fue actualizado con la información más reciente del Informe de Costos del Sistema de Generación del 2012 (datos actualizados a Diciembre de 2012); y la información de las plantas: Vara Blanca, Sigifredo Solís, El Ángel y Cubujuquí es tomada de fijaciones tarifarias a generadores privados que ha realizado la Autoridad Reguladora en los últimos años, que resultó en un valor de \$126,779 por kW.*
- b. *Con respecto a la actualización de los cálculos, se indica que esta propuesta tarifaria se actualizó al mes de octubre de 2014.*
- c. *Con respecto al cálculo de los costos de inversión, el procedimiento llevado a cabo fue tomar la muestra original de 50 empresas, que incluía información de 3 fuentes: 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), los datos de plantas hidroeléctricas privadas que solicitaron fijaciones tarifarias y de los cuales la Autoridad Reguladora realizó informes técnicos, las plantas hidroeléctricas participantes en la Convocatoria N° 01-2012 del ICE y se adicionaron los datos de plantas que participaron de la Convocatoria N° 02-2014, por consistencia técnica. Lo cual da como resultado un costo de inversión de \$2 854 kW.*
- d. *Con respecto al dato de potencia de la planta La Joya, se indica que este valor fue corregido, así como el cálculo del promedio para cada uno de los años, lo cual da como resultado un factor de planta de 54% (Ver apartado c. Factor de planta y anexo No.8).*
- e. *Con base en la actualización de las variables de la fórmula para definir la tarifa de referencia, ésta da como resultado \$0,0744 por kWh (ver apartado f. Tarifa de referencia propuesta (TR) de este documento).*

(...)

### **4. Compañía Hidroeléctrica Doña Julia S.R.L. (...)**

(...)

Las siguientes son las respuestas a las posiciones resumidas anteriormente:

- a. *Las variables que conforman la tarifa de referencia son actualizados a octubre del 2014, que son los datos más actuales antes de la audiencia pública.*
- b. *Con respecto al cálculo de los costos de inversión, el procedimiento llevado a cabo fue tomar la muestra original de 50 empresas, que incluía información de 3 fuentes: 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), los datos de plantas hidroeléctricas privadas que solicitaron fijaciones tarifarias y de los cuales la Autoridad Reguladora realizó informes técnicos, las plantas hidroeléctricas participantes en la Convocatoria N° 01-2012 del ICE y se adicionaron los datos de plantas que participaron de la Convocatoria N° 02-2014 del ICE, por consistencia técnica. Lo cual da como resultado un costo de inversión de \$2 854 kW.*
- c. *Con respecto a los costos de explotación, el procedimiento fue tomar como punto de partida los datos más actualizados de las plantas del ICE de menos de 50 MW y la información de Vara Blanca, Sigifredo Solís, El Ángel y Cubujuquí es tomada de fijaciones tarifarias a generadores privados que ha realizado la Autoridad Reguladora en los últimos años, datos que fueron actualizados por medio del índice de precios al productor industrial de Costa Rica correspondiente. Lo cual da como resultado un costo de explotación de \$126,79 por kW.*
- d. *Los cálculos de la vida promedio de las plantas se obtiene como la diferencia entre el momento en que empezó a operar la planta y el 31 de diciembre del año inmediato anterior, tal y como lo indica la RJD-009-2010.*
- e. *Para el cálculo del factor de planta se corrige el valor de la capacidad instalada de la planta La Joya en 50 000 KW (ver apartado c. Factor de planta y anexo No.8).*
- f. *En la presente propuesta se ajustan todos los parámetros de la rentabilidad a octubre 2014, sin embargo, según se indica en la RJD-027-2014, "La fuente de información elegida para las variables descritas en los puntos 1 y 2, 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)." Es por ello que la información utilizada para calcular la rentabilidad, se refiere a información para años completos, en este caso sería información de enero 2009 a diciembre 2013, tal y como se procedió en dicha propuesta.*

- g. Con base en la corrección y actualización de las variables de la fórmula para definir la tarifa de referencia, ésta da como resultado \$0,0744 por kWh (ver apartado f. Tarifa de referencia propuesta (TR) de este documento).

(...)

#### **5. Esteban Lara Erramouspe (...)**

(...)

Las siguientes son las respuestas a las posiciones resumidas anteriormente:

- a. Para la presente propuesta, tanto el índice al productor industrial de los Estados Unidos, como el índice al productor industrial de Costa Rica son actualizados a octubre del 2014 (ver anexo No. 2 y No. 6).
- b. Para el cálculo del costo de la inversión se incorporó el dato del costo de inversión del C.H. Vara Blanca.
- c. El valor de la potencia para C.H. Vara Blanca es el mismo que se ha utilizado en las fijaciones anteriores, lo cual se indica en el folio 06 del ET-185-2010, como la capacidad instalada de la turbina de 2,65 MW.

En cuando a la incorporación de la información de Suerkata S.R.L. a la muestra, por más que la empresa aportó los Estados Financieros auditados solicitados mediante la resolución RJD-009-2010, dicho cumplimiento es parcial ya que no incorporó la justificación correspondiente de los gastos e ingresos, con la cual la Autoridad Reguladora pudiera realizar un análisis de la razonabilidad de esos costos y velar así para que se cumpliera el artículo 32 de la Ley 7593 y el principio de servicio al costo (artículo 3, inciso d).

- d. Para la presente propuesta, tanto el índice al productor industrial de los Estados Unidos, como el índice al productor industrial de Costa Rica son actualizados a octubre del 2014 (ver anexo No. 2 y No.6).
- e. El valor del riesgo país, se toma como el promedio de los años 2009, 2010, 2011, 2012 y 2013, tal y como se indica en la RJD-027-2014, específicamente la dirección de internet: <http://stern.nyu.edu/~adamodar>.
- f. Aunque la metodología no incluye los tratos y límites de las muestras de datos a utilizar, el presente informe incluye un análisis estadístico de los datos incluidos en la base de datos, lo anterior precisamente porque bajo los principios de la técnica y ciencia.
- g. Como se indicó en el punto anterior, las decisiones tarifarias deben apegarse a los principios de la ciencia y técnica. El aumentar la

*transparencia y la credibilidad de los procesos tarifarios es una meta que se ha impuesto a nivel de Junta Directiva en la determinación de las metodologías tarifarias, pero además de esta Intendencia en su aplicación y cálculos, es por esa razón que en los informes nos preocupamos por detallar los criterios de cálculo utilizados y además que se adjuntan las hojas electrónicas con los respectivos cálculos.*

(...)

#### **6. SUERKATA, S.R.L. (...)**

(...)

*Las siguientes son las respuestas a las posiciones resumidas anteriormente:*

- a. *Para la presente propuesta, tanto el índice al productor industrial de los Estados Unidos, como el índice al productor industrial de Costa Rica son actualizados a octubre del 2014 (ver anexo No. 2 y No. 6).*
- b. *Para el cálculo del costo de la inversión, se incorporó el dato de costo de inversión de C.H. Vara Blanca.*
- c. *El valor de la potencia para C.H. Vara Blanca es el mismo que se ha utilizado en las fijaciones anteriores, lo cual se indica en el folio 06 del ET-185-2010, como la capacidad instalada de la turbina de 2,65 MW.*

*En cuando a la incorporación de la información de Suerkata S.R.L. a la muestra, por más que la empresa aportó los Estados Financieros auditados solicitados mediante la resolución RJD-009-2010, dicho cumplimiento es parcial ya que no incorporó la justificación correspondiente de los gastos e ingresos, con la cual la Autoridad Reguladora pudiera realizar un análisis de la razonabilidad de esos costos y velar así para que se cumpliera el artículo 32 de la Ley 7593 y el principio de servicio al costo (artículo 3, inciso d).*

- d. *Para la presente propuesta, tanto el índice al productor industrial de los Estados Unidos, como el índice al productor industrial de Costa Rica son actualizados a octubre del 2014 (ver anexo No. 2 y No.6).*
- e. *El valor del riesgo país, se toma como el promedio de los años 2009, 2010, 2011, 2012 y 2013, tal y como se indica en la RJD-027-2014, específicamente la dirección de internet: <http://stern.nyu.edu/~adamodar>.*
- f. *Incorporar el establecimiento de tractos y límites de las muestra de datos para disminuir el sesgo entre plantas pequeñas y grandes, es una solicitud que debe ser dirigida a la Junta Directiva de esta Autoridad, con su respectiva justificación y propuesta, que es el órgano encargado de aprobar o modificar las metodologías tarifarias.*



- g. *El aumentar la transparencia y la credibilidad de los procesos tarifarios es una meta que se ha impuesto a nivel de Junta Directiva en la determinación de las metodologías tarifarias, pero además de esta Intendencia en su aplicación y cálculos, es por esa razón que en los informes nos preocupamos por detallar los criterios de cálculo utilizados y además que se adjuntan las hojas electrónicas con los respectivos cálculos, toda vez que las decisiones tarifarias deben apegarse a los principios de la ciencia y técnica.*
- h. *Los valores de costos de explotación que se utilizan, corresponden a los costos de explotación de plantas similares a las que se pretende tarifas, para las cuales se toman los datos de plantas de menos de 50 MW, ya que costos de plantas por encima de este valor de potencia son considerados valores extremos, según la RJD-009-2010. Sin embargo se aclara que el cálculo de los costos de explotación del ET-141-2014 serán actualizados con la misma información utilizada en esta propuesta.*

(...)

#### **7. Instituto Costarricense de Electricidad (...)**

(...)

*Las siguientes son las respuestas a las posiciones resumidas anteriormente:*

- a. *Al respecto vale la pena indicar que efectivamente la resolución RJD-009-2010 no hace ninguna referencia al tipo de cambio que se debe utilizar en la aplicación tarifaria. 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 - indexar esas cifras por un índice de precios nacional- y luego convertirlas a dólares nuevamente, se basó en la dinámica de un mercado de divisas. Esto es que, cuando los costos son en dólares y se tienen que pasar a colones, se debe utilizar el tipo de cambio de compra del dólar del sistema bancario, y viceversa con el tipo de cambio de venta.*

- b. *En la RJD-027-2014, en el considerando I, punto 5 "Propuestas de cambio", punto b., pag.14 se indica que "La exclusión de valores extremos se realizará por medio de la inversión y estará bajo la responsabilidad y dirección de un profesional en estadística, lo cual deberá hacerlo justificado en la ciencia, técnica y lógica tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública." Es por ello que el actuar de la Aresep en esta propuesta es en estricto apego a lo establecido en las metodologías vigentes, definiendo como criterio de valores extremos,*

aquellos que estén por encima o por debajo de dos desviaciones estándar del promedio, tal y como se explica y detalla en el apartado b. Costos de inversión (I) de este informe.

- c. Efectivamente se incurrió en un error, en el momento del cálculo del promedio por año, error que fue corregido, lo que resulta en un factor de planta del 54% (ver anexo No.8).
- d. La beta desapalancada "Utility General" está calculado con base a 20 firmas, por el contrario el beta "Power" está calculado con información de 106 empresas, por lo cual tiene más información, además por consistencia, es el beta utilizado en las otras metodologías de fijación tarifaria.
- e. Lo relacionado al factor de antigüedad, se le indica al ICE que lo actuado en esta propuesta por la Aresep, es en estricto apego a la metodología tarifaria vigente según la RJD-099-2010 y la RJD-027-2014. Tomar en cuenta lo indicado por el ICE, resultaría en una modificación metodológica, la cual debe ser dirigida a la Junta Directiva de esta Autoridad, con su respectiva justificación y propuesta, que es el órgano encargado de aprobar o modificar las metodologías tarifarias.

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar las tarifas eléctricas, tal y como se dispone.

**POR TANTO  
EL INTENDENTE DE ENERGÍA  
RESUELVE:**

- I. Fijar las siguientes tarifas para los generadores privados existentes (Ley 7200) que firmen un nuevo contrato de compra venta de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE):

- a. Para plantas hidroeléctricas existentes (\$/kWh):

Hidroeléctrica	Estación\Horario	Punta	Valle	Noche
	Alta	0,1776	0,1776	0,1066
Baja	0,0710	0,0284	0,0178	

Fuente: Intendencia de Energía

- b. Para plantas eólicas existentes (\$/kWh):

Eólico	Estación	Parámetro
	Alta	0,0986
Baja	0,0395	

Fuente: Intendencia de Energía

- II. Indicar que de conformidad con la resolución RJD-009-2010, los generadores privados que le vendan energía eléctrica al ICE al amparo de la Ley 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.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (L. G. A. P.) 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 L. G. A. P., 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.

#### **PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE**

JUAN MANUEL QUESADA  
INTENDENTE DE ENERGÍA

1 vez.—O. C. N ° 8377-2015.—Solicitud N° 25688.—E/362; : 5206 (IN2015001528).

**Anexo No. 1**  
**Costos de explotación**  
**Muestra actualizada a octubre 2014**

PLANTA	Potencia (MW)	Peso relativo %	Octubre 2014 ¢/kW-año	Octubre 2014 \$/kW-año	Peso Relativo % * 2014 \$/kW-año
VARA BLANCA	2,7	0,01434	61371,44	112,53	1,53
EL ANGEL	3,9	0,02083	57214,48	104,91	2,08
CUBUJUQUI	21,6	0,11687	42442,19	77,82	8,65
TORO_I	23,2	0,12556	67017,47	122,88	17,26
SIGIFREDO SOLIS	26,0	0,14068	71084,28	130,34	17,43
SANDILLAL	32,0	0,17302	93430,85	171,32	28,18
LA_GARITA	37,4	0,20215	64920,08	119,04	22,88
PEÑAS_B	38,2	0,20654	57804,22	105,99	20,81
ECHANDI	4,7	0,02416	135328,59	248,14	5,99
TRES RIOS	0,8	0,00411	263003,82	482,25	1,98
<b>Costos de explotación (Ca) Octubre 2014</b>					<b>126,79</b>

Fuente: Elaboración IE con información remitida por el ICE y fijaciones tarifarias ARESEP.

**Anexo No. 2**  
**Índice de Precios al Productor Industrial de Costa Rica**  
**Sin combustibles**

IPPI sin combustible

Base: Diciembre 1999=100

Nivel general

Mes	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Enero	101,79	111,67	120,73	131,34	146,96	172,23	192,68	220,16	252,77	303,76	303,96	320,28	340,95	351,81	358,17
Febrero	102,62	112,58	121,37	132,60	148,86	173,94	194,20	222,81	256,17	302,97	305,53	323,61	340,92	354,11	361,89
Marzo	103,11	113,11	121,67	134,32	153,61	175,41	196,46	222,99	261,51	300,65	305,85	328,90	342,86	355,11	367,48
Abril	103,50	113,98	122,65	135,27	155,68	176,68	197,95	226,51	267,31	301,36	304,46	333,12	344,93	354,88	370,61
Mayo	104,71	114,60	123,14	136,70	157,98	178,42	201,21	228,15	272,78	302,72	304,99	333,38	344,40	355,20	372,33
Junio	105,48	115,36	123,56	137,92	158,86	179,65	204,85	231,43	278,76	302,16	307,56	335,72	345,05	354,70	373,76
Julio	105,96	116,22	124,78	138,96	160,11	183,02	206,64	233,55	290,75	302,88	307,67	336,21	344,93	355,73	371,53
Agosto	106,83	116,44	125,99	140,17	161,78	183,60	208,97	235,38	302,82	302,47	306,22	335,38	348,68	355,43	372,04
Septiembre	107,46	117,17	127,06	140,70	164,27	184,95	210,13	238,04	309,77	302,70	307,31	336,53	349,88	355,81	371,94
Octubre	108,18	117,95	128,29	141,33	166,30	187,14	212,75	240,52	309,51	304,55	309,83	339,53	351,30	355,71	372,65
Noviembre	109,13	118,45	128,79	142,80	168,29	188,28	214,49	244,63	313,50	302,09	314,24	340,20	351,91	356,65	
Diciembre	110,16	119,68	129,76	144,04	169,60	190,17	216,29	247,89	306,03	302,44	316,12	339,51	351,27	365,97	

Fuente: Banco Central de Costa Rica

**Anexo No. 3**

**Tipo de cambio de compra octubre 2013 y de venta octubre 2014**

Tipo de cambio compra		Tipo de cambio de venta	
1 Dic 2012	492,82	01-oct-14	545,52
2 Dic 2012	492,82	02-oct-14	545,57
3 Dic 2012	492,82	03-oct-14	545,54
4 Dic 2012	492,89	04-oct-14	545,56
5 Dic 2012	492,88	05-oct-14	545,56
6 Dic 2012	492,87	06-oct-14	545,56
7 Dic 2012	492,9	07-oct-14	545,55
8 Dic 2012	492,87	08-oct-14	545,51
9 Dic 2012	492,87	09-oct-14	545,49
10 Dic 2012	492,87	10-oct-14	545,46
11 Dic 2012	492,89	11-oct-14	545,47
12 Dic 2012	492,88	12-oct-14	545,47
13 Dic 2012	492,85	13-oct-14	545,47
14 Dic 2012	492,88	14-oct-14	545,49
15 Dic 2012	492,89	15-oct-14	545,56
16 Dic 2012	492,89	16-oct-14	545,56
17 Dic 2012	492,89	17-oct-14	545,59
18 Dic 2012	492,91	18-oct-14	545,57
19 Dic 2012	492,86	19-oct-14	545,57
20 Dic 2012	492,84	20-oct-14	545,57
21 Dic 2012	492,83	21-oct-14	545,52
22 Dic 2012	492,33	22-oct-14	545,53
23 Dic 2012	492,33	23-oct-14	545,49
24 Dic 2012	492,33	24-oct-14	545,44
25 Dic 2012	494,18	25-oct-14	545,03
26 Dic 2012	494,18	26-oct-14	545,03
27 Dic 2012	498,91	27-oct-14	545,03
28 Dic 2012	503,58	28-oct-14	544,67
29 Dic 2012	502,07	29-oct-14	544,65
30 Dic 2012	502,07	30-oct-14	544,79
31 Dic 2012	502,07	31-oct-14	544,71
<b>Promedio</b>	<b>494,3313</b>	<b>Promedio</b>	<b>545,3719</b>

*Fuente: Banco Central de Costa Rica*

**Anexo No. 4**  
**Plantas participantes en la Convocatoria N°01-2012 del ICE**

**Cuadro No. 1**  
**Costo de inversión de plantas hidroeléctricas que ofertaron en la convocatoria No. 01-2012 del ICE**  
**Octubre-2012**


Proyecto	Potencia (MW)	Inversión (\$ millones)	Costo por kW	ICE, convocatoria No. 1-2012. Selección de proyectos para generación de electricidad al amparo de la Ley 7200. Informe de evaluación de las propuestas del 19 de octubre del 2012 y acto de apertura de ofertas económicas de la convocatoria del 16 de octubre del 2012.
P.H. PIEDRAS NEGRAS	0,77	4,5	5 816,26	
P.H. PARISMINA	7,50	25	3 333,33	
P.H. TORITO	4,99	23,7	4 742,96	
P.H. CHIMURRIA	5,20	20,9	4 018,71	
P.H. SAN BERNARDO	2,64	8,8	3 330,81	
P.H. AGUAS ZARCAS SUPERIOR	8,05	32,2	3 996,13	
P.H. LA ESPERANZA DE ATIRRO	3,40	12	3 530,45	
P.H. CONSUELO	5,00	17,3	3 464,98	
P.H. EL ANGEL AMPLIACIÓN	5,00	14	2 800,00	
P.H. RIO SEGUNDO AMPLIACIÓN	1,89	5,5	2 910,05	
P.H. HIGUERA SARDINAL	3,01	12,7	4 205,45	
P.H. MONTE VERDE I	2,80	10,1	3 589,31	
P.H. MONTE VERDE II	4,97	12,2	2 458,89	
P.H. LOS CORALES	3,53	9,3	2 637,55	
P.H. ISLA	2,23	8,7	4 083,69	

Fuente: ICE

Fuente: ICE

Anexo No. 5

Plantas participantes en la convocatoria N°02-2014

	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD GERENCIA DE ELECTRICIDAD
	APERTURA DE OFERTAS ECONÓMICAS - CONVOCATORIA 02-2014

Calificación y precio ofertado - Proyectos Hidroeléctricos (30 MW)

Nombre de la empresa	Nombre del proyecto	Potencia (kW)		Energía neta anual (MWh)	Costo del proyecto (USD)	Calificación total	Precio ofertado (USD/kWh)		
		Elegibilidad	Nominal				Oferta original	% Descuento	Con descuento
<b>HIDROELÉCTRICOS</b>									
...	...	...	...	...	...	...	0,1200	-21,00%	0,0948
...	...	...	...	...	...	...	0,1089	0,00%	0,1089
...	...	...	...	...	...	...	0,1348	0,00%	0,1348
...	...	...	...	...	...	...	0,1229	-11,72%	0,1085
...	...	...	...	...	...	...	0,1198	-13,52%	0,1036
...	...	...	...	...	...	...	0,1200	-21,00%	0,0948
...	...	...	...	...	...	...	0,1220	-22,30%	0,0948
...	...	...	...	...	...	...	0,1225	-22,61%	0,0948
...	...	...	...	...	...	...	0,1229	-11,72%	0,1085
...	...	...	...	...	...	...	0,1125	-3,29%	0,1088
...	...	...	...	...	...	...	0,1200	-15,92%	0,1009
...	...	...	...	...	...	...	0,1250	-8,48%	0,1144
...	...	...	...	...	...	...	0,1230	-17,24%	0,1018
...	...	...	...	...	...	...	0,1200	-15,08%	0,1019
...	...	...	...	...	...	...	0,1240	-23,55%	0,0948

Nota: ...

Elaborado por: ...

Fuente: ICE

Anexo No. 6

Índice de precios al Productor Industrial de los Estados Unidos a octubre 2014

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
2004	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
2005	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
2006	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
2007	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
2008	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
2009	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
2010	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
2011	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
2012	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
2013	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
2014	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...

Fuente: <http://data.bls.gov/timeseries/PCUBNEW--BNEW-->

**Anexo No. 7**  
**Datos de inversión (excluidos los valores extremos)**

FUENTE	Proyecto	Potencia (MW)	Peso Relativo	Inversión (US\$/kW)	Inversión octubre 2014 (US\$/kW)	Inversión*peso relativo
CEAC	PA-RP490	9,90	2,14%	\$ 4.021	\$ 4.358	\$ 93,43
I Conv ICE	CR-LA ISLA	2,23	0,48%	\$ 4.084	\$ 4.146	\$ 20,02
I Conv ICE	CR-AGUAS ZAF	8,05	1,74%	\$ 3.996	\$ 4.057	\$ 70,73
ARESEP	CR-VARA BLAN	2,65	0,57%	\$ 3.722	\$ 3.884	\$ 22,29
II Conv ICE	CR-TORITO	5,00	1,08%	\$ 3.798	\$ 3.795	\$ 41,08
CEAC	NI-LARREYNAC	17,20	3,72%	\$ 3.459	\$ 3.749	\$ 139,64
I Conv ICE	CR-MONTE VE	2,80	0,61%	\$ 3.589	\$ 3.644	\$ 22,10
CEAC	NI-PANTASMA	12,00	2,60%	\$ 3.353	\$ 3.634	\$ 94,44
I Conv ICE	CR-LA ESPERA	3,40	0,74%	\$ 3.530	\$ 3.585	\$ 26,39
I Conv ICE	CR-CONSUELC	5,00	1,08%	\$ 3.465	\$ 3.518	\$ 38,09
CEAC	CR-TACARES	7,00	1,52%	\$ 3.162	\$ 3.427	\$ 51,95
II Conv ICE	CR-CHIMICUR	5,00	1,08%	\$ 3.421	\$ 3.418	\$ 37,01
I Conv ICE	CR-PARISMIN.	7,50	1,62%	\$ 3.333	\$ 3.384	\$ 54,96
I Conv ICE	CR-SAN BERNI	2,64	0,57%	\$ 3.331	\$ 3.382	\$ 19,33
CEAC	CR-ANONOS	3,60	0,78%	\$ 3.088	\$ 3.347	\$ 26,09
CEAC	PA-SAN LOREN	8,10	1,75%	\$ 3.083	\$ 3.342	\$ 58,61
II Conv ICE	CR-HIDRO SUI	20,00	4,33%	\$ 3.311	\$ 3.308	\$ 143,25
II Conv ICE	CR-PH ANGEL	4,45	0,96%	\$ 3.310	\$ 3.307	\$ 31,84
II Conv ICE	CR-HIGUERA-S	2,08	0,45%	\$ 3.260	\$ 3.257	\$ 14,65
CEAC	GU-CRISTOBA	19,00	4,11%	\$ 3.000	\$ 3.252	\$ 133,78
CEAC	HO-LiHd2013	13,50	2,92%	\$ 2.900	\$ 3.143	\$ 91,89
CEAC	PA-COCHEA	12,50	2,71%	\$ 2.880	\$ 3.122	\$ 84,49
II Conv ICE	CR-PH PEÑAS	3,93	0,85%	\$ 3.009	\$ 3.006	\$ 25,61
II Conv ICE	CR- SAN JOAQ	20,00	4,33%	\$ 2.995	\$ 2.992	\$ 129,58
I Conv ICE	CR-RÍO SEGUN	1,89	0,41%	\$ 2.910	\$ 2.955	\$ 12,09
ARESEP	CR-EL ANGEL	3,85	0,83%	\$ 2.818	\$ 2.941	\$ 24,51
CEAC	PA-ESTRECHO	10,00	2,17%	\$ 2.700	\$ 2.927	\$ 63,37
ARESEP	CR-SUERKATA	2,70	0,58%	\$ 2.778	\$ 2.899	\$ 16,95
CEAC	PA-LAGUNA	9,30	2,01%	\$ 2.634	\$ 2.855	\$ 57,49
I Conv ICE	CR-EL ANGEL (	5,00	1,08%	\$ 2.800	\$ 2.843	\$ 30,78
CEAC	PA-LAS CRUCE	9,20	1,99%	\$ 2.616	\$ 2.836	\$ 56,49
II Conv ICE	CR-PH SAN PE	5,99	1,30%	\$ 2.824	\$ 2.821	\$ 36,59
CEAC	PA-OJO DE AG	6,50	1,41%	\$ 2.541	\$ 2.754	\$ 38,77
II Conv ICE	CR-PH SAN RA	7,25	1,57%	\$ 2.723	\$ 2.721	\$ 42,71
CEAC	NI-SIRENA	17,00	3,68%	\$ 2.508	\$ 2.718	\$ 100,07
CEAC	PA-MENDRE 2	8,00	1,73%	\$ 2.502	\$ 2.712	\$ 46,98
CEAC	PA-TIZINGAL	4,60	1,00%	\$ 2.500	\$ 2.710	\$ 26,99
CEAC	PA-BAJO TOTL	5,00	1,08%	\$ 2.500	\$ 2.710	\$ 29,34
CEAC	PA-LA HUACA	5,10	1,10%	\$ 2.500	\$ 2.710	\$ 29,92
CEAC	PA-EL FRAILE	5,50	1,19%	\$ 2.500	\$ 2.710	\$ 32,27
CEAC	PA-CAÑAZAS	5,90	1,28%	\$ 2.500	\$ 2.710	\$ 34,62
CEAC	PA-SAN ANDRI	9,00	1,95%	\$ 2.500	\$ 2.710	\$ 52,81
CEAC	PA-PERLAS S	10,00	2,17%	\$ 2.500	\$ 2.710	\$ 58,68
CEAC	PA-PERLAS N	10,00	2,17%	\$ 2.500	\$ 2.710	\$ 58,68
CEAC	PA-SINDIGO	10,00	2,17%	\$ 2.500	\$ 2.710	\$ 58,68
I Conv ICE	CR-LOS CORAL	3,53	0,76%	\$ 2.638	\$ 2.678	\$ 20,47
II Conv ICE	CR-PH PEÑAS	8,91	1,93%	\$ 2.639	\$ 2.636	\$ 50,86
CEAC	PA-BARTOLO	14,20	3,07%	\$ 2.333	\$ 2.529	\$ 77,75
I Conv ICE	CR-MONTE VE	4,97	1,08%	\$ 2.459	\$ 2.497	\$ 26,87
CEAC	HO-LiHd2012	0,70	0,15%	\$ 2.258	\$ 2.447	\$ 3,71
CEAC	HO-LiHd2022	14,90	3,23%	\$ 2.258	\$ 2.447	\$ 78,96
CEAC	PA-REMIGIOR	8,60	1,86%	\$ 2.243	\$ 2.431	\$ 45,27
CEAC	PA-CALDERA	4,00	0,87%	\$ 2.200	\$ 2.385	\$ 20,65
CEAC	PA-PLANETAS	3,70	0,80%	\$ 2.098	\$ 2.274	\$ 18,22
II Conv ICE	CR-PH TURRIA	3,90	0,84%	\$ 2.243	\$ 2.241	\$ 18,90
II Conv ICE	CR-PH BONILL	6,16	1,33%	\$ 2.192	\$ 2.190	\$ 29,20
II Conv ICE	CR-PH CANAS	7,87	1,71%	\$ 2.180	\$ 2.178	\$ 37,14
CEAC	PA-POTRERILL	4,20	0,91%	\$ 2.000	\$ 2.168	\$ 19,72
II Conv ICE	CR-PH RIO BO	5,58	1,21%	\$ 2.157	\$ 2.155	\$ 26,03
		\$ 461,8180				\$ 2.853,79

Fuente: Elaboración IE con información del ICE, CEAC y Aresep



**Anexo No. 8  
Factor de Planta  
2011-2013**

Periodo	F.P. Anual	Ponderación	FP*Ponderación
F.P. 2011	0,55	0,21	0,12
F.P. 2012	0,56	0,39	0,22
F.P. 2013	0,51	0,40	0,21
Promedio	<b>0,54</b>	<b>1,00</b>	<b>0,54</b>

Fuente: ICE

**Anexo No. 9  
Factor de antigüedad**

PLANTA	KW	Peso Relativo %	Fecha Inicio	Fecha Actual	Vida en Operación	Peso Relativo % *Vida en Operación
ÁDÖVCEZOEÜÖCEJÁ	ÁÁÁÁÁÁ	FEÄ	ÀàÈÌ	ááÈÈH	Fí ÈH	FÈG
ÁÖCE-UÁÖÜÖEÖÖÁ	ÁÁÁÁÁÁ	FÈÄ	} [ ÇÈH	ááÈÈH	GeÈI	ÈÈI
ÄÖUPÁÜÖÖUÁ	ÁÁÁÁÁÁ	FFÈÄ	} [ ÇÈÌ	ááÈÈH	Fí ÈÈI	FÈÌ
ÄÖU:-CEÁVŠÖEÁ	ÁÁÁÁÁÁ	FHÈÄ	ááÈÈÌ	ááÈÈH	Fí ÈÈG	FÈÌ
ÄÖŠÁPÖÖŠÁ	ÁÁÁÁÁÁ	HÈÄ	æ: ÈÈF	ááÈÈH	GGÈI	ÈÈG
ÄÖT ÖCESÜÖÁ	ÁÁÁÁÁÁ	FÈÄ	ááÈÈÌ	ááÈÈH	Fí ÈÈ	ÈÈÈ
ÄÖZÖÜÜÖÜÖEÖZÖÁ	ÁÁÁÁÁÁ	I ÈÄ	ÀàÈÈÌ	ááÈÈH	Fí ÈÈG	ÈÈJ
ÄT ÖEÖE UÜUÜÁ	ÁÁÁÁÁÁ	HÈÄ	b } ÈÈI	ááÈÈH	Fí ÈÈJ	ÈÈI
ÄÜŠÖVÖEÜÁ	ÁÁÁÁÁÁ	FGÈÄ	b   ÈÈÌ	ááÈÈH	Fí ÈÈG	ÈÈÈ
ÄÜÜEÜÁ	ÁÁÁÁÁÁ	FÈÄ	ÀàÈÈÌ	ááÈÈH	Fí ÈÈG	ÈÈÈ
ÄÜÖÖÖÖÖEÁ	ÁÁÁÁÁÁ	ÈÈÄ	ááÈÈÌ	ááÈÈH	FJÈÈÈ	ÈÈÈ
ÄÜUÁÖÖVÖÖUÁ	ÁÁÁÁÁÁ	ÈÈÄ	b   ÈÈÌ	ááÈÈH	Fí ÈÈI	ÈÈÈ
ÄÜÖPÁÜÜÖPZUÁ	ÁÁÁÁÁÁ	FGÈÄ	æ [ ÈÈÌ	ááÈÈH	Fí ÈÈF	ÈÈÈ
ÄÜWÖSÖVÖEÁ	ÁÁÁÁÁÁ	ÈÈÄ	ááÈÈÌ	ááÈÈH	Fí ÈÈ	ÈÈÈ
ÄÜEÜÖZÖUÁ	ÁÁÁÁÁÁ	ÈÈÄ	æ [ ÈÈÈ	ááÈÈH	GÈÈH	ÈÈÈ
ÄÜSÖ7PÁ	ÁÁÁÁÁÁ	FÈÄ	ááÈÈÌ	ááÈÈH	Fí ÈÈJ	ÈÈÈ
<b>ÁÁÁÁÁÁ</b>	<b>FEÄ</b>				<b>Fí ÈÈH</b>	<b>17,04</b>

Fuente: ICE

**Anexo No. 10**  
**Tasa libre de riesgo**  
**2009-2013**

Promedio por año	Tasa
2009	3,257
2010	3,214
2011	2,786
2012	1,803
2013	2,351
<b>PROMEDIO</b>	<b>2,682</b>

Fuente: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/build.aspx?rel=h15>

**Anexo No.11**  
**Prima por riesgo**  
**2009-2013**

Periodo	Tasa
2009	4,36%
2010	5,20%
2011	6,01%
2012	5,78%
2013	4,96%
<b>Promedio</b>	<b>5,26%</b>

Fuente: <http://stern.nyu.edu/~adamodar/>

**Anexo No.12**  
**Riesgo País**  
**2009-2013**

Año	Country	Region	Local Currency Rating	Rating-based Default Spread	Total Equity Risk Premium	Country Risk Premium
2013	Costa Rica	Central and South America	Baa3	2,00%	8,80%	3,00%
2012	Costa Rica	Central and South America	Baa3	200	9,00%	3,00%
2011	Costa Rica	Central and South America	Baa3	200	8,00%	3,00%
2010	Costa Rica	Central and South America	Ba1	250	8,25%	3,75%
2009	Costa Rica	Central and South America	Ba1	300	9,50%	4,50%
<b>Promedio</b>						<b>3,45%</b>

Fuente: <http://stern.nyu.edu/~adamodar/>

**Anexo No. 13**  
**Beta desapalancada**  
**2009-2013**

<i>Industry Name</i>	<i>Number of firms</i>	<i>Average Unlevered Beta</i>	<i>Average Levered Beta</i>	<i>Average correlation</i>	<i>Total Unlevered Beta</i>	<i>Total Levered Beta</i>
Power	106	0,40	0,68	36,29%	1,11	1,87
Total Market	7766	0,64	1,01	27,99%	2,28	3,60

**INTENDENCIA DE ENERGIA**  
**RIE-100-2014 del 18 diciembre de 2014**

**FORMATO ESTANDARIZADO REQUERIDO PARA LA PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN ESTADÍSTICA  
REFERENTE AL MERCADO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y ALUMBRADO PUBLICO  
DE LAS EMPRESAS REGULADAS**

**OT-171-2014**

---

**RESULTANDO**

- I. Que la Autoridad Reguladora mediante las resoluciones RRG-227-2010, del 18 de marzo del dos mil diez (expediente ET-195-2009); 744-RCR-2011, del 16 de diciembre de 2011 (expediente ET-141-2011); RRG-227-2010, del 18 de marzo del dos mil diez (expediente ET-195-2009); RRG-9369-2008, del 19 de diciembre del dos mil ocho (Expediente ET-196-2008); RRG-8137-2008, del 28 de marzo del dos mil ocho (expediente ET-206-2008); RRG-5564-2006, del cinco de abril de dos mil seis (expediente ET-185-2005); RRG-4487-2005, del treinta de marzo de dos mil cinco (expediente ET-147-2004); instruyó a las empresas reguladas presentar, algunos aspectos puntuales, de la información estadística del mercado eléctrico, que se envía tanto de forma periódica (mensual) como en cada solicitud de ajuste tarifario.
- II. Con el fin de diagnosticar oportunidades de mejora en todas las partes de la cadena de valor del proceso de traspaso de información estadística del mercado eléctrico de los sistemas de generación, transmisión y alumbrado público, la Intendencia de Energía (IE) llevó a cabo un análisis de los procesos actuales, que permitió establecer y estandarizar la forma y contenido de la información que deben entregar las empresas reguladas a la Autoridad Reguladora.

**CONSIDERANDO**

- I. Que el artículo 5 inciso a) de la Ley 7593, de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), declara el suministro de energía eléctrica, en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización, como servicios públicos regulados por esta entidad.
- II. Que el artículo 6 de la Ley 7593 dispone que son obligaciones de la Autoridad Reguladora: [...] a) Regular y fiscalizar contable, financiera y técnicamente, a los prestadores de servicios públicos, para comprobar el correcto manejo de los factores que afectan el costo del servicio, ya sean las inversiones realizadas, el endeudamiento en que han incurrido, los niveles de ingresos percibidos, los costos y gastos efectuados o los ingresos percibidos y la rentabilidad o utilidad obtenida [...].
- III. Que de conformidad con lo establecido en el artículo 14 de la Ley 7593, es obligación de los prestadores de los servicios públicos: [...] a) 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 [...] c) Suministrar oportunamente, a la Autoridad Reguladora, la información que les solicite, relativa a la prestación del servicio [...].
- IV. Que la Ley 7593 en su artículo 24 establece, [...] A solicitud de la Autoridad Reguladora, las entidades reguladas suministrarán informes, reportes, datos, copias de archivo y cualquier otro medio electrónico o escrito donde se almacene información financiera, contable, económica, estadística y técnica relacionada con la prestación del servicio público que brindan. Para el cumplimiento exclusivo de sus funciones, la Autoridad Reguladora tendrá la potestad de inspeccionar y registrar los libros legales y contables, comprobantes, informes, equipos y las instalaciones de los prestadores [...].

- V. Que el 19 de marzo de 2014, mediante la resolución RIE-013-2014, la IE resolvió entre otras cosas: [...] 4) *Que para el servicio de suministro de electricidad, como corresponda, deberán contar con contabilidades separadas que diferencien los ingresos, gastos y costos imputables a cada una de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Los ingresos, gastos y costos comunes deberán consignarse de acuerdo con las normas técnicas que permitan una distribución razonable [...]*
- VI. Que a la fecha, la Autoridad Reguladora ha realizado instrucciones individuales y aisladas de la distribución, formato y orden para presentar información estadística de los sistemas de generación, transmisión y alumbrado público, pero se hace necesario establecer una estructura general estandarizada, de acatamiento para todas las empresas reguladas, a fin de mejorar las herramientas que brindan información estadística de estos mercados. Además resulta necesario atender la filosofía de simplificación de trámites y optimización de las herramientas tecnológicas disponibles.
- VII. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos citados, lo procedente es establecer de manera unificada la estructura, periodicidad y orden de la información estadística de los sistemas de generación, transmisión y alumbrado público, que deberán presentar las empresas distribuidoras de electricidad, tal y como se dispone;

**POR TANTO**  
**EL INTENDENTE DE ENERGÍA**  
**RESUELVE:**

- I. Solicitar a las empresas distribuidoras de electricidad del país: Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC); La Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (CNFL); La Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A. (ESPH), La Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. (COOPELESCA); La Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L. (COOPEGUANACASTE); La Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R.L. (COOPESANTOS) y La Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz, R.L. (COOPEALFARORUIZ); remitir a la Intendencia de Energía de ARESEP, dentro del plazo de 15 días naturales de cada mes, la información estadística del mercado de los sistemas de generación, transmisión y alumbrado público, del mes inmediato anterior, cuyo detalle y formato de presentación se detallan en los anexos 1, 2 y 3 de esta resolución.
- II. Establecer que a partir del 1 de marzo del año 2015, la información estadística de envío regular, de periodicidad mensual de los sistemas de generación, transmisión y alumbrado público, se recibirá por la Autoridad Reguladora, únicamente con la estructura establecida y detallada en los anexos 1, 2 y 3 de esta resolución. Se recibirá la información solicitada en tres archivos distintos, cada uno que contenga una base distinta y apegada a cada uno de los tres anexos de esta resolución.
- III. Establecer que el método de envío referente a la información estadística del mercado del servicio de distribución eléctrica, será únicamente por medio digital en dos formas posibles. La primera al correo electrónico [info-electricidad@aresep.go.cr](mailto:info-electricidad@aresep.go.cr) o mediante el sitio oficial de ARESEP en internet cuando ésta opción se encuentre habilitada, lo cual se comunicará vía oficio.
- IV. Derogar todo anterior requerimiento de información referido a estadísticas del mercado de los sistemas de generación, transmisión y alumbrado público. Se aclara que lo anterior no incluye el requerimiento de información estadística referente al sistema de distribución, por lo que la resolución RIE-044-2014 del 30 de julio de 2014, se mantendrá vigente.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (L. G. A. P.) 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 L. G. A. P., 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.

**PUBLIQUESE Y NOTIFÍQUESE.**

Juan Manuel Quesada  
Intendente

1 vez.—O. C. N ° 8377-2015.—Solicitud N° 25690.—E/5645: 2006 (IN2015001532).

Cons	Nombre de la	Nombre de la	Descripción/Observaciones	Tipo de dato en la
------	--------------	--------------	---------------------------	--------------------

**Anexo 1: descripción de las variables requeridas para conformar la base de envío de la información estadística de la producción de energía eléctrica**

	variable	columna en la base de datos		base
1	Nombre de la empresa que reporta	Empresa_reporta	Es el nombre de la empresa que reporta la información	Variable tipo Cadena restringida a los siguientes valores: ICE CNFL ESPH JASEC COOPELESCA COOPEGUANACASTE COOPESANTOS COPELAFARORUIZ
2	Nombre de la empresa que genera	Empresa_genera	Es el nombre de la empresa generadora	Variable abierta de tipo cadena
3	Periodo: Año de la información	ano_cobro	Es el año al que refiere la información.	Numérica restringida a 4 espacios. Ej. 2013
4	Periodo: Mes de la información	mes_cobro	Es el mes al que refiere la información.	Numérica restringida a 1 o 2 espacios, utilizando el código: 1-enero; 2-febrero;...; y 12-diciembre
5	Nombre de la planta	Planta	Es el nombre de la planta eléctrica que genera	Variable abierta de tipo cadena
6	Fuente de generación	Fuente	Se refiere al tipo de fuente de generación que utiliza la planta para transformar la energía eléctrica	Variable tipo Cadena restringida a los siguientes valores: Hidro Geotérmica Eólica Térmica Solar
7	Capacidad instalada	Capacidad	Se refiere a la suma de la capacidad (en kW) indicada en la placa de cada uno de los generadores que conforman dicha planta	Variable numérica cuyos valores se muestran con el punto como delimitador decimal.

Nota: Esta base deben presentarla aquellas empresas distribuidoras que cuentan con plantas propias de generación eléctrica.

*... Continua*



Cons	Nombre de la variable	Nombre de la columna en la base de datos	Descripción/Observaciones	Tipo de dato en la base
8	Producción de energía eléctrica durante el periodo punta	Energía_punta		
9	Producción de energía eléctrica durante el periodo valle	Energía_valle	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los datos (suministrados por el medidor de la planta) a registrar para unidades físicas de energía deben expresarse siempre en Kilowatt hora (kWh), las unidades físicas de potencia en Kilowatts (kW).</li> </ul>	Variable numérica cuyos valores se muestran con el punto como delimitador decimal.
10	Producción de energía eléctrica durante el periodo noche	Energía_noche	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se refiere a la producción eléctrica total del mes y año de referencia.</li> <li>Definición de periodos:</li> </ul>	
11	Producción de potencia durante el periodo punta	Potencia_punta	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Punta: Entre las 10:01 y las 12:30 horas, y las 17:31 y las 20:00 horas (5 horas diarias)</li> <li>➤ Valle: Entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas (9 horas).</li> <li>➤ Noche: Entre las 20:01 y las 6:00 horas del siguiente día. (10 horas diarias)</li> </ul>	
12	Producción de potencia durante el periodo valle	Potencia_valle		
13	Producción de potencia durante el periodo noche	Potencia_noche		
14	Fecha Carga Máxima	Fecha_Máx		
15	Hora Carga Máxima	Hora_Máx	Hora del día en que se produjo la carga máxima	Variable hora con: hh:mm (en formato 24 hrs)
16	Factor de carga	Factor_carga	Es el cociente entre la energía real generada por la planta o central eléctrica durante el periodo de referencia y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme los valores nominales de planta identificados para los diferentes equipos.	Variable numérica en rango de 0 a 100

... *Continua*

Cons	Nombre de la variable	Nombre de la columna en la base de datos	Descripción/Observaciones	Tipo de dato en la base
<b>Variables de 17 al 27 son exclusivas para plantas de fuente térmica</b>				
17	Consumo de combustible diésel	Consumo_diesel	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se refiere al uso de los combustibles y lubricantes empleados exclusivamente para la generación de energía eléctrica durante el mes y año de referencia.</li> <li>• Los datos a registrar para consumo en unidades físicas deben expresarse siempre en litros.</li> <li>• Los datos a registrar para consumo en unidades monetarias deben expresarse siempre en colones</li> <li>• Las opciones de otro combustible se establece previendo el uso de un combustible para la generación térmica distinto a los establecidos (diésel, azufre y bajo azufre), a la fecha esta columna debe quedar como blanco.</li> </ul>	Variable numérica cuyos valores se muestran con el punto como delimitador decimal.
18	Consumo de combustible Bunker	Consumo_Bun		
19	Consumo de combustible Bunker de bajo azufre	Consumo_Bun_Az		
20	Consumo de otro combustible	Consumo_Otro		
21	Consumo de lubricantes	Consumo_lub		
22	Gasto en combustible diésel	Gasto_diesel		
23	Gasto en combustible Bunker	Gasto_Bun		
24	Gasto en combustible Bunker de bajo azufre	Gasto_Bun_Az		
25	Gasto en otro combustible	Gasto_Otro		
26	Gasto en lubricantes	Gasto_lub		
27	Tipo de cambio	tipo	Se refiere al tipo de cambio utilizado para transformar los importes en dólares u otras monedas a colones (acorde con la factura). Esta variable es estricta para aquellas tarifas establecidas en otras monedas distintas al colón, caso contrario se debe dejar en blanco.	

Cons	Nombre de la	Nombre de la	Descripción/Observaciones	Tipo de dato en la
------	--------------	--------------	---------------------------	--------------------

**Anexo 2: descripción de las variables requeridas para conformar la base de envío de la información estadística del sistema de alumbrado público**

*... Continua*

1	Nombre de la empresa que reporta	Empresa_reporta	Es el nombre de la empresa que reporta la información	Variable tipo Cadena restringida a los siguientes valores: ICE CNFL ESPH JASEC COOPELESCA COOPEGUANACASTE COOPESANTOS
2	Periodo: Año de la información	ano_cobro	Es el año al que refiere la información.	Numérica restringida a 4 espacios. Ej. 2013
3	Periodo: Mes de la información	mes_cobro	Es el mes al que refiere la información.	Numérica restringida a 1 o 2 espacios, utilizando el código: 1-enero; 2-febrero;...; y 12-diciembre
4	Tipo de luminaria	luminaria	Se refiere a la identificación del tipo de lámpara instalada	Variable tipo Cadena restringida a los siguientes valores: Incandescente Halógena Luz mixta Vapor de mercurio LED Fluorescente Aditivos metálicos Vapor de sodio en alta presión Vapor de sodio en baja presión Reflector Otro tipo
5	Capacidad instalada de la lámpara	Cap_lampara	Se refiere a la capacidad (en kW) indicada en la placa de la luminaria	Variable numérica de valores enteros
6	Cantidad de luminarias	Cantidad	Es el total de lámparas activas para el servicio de alumbrado público y que tienen en común el tipo de lámpara y la capacidad instalada	Variable numérica de valores enteros
7	Porcentaje de pérdidas por balastro	Pérdidas_balastro	Se refiere al porcentaje teórico de energía que consume el balastro en el tipo de lámpara	Variable numérica en rango de 0 a 100

Nota: Esta base deben presentarla aquellas empresas distribuidoras que cuentan sistema de Alumbrado público.

Cons	Nombre de la variable	Nombre de la columna en la base de datos	Descripción/Observaciones	Tipo de dato en la base
8	Consumo de energía eléctrica de las lámparas	Lamparas_energía	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los datos a registrar para unidades físicas de energía deben expresarse siempre en Kilowatt hora (kWh), las unidades físicas de potencia en Kilowatts (kW).</li> <li>Se refiere a la producción eléctrica total del mes y año de referencia.</li> </ul>	Variable numérica cuyos valores se muestran con el punto como delimitador decimal.
9	Consumo de potencia de las lámparas	Lamparas_potencia		
10	Porcentaje de pérdidas del sistema de distribución	Pérdidas_red	Se refiere al porcentaje estimado de pérdidas de energía en la red, utilizado para calcular el precio medio del kWh que el sistema de alumbrado público compra.	Variable numérica en rango de 0 a 100
11	Precio medio	precio	Se refiere al valor estimado para el precio medio por cada kWh que compra el Sistema de Alumbrado Público.	Variable numérica cuyos valores se muestran con el punto como delimitador decimal.
12	Consumo de energía que compra el Sistema de A.P	Compra_energía	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se refiere a las unidades físicas totales (incluye pérdidas por balastro y pérdidas de la red) que debe comprar el sistema de A.P para brindar el servicio</li> <li>Los datos a registrar para unidades físicas de energía deben expresarse siempre en Kilowatt hora (kWh), las unidades físicas de potencia en Kilowatts (kW).</li> </ul>	
13	Consumo de potencia que compra el Sistema de A.P	Compra_potencia		
14	Importe que debe pagar el sistema de A.P	Importe_AP	Se refiere al monto total, en colones, que el sistema de alumbrado público paga por concepto de energía y potencia para brindar el servicio, durante el periodo de referencia.	

Cons	Nombre de la variable	Nombre de la columna en la base de datos	Descripción/Observaciones	Tipo de dato en la base
------	-----------------------	--	---------------------------	-------------------------

**Anexo 3: descripción de las variables requeridas para conformar la base de envío de la información estadística del gasto en compras de energía, potencia y transmisión.**

1	Nombre de la empresa que reporta	Empresa_reporta	Es el nombre de la empresa que reporta la información	Variable tipo Cadena restringida a los siguientes valores: ICE CNFL ESPH JASEC COOPELESCA COOPEGUANACASTE COOPESANTOS COPELAFARORUIZ CONELÉCTRICAS
2	Nombre de la empresa que vende	Empresa_vende	Es el nombre de la planta eléctrica o empresa que vende la energía, potencia o transmisión	Variable abierta de tipo cadena
3	Periodo: Año de la información	ano_cobro	Es el año al que refiere la información.	Numérica restringida a 4 espacios. Ej. 2013
4	Periodo: Mes de la información	mes_cobro	Es el mes al que refiere la información.	Numérica restringida a 1 o 2 espacios, utilizando el código: 1-enero; 2-febrero;....; y 12-diciembre
5	energía recibida durante el periodo punta	ene_punta	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los datos a registrar para unidades físicas de energía deben expresarse siempre en Kilowatt hora (kWh).</li> <li>• Se refiere a la energía eléctrica total recibida, por parte de la empresa vendedora, durante el mes y año de referencia.</li> </ul>	Variable numérica cuyos valores se muestran con el punto como delimitador decimal.
6	energía recibida durante el periodo valle	ene_valle		
7	energía recibida durante el periodo noche	ene_noche		

Nota: Esta base deben presentarla aquellas empresas distribuidoras que realizan transferencias de energía y potencia eléctrica con otros sistemas de generación o transmisión.

Cons	Nombre de la variable	Nombre de la columna en la base de datos	Descripción/Observaciones	Tipo de dato en la base
8	Demanda máxima durante el periodo punta	pot_punta	Los datos a registrar para unidades físicas de demanda de potencia en Kilowatt (KW).	Variable numérica cuyos valores se muestran con el punto como delimitador decimal.
9	Demanda máxima durante el periodo valle	pot_valle	Las compras de potencia en KW se refieren al promedio más alto en Kilovatios para cualquier intervalo de quince minutos, para los periodos punta, valle y noche	
10	Demanda máxima durante el periodo Nocturno	pot_noct		
11	Energía trasegada	Ene_peaje		
12	Tipo de cambio	tipo	Se refiere al tipo de cambio utilizado para transformar los importes en dólares u otras monedas a colones (acorde con la factura)	
13	Importe por energía durante el periodo punta	imp_kwh_punta	Se refiere al importe respectivo por el homólogo del consumo. Utilizar el valor en colones. En el caso de tarifas en dólares u otra moneda, realizar la transformación a colones y reportar en la variable "tipo de cambio" el valor de cambio empleado. <u>Este monto debe incluir el cargo variable por combustible</u> (caso que vendedor sea ICE-Generación)	
14	Importe por energía durante el periodo valle	imp_kwh_valle		
15	Importe por energía durante el periodo Nocturno	imp_kwh_noct		
16	Importe por potencia durante el periodo punta	imp_kw_punta		
17	Importe por potencia durante el periodo valle	imp_kw_valle		
18	Importe por potencia durante el periodo Nocturno	imp_kw_noct		
19	Importe por energía trasegada	Imp_peaje		
20	Importe por ajustes	Imp_ajustes	Se refiere a cualquier otro importe adicional a los conceptos de energía, potencia y transmisión, pero que se incorporan dentro de la factura. (penalizaciones, indemnizaciones, etc.). No deben considerarse impuestos.	
21	Importe total	Imp_total	Es el importe total por la entrega del servicio. Resulta de la sumatoria del importe de la energía, potencia, peaje y ajustes, <u>Este monto debe incluir el cargo variable por combustible</u>	



			(caso que vendedor sea ICE-Generación)	
22	Importe por costo variable de combustible	Costo_CVC	Cuando la empresa que vende es el ICE-Generación. Se refiere al importe por concepto del cargo variable por combustible	

**INTENDENCIA DE ENERGIA**  
**RIE-101-2014 del 18 de diciembre de 2014.**

**APLICACIÓN ANUAL DE LA "METODOLOGÍA TARIFARIA DE REFERENCIA PARA PLANTAS DE GENERACIÓN PRIVADA HIDROELÉCTRICAS NUEVAS"**

---

**ET-141-2014**

**RESULTANDO**

- I. Que el 10 de agosto de 2011 mediante la resolución RJD-152-2011, la Junta Directiva de la ARESEP aprobó la "Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctrica nuevas", la cual fue publicada en La Gaceta N° 168 del 01 de setiembre de 2011.
- II. Que el 26 de octubre de 2011, mediante la resolución RJD-161-2011, la Junta Directiva modificó la metodología anterior, la cual fue publicada en La Gaceta N°230 del 30 de noviembre de 2011.
- III. Que el 18 de marzo de 2013, mediante la resolución RIE-033-2013, el Intendente de Energía fijó la banda tarifaria para todos los generadores privados hidroeléctricos nuevos, la cual fue publicada en el Alcance No. 57 de la Gaceta No. 59 del 25 de marzo del 2013 y es la que se encuentra vigente.
- IV. Que el 20 de marzo de 2014, mediante la resolución RJD-027-2014, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora modificó las metodologías de fijación de tarifas para generadores de energía eléctrica con recursos renovables, publicada en La Gaceta Alcance No. 10 de La Gaceta No.65 del 02 de abril de 2014.
- V. Que el 26 de setiembre de 2014, mediante el oficio 1298-IE-2014, la Intendencia de Energía emitió el informe sobre 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" (folios 03 al 25).
- VI. Que el 01 de octubre de 2014, mediante el oficio 1312-IE-2014, sobre la base del informe técnico 1298-IE-2014, el Intendente de Energía solicitó la apertura del expediente y la convocatoria a participación ciudadana (folio 01).
- VII. Que el 22 de octubre de 2014 se publicó en La Gaceta N°203 la convocatoria a consulta pública (folio 35) y en 2 periódicos de circulación nacional; La Nación y La Prensa Libre (folio 36).
- VIII. Que el 25 de noviembre de 2014, mediante el oficio 3826-DGAU-2014/087516, la Dirección General de Atención al Usuario aportó el informe de oposiciones y coadyuvancias, en el cual se indica que se recibieron 4 oposiciones (folios del 109 al 111):

- IX. Que el 18 de diciembre de 2014, mediante el oficio 1757-IE-2014, la Intendencia de Energía, emitió el respectivo estudio técnico sobre la presente gestión tarifaria.
- X. Que en el procedimiento se han observado los plazos y las prescripciones de ley.

### **CONSIDERANDO**

- I. Que del estudio técnico 1757-IE-2014, citado, 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 la “Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nueva” según la resolución RJD-152-2011 y sus modificaciones.*

*A continuación se detalla la forma en que se calculó cada una de las variables del modelo.*

##### **a. Expectativas de venta (E)**

*Para estimar la cantidad de energía a vender se considera la siguiente ecuación:*

$$E=8760*fp$$

*Donde:*

*E* = Expectativa de ventas anuales (cantidad de energía)  
*8760* = Cantidad de horas de un año (24 horas\*365 días)  
*Fp* = factor de planta aplicable según fuente

##### **b. Costos de explotación (CE)**

*Entre los costos de explotación se consideran los costos que son necesarios para mantener y operar una planta en condiciones normales para nuestro país, sin incluir gastos de depreciación, gastos financieros e impuestos asociados a las utilidades o a las ganancias.*

*La metodología aprobada en la RJD-152-2011 indica que el cálculo se obtendrá mediante la determinación de una muestra de los costos de explotación de plantas hidroeléctricas que operan en el país, de diferentes capacidades instaladas.*

*La información y la muestra a utilizar para costos de explotación consta de 10 plantas, la información para las plantas: Toro I, Sandillal, Garita, Peñas Blancas, Echandi y Tres*

Ríos es tomada del Informe de Costos del Sistema de Generación del 2012 (datos actualizados a Diciembre de 2012); y la información de las plantas: Vara Blanca, Sigifredo Solís, El Ángel y Cubujuquí es tomada 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).

El costo de explotación se calculó de la siguiente manera:

- i. Se toman los datos de costos de explotación de una muestra de plantas hidroeléctricas que operan en el país, de diferentes capacidades instaladas.
- ii. Se hace un ejercicio de regresión para estimar la curva que mejor aproxima la función que relaciona capacidad instalada y costo de explotación.
- iii. Se utiliza el valor de la función mencionada, correspondiente a una planta de 10 MW, que es el valor medio del rango permitido por el Capítulo 1 de la Ley N°7200.
- iv. En cada fijación tarifaria se incorporan los nuevos datos de costo de explotación que se haya podido obtener, que correspondan a plantas hidroeléctricas que operen en el país.

Los datos del costo de explotación tomados del informe del ICE son de diciembre 2012, los datos de las plantas Vara Blanca, Sigifredo Solís y El Ángel son datos del 2011 y los datos del Consorcio Cubujuquí son de enero del 2013, los mismos se indexaron con el índice de Precios al Productor Industrial de Costa Rica (IPPI) al mes de octubre 2014.

El costo de explotación resultante del procedimiento descrito anteriormente para una planta hidroeléctrica es de US\$ 174,38 por kW (ver anexo No. 2).

### **c. Costo fijo por capital (CFC)**

El costo fijo por capital (CFC) depende del monto y las condiciones de inversión, entre las cuales están la relación deuda y aporte de capital, las condiciones de financiamiento, la edad de la planta y su vida útil, entre otros.

El factor FC se calcula mediante la ecuación que permite determinar la cuantía de la cuota uniforme, aplicable durante toda la vida económica, que requiere el dueño de la planta para recuperar su inversión y obtener una rentabilidad razonable.

#### **i. Apalancamiento ( $\psi$ )**

El apalancamiento se utiliza para estimar la relación entre deuda y capital propio. Para obtener este dato la Autoridad Reguladora calcula el promedio de financiamiento con deuda de los proyectos de generación eléctrica para los que contenga información.

En este caso, la información disponible es la aportada en las siguientes fuentes:

- Los oferentes de la licitación pública N° 2006LI-000043-PROV promovida por el ICE: Consorcio Hidrotárcoles (P.H. Capulín), Unión Fenosa Internacional (P.H.

Torito), GHELLA SPA (P.H. Los Negro II), Consorcio Las Palmas (P.H. Las Palmas) y Consorcio ENEL-Ielesa (P.H. Chucás).

- Las últimas fijaciones a generadores privados que contienen información sobre el apalancamiento, para la P.H. El Ángel es de un 65% según datos del ET-169-2010 en el folio 855 y para P.H. Vara Blanca es de 75% según el folio 327 del ET-185-2010.

El valor promedio del apalancamiento financiero de los proyectos para los cuales se disponen de información es del 74%.

El siguiente cuadro muestra los valores específicos para cada proyecto:

**Cuadro No. 2**  
**Cálculo del Porcentaje de apalancamiento**

Proyecto	Apalancamiento financiero
ÚPÉZÓ	71%
ÚPÉV	71%
ÚPÉS	65%
ÚPÉS	71%
ÚPÉ@	65%
ÚPÉX	71%
ÚPÉ	71%
<b>Promedio</b>	<b>74%</b>

Fuente: Elaboración Intendencia de Energía.

ii. Rentabilidad sobre aportes al capital ( $\rho$ )

El nivel de rentabilidad estará 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, siendo estas:

- La Tasa libre de riesgo (KL): Es la tasa nominal (TCMNOM) de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (USA). Se utilizará 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, la tasa libre de riesgo de los últimos 5 años, es de enero 2009 a diciembre 2013, el promedio de estos valores es de 2,68%. En el anexo No. 4 se detalla cada uno de los valores mensuales.

- Prima por riesgo (PR): se empleará la variable denominada "Implied Premium (FCFE)". 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. Los valores de esta variable y el beta desapalancado se obtendrán de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de internet: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>

La información para los últimos 5 años disponibles a la fecha de la fijación son del año 2009 al año 2013, con los cuales el promedio aritmético es de 5,26% (ver anexo No. 5).

- Según lo indica la 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).
- Relación entre deuda y capital propio (D/Kp): se estima con la fórmula  $D/Kp=Y/(1-Y)$ , donde Y es el apalancamiento financiero. Para este cálculo se utilizará lo indicado en la sección 6.1.1 en el apartado denominado apalancamiento (RJD-027-2014). En este caso se utiliza el apalancamiento calculado en el punto i. anterior, que da como resultado 74%.
- Beta desapalancada: El valor de la beta desapalancada ( $\beta_d$ ) se obtiene de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>.

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 con 5 años de datos. Por esta razón, el beta desapalancado se obtiene como el dato publicado en la página de referencia del beta desapalancado del servicio de electricidad en los Estados Unidos de América disponible. El valor obtenido es de 0,40 (ver anexo No. 6).

- 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, los valores se obtendrán de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de internet: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>

El valor del riesgo país utilizado es de 3,45%, que corresponde al promedio de los últimos 5 años del riesgo específico para Costa Rica (ver anexo No. 7).

- Tasa de impuesto sobre la renta: 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.

El nivel de rentabilidad es:

**Cuadro No. 3**  
**Cálculo del nivel de rentabilidad**

Concepto	Valor
Tasa Libre Riesgo (Kl)	2,68%
Prima por Riesgo (Km-Kl)	5,26%
Riesgo País (Rp)	3,45%
Beta Desapalancada (Bd)	0,40
Beta Apalancada (Ba)	1,19
<b>Rentabilidad (p)</b>	<b>12,40%</b>

Fuente: Intendencia de Energía

ii. *Tasa de interés*

Se utilizará el promedio mensual de los valores de los últimos sesenta meses de la tasa publicada por el Banco Central de Costa Rica para préstamos al sector industrial en dólares, de los bancos privados.

El promedio aritmético de los últimos sesenta meses, es decir, de noviembre 2009 a octubre 2014, la tasa de interés mencionada anteriormente obtenida es de 8,99% (ver anexo No. 8).

iv. *Vida económica del proyecto (v)*

Según lo establecido en la resolución RJD-152-2011 y RJD-027-2014, para los efectos de este modelo, la vida económica del proyecto es de 20 años, lapso igual al del contrato considerado en el modelo para definir la tarifa. Se supone que la vida económica es la mitad de la vida útil del proyecto, estimada en 40 años.

v. *Plazo de la deuda (d) y plazo del contrato*

Según lo establece la resolución RJD-152-2011 y la RJD-027-2014, el plazo de la deuda es de 20 años. Se le ha asignado esa duración, para que sea igual al plazo máximo del contrato de compra-venta de energía, que es el máximo permitido por la ley.

vi. *Edad de la planta*

Dado que se trata de plantas nuevas, a esa variable se le asigna el valor de cero.

**d. Factor de planta**

El valor del factor de planta utilizado en este modelo se obtiene de la información de las plantas hidroeléctricas bajo el marco legal de la Ley No. 7200 que la Autoridad Reguladora posee, es decir, plantas hidroeléctricas privadas costarricenses con capacidades instaladas menores que 20 MW. Se utilizó la información de los últimos

cinco años disponibles y los datos de las plantas del grupo que generaron energía durante 10 o más meses del respectivo año.

Para obtener el factor de planta a utilizar en la aplicación, se siguen los siguientes pasos:

- i. Para los últimos cinco años con información disponible, es decir, para el 2009, 2010, 2011, 2012 y 2013, se estima el promedio de los valores de cada planta individual que cuente con 10 o más meses de producción en cada uno de esos años.
- ii. El valor del factor de planta se calculará de la siguiente manera: para cada uno de los años del quinquenio, se estimará un promedio aritmético de los valores de cada planta individual; luego se obtendrá el promedio aritmético de los cinco valores resultantes, y el resultado es el dato de factor de planta a utilizar en la fijación tarifaria, los resultados se detallan en el cuadro No. 4.

El anexo 1 muestra la información requerida para obtener el factor de planta, es decir, la cantidad de energía producida por planta y la capacidad instalada, así como el resultado para cada una de las plantas hidroeléctricas utilizadas. El cuadro siguiente muestra el resumen de los resultados para cada año y el promedio del periodo 2009-2013.

**Cuadro No. 4**  
**Cálculo del Factor de planta.**  
**Periodo 2009-2013**

Área	Factor
GEU	0.1
GEV	0.1
GEW	0.1
GEX	0.1
GEY	0.1
GEZ	0.1
<b>Promedio</b>	<b>0.1</b>

Fuente: Elaboración Intendencia de Energía, Anexo No. 1

**e. Monto de la inversión unitaria (M)**

El costo de inversión representa los costos totales necesarios para construir una planta de generación en condiciones normales para nuestro país.

El cálculo se efectúa a partir de los datos sobre costos de inversión de plantas hidroeléctricas con capacidades instaladas iguales o menores que 20 MW, provenientes de tres fuentes de información:



- a. *Del documento titulado “Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación. Periodo 2012-2027”, publicado por el Consejo de Electrificación de América Central-Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR), la tabla de la página 38 “Tabla 5.14 proyectos Hidroeléctricos”. De esta fuente se obtiene información de proyectos de capacidad igual o menor a 20 MW y con información de costos de inversión disponible. Se incluyeron 14 proyectos nuevos con respecto a la última fijación, los cuales son: GU-Cristobal, CR-Tacares, CR-Anonos, PA-RemigioRo, PA-Ojo de Agua, PA-El Fraile, PA-Bajo Totum, PA-San Andres, PA-La Huaca, PA-Planeta2, HO-Lihd2013, HO-Lihd2022, HO-Lihd2012 y PA-Cañazas. Estos son proyectos que incluyen la capitalización durante el periodo de construcción.*
- b. *Los informes realizados por la Autoridad Reguladora sobre fijaciones de precios de venta de energía al ICE proveniente de plantas hidroeléctricas privadas, en el marco de la Ley No. 7200. Durante los últimos años, las fijaciones individuales solicitadas que sirven para ser utilizadas en esta muestra son las de El Ángel (ET-169-2010) y Vara Blanca (ET-185-2011). Para estos datos se calculó los intereses durante el periodo de gracia para que sea comparables con los datos del GTPIR.*

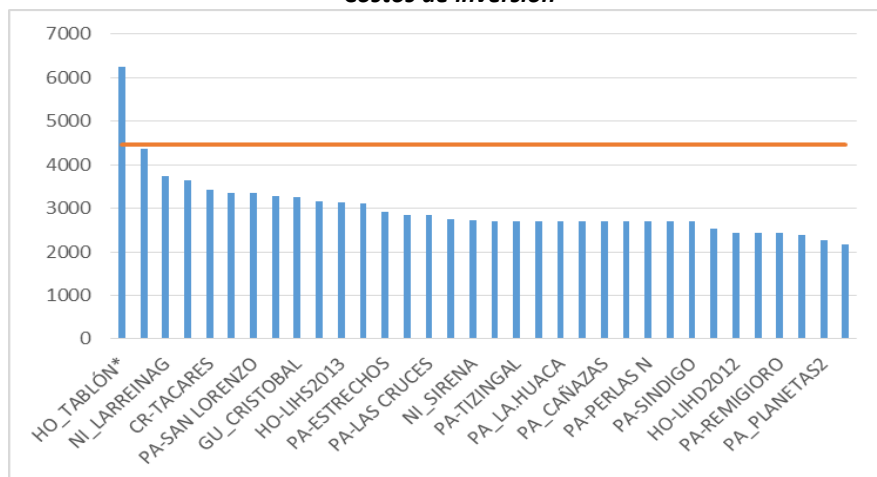
*Para El Ángel se consideró una inversión total de \$10 324 715 según consta en el folio 882 del ET-169-2010, con una capacidad nominal de 3,85 MW. La inversión reconocida por la ARESEP a Vara Blanca fue de \$7 196 016 según consta en el folio 325 del ET-185-2010 y su capacidad es de 2,65 MW. Estos montos no incluyen los intereses del periodo de gracia, por esta razón se estimó como el equivalente a dos años de intereses sobre el valor promedio de inversión calculada (se utilizó la tasa de interés que se obtiene de calcular el promedio mensual de los valores de los últimos sesenta meses de la tasa publicada por el Banco Central de Costa Rica para préstamos al sector industrial en dólares, de los bancos privados).*

- c. *Información auditada sobre costos de inversión de nuevas plantas hidroeléctricas que en el futuro vendan energía al ICE, en el marco de la Ley No.7200, esta información actualmente no se tiene disponible.*

**Exclusión de los valores extremos:**

*Los costos de inversión (indexados a octubre 2014) presentan un promedio de 3 002 US\$/kW. Según la regla empírica del Teorema de Chebyshev, es posible determinar valores atípicos extremos mediante los 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 (1532 US\$/kW a 4472 US\$/kW), se encuentra un elemento fuera de estos límites (proyecto Tablón), lo que se considera un valor atípico y se recomienda su exclusión de los análisis futuros. La siguiente figura puntualiza la decisión:*

**Gráfico No. 1**  
**Costos de inversión**



Fuente: Intendencia de Energía con datos del Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación. Periodo 2012-2027 y del ICE

De la muestra obtenida con la información de las fuentes anteriores, se realizó lo siguiente:

- a. La muestra se separa por rangos de capacidad instalada, en cinco grupos, cada uno de los cuales corresponde a un rango de 4 MW de capacidad instalada; esto es, el grupo de cero a 4 MW, el de 4,1 MW a 8 MW, el de 8,1 MW a 12 MW, el de 12,1 MW a 16 MW y el de 16,1 MW a 20 MW.
- b. El costo de inversión para cada uno de los proyectos incluidos en la muestra se actualiza con el Índice al Productor Industrial de Estados Unidos (IPP), específicamente el ítem composite trend del Bureau of Reclamation Construction Cost Trends. Se utiliza este índice por dos principales razones, su conveniencia al tomar en cuenta todas las partes de una planta hidroeléctrica y por consistencia con las anteriores fijaciones tarifarias. Los datos de la GTPIR son de enero del 2011, por esta razón, se calcula la variación del índice de enero del 2011 a octubre 2014 y el resultado es 8,39%, mientras que los proyectos de las fijaciones realizadas por la Autoridad Reguladora son datos del 2011, razón por la cual se actualizan con la variación entre el índice de octubre 2014 y el promedio anual del 2011, que da como resultado una variación de 4,35%.

Se obtiene el costo de inversión promedio de las plantas incluidas en cada uno de los grupos. El primer grupo tiene 6 proyectos que en promedio tiene un costo de inversión de \$2 837 por kW, el segundo grupo contiene 9 proyectos y el promedio de estos proyectos es de \$2 734 por kW, el tercer grupo tiene 11 proyectos y el promedio es de \$3 020 por kW, el cuarto grupo contiene 4 proyectos y el promedio es de \$2 810 kW y el quinto grupo tiene 3 proyectos con un promedio de \$3 240 por kW.

- c. *Posteriormente se obtiene el promedio aritmético de los valores promedio de cada uno de los grupos de plantas, el cual es \$2 928 por kW.*
- d. *Por las características de la muestra, los intereses durante el periodo de gracia se incluyen previamente a los proyectos que no los incluían.*

*En el anexo No.9 se observa la muestra y los valores de inversión utilizados.*

**f. Factor ambiental**

*Actualmente el factor ambiental es igual a cero. Según la resolución RJD-152-2011, este factor se incluirá en la tarifa una vez que se apruebe la metodología correspondiente al componente ambiental, así como su respectivo monto. La aprobación de esta metodología deberá cumplir con los procedimientos establecidos en el marco legal vigente (entre otros, la convocatoria y realización de audiencia pública).*

**g. Definición de la banda**

*Para establecer la banda tarifaria se realizan los siguientes pasos:*

- i. *Se calculó la desviación estándar correspondiente a todos los datos utilizados para estimar el costo de inversión promedio, lo que da como resultado \$466,69.*
- ii. *El límite superior se establece como el costo de inversión promedio actualizado más la desviación estándar, es decir,  $\$2\,928 + \$405,67 = \$3\,394$  por kW.*
- iii. *El límite inferior se establece como el costo de inversión promedio actualizado menos la desviación estándar encontrada en el paso 1, en otras palabras,  $\$2\,928 - \$405,67 = \$2\,461$  por kW.*

*Según la RJD-152-2011, en ningún momento los precios pagados por la compra de energía eléctrica pueden ser mayores que el límite superior de la banda tarifaria vigente, ni menores que el límite inferior de esa banda.*

**h. Cálculo de la tarifa**

*Una vez calculadas todas las variables, se introducen a la fórmula de cálculo de tarifa y el resultado es el siguiente:*

**Cuadro No. 5**  
**Cálculo de la tarifa**

Variables	Mínimo	Promedio	Máximo
Costos de explotación (\$)	174,38	174,38	174,38
Inversión (\$)	2462	2928	3395
FC	12,79%	12,79%	12,79%
FP	0,60	0,60	0,60
Horas	8760	8760	8760
Rentabilidad (%)	12,40	12,40	12,40
CFC	314,83	374,51	434,20
E	5293	5293	5293
<b>Precio (\$/kWh)</b>	<b>0,0924</b>	<b>0,1037</b>	<b>0,1150</b>

Fuente: Intendencia de Energía

**i. Estructura horario-estacional:**

La estructura horaria estacional que se utilizó es la aprobada por la RJD-152-2011. La estructura tarifaria de referencia para una planta de generación de electricidad hidroeléctrica según los parámetros adimensionales aprobados en la resolución RJD-163-2011, es:

**Cuadro No. 6**  
**Estructura tarifaria para plantas hidroeléctricas**  
**(dólares / kWh)**

Estación\Horario		Punta	Valle	Noche
<b>Alta</b>	Mínimo	0,2207	0,2207	0,1324
	Promedio	0,2476	0,2476	0,1486
	Máximo	0,2746	0,2746	0,1648
<b>Baja</b>	Mínimo	0,0883	0,0353	0,0221
	Promedio	0,0990	0,0396	0,0248
	Máximo	0,1098	0,0439	0,0275

Fuente: Intendencia de Energía

**j. Moneda en que se expresará la tarifa**

Según lo establece la resolución RJD-152-2011, las tarifas resultantes de la metodología detallada serán expresadas y facturadas en dólares de los Estados Unidos de América (US\$ o \$).

*Las condiciones en que se realicen los pagos se definirán de conformidad con lo que las partes establezcan vía contractual, y con base en la normativa aplicable.*

**k. Ajuste de los valores de la banda tarifaria**

*Los valores de la banda tarifaria se revisarán al menos una vez al año, de conformidad con lo que establece la Ley N° 7593.*

**l. Obligación de presentar información**

*Como se establece mediante la RJD-152-2011, los generadores privados hidroeléctricos nuevos a los que se apliquen las tarifas establecidas mediante esta metodología tarifaria, están en la obligación de presentar anualmente a la ARESEP la información financiera auditada (incluyendo gastos operativos y de mantenimiento, administrativos y gastos de inversión individual) así como su debida justificación. Para estos efectos se deberá presentar, al menos anualmente, los estados financieros auditados de la empresa.*

**m. Aplicación de la metodología**

*El resultado del modelo es aplicable a las ventas de energía al ICE por parte de los generadores privados que produzcan con plantas hidroeléctricas nuevas, en el marco de lo que establece la Ley No. 7200 y aplicable a la generación privada con fuentes no convencionales de energía para las que no existe una metodología específica. Y se les aplica la banda tarifaria que se estime mediante esta metodología, sin considerar estructura estacional, o sea el resultado del cuadro 5 anterior.*

(...)

**IV. CONCLUSIONES**

- 1. Aplicando la metodología tarifaria aprobada para los generadores privados hidroeléctricos, se obtiene que el factor de planta es de 0,60; el valor promedio del apalancamiento financiero es de 74%; la rentabilidad es del 12,40% y el costo de inversión promedio ponderado es de \$2 928 por kW.*
- 2. Con la actualización de las variables que integran la metodología tarifaria para plantas de generación privada nuevas hidráulicas, da como resultado una banda inferior (límite inferior) de \$0,0924 por kWh, una tarifa promedio en \$0,1037 por kWh y una banda superior (límite superior) de \$0,1150 por kWh.*
- 3. La estructura tarifaria para la generación hidráulica es:*

Estación\Horario		Punta	Valle	Noche
Alta	Mínimo	0,2207	0,2207	0,1324
	Promedio	0,2476	0,2476	0,1486
	Máximo	0,2746	0,2746	0,1648
Baja	Mínimo	0,0883	0,0353	0,0221
	Promedio	0,0990	0,0396	0,0248
	Máximo	0,1098	0,0439	0,0275

Fuente: Intendencia de Energía

(...)

- II. Que en cuanto a las oposiciones presentadas en la consulta pública, del oficio 1757-IE-2014 del 17 de diciembre de 2014, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

(...)

*A continuación se procede a resumir las oposiciones presentadas y a su respectivo análisis:*

1. **Molinos de Viento del Arenal Sociedad Anónima (...)** P H Río Volcán Sociedad Anónima (...)

(...)

*Las siguientes son las respuestas a las posiciones resumidas anteriormente:*

- a. *De acuerdo con la RJD-152-2011, el factor de planta utilizado se obtendrá a partir de los datos de plantas hidroeléctricas privadas costarricenses con capacidades instaladas menores que 20 MW, por ello se van a excluir del cálculo, las plantas utilizadas que superen esta capacidad, lo cual da como resultado un factor de planta de 60%.*
- b. *Respecto a la diversificación de las fuentes de información para definir el costo de capital, se indica que en la RJD-027-2014 del 20 de marzo de 2014, se modifica la sección 3.6. de la RJD-009-2010, que se refiere al cálculo de la rentabilidad (Ke) y se agregan nuevas de fuentes información, las cuales fueron las utilizadas en el cálculo de la rentabilidad de la propuesta en trámite.*
- c. *Respecto a la inclusión del factor ambiental, se indica que a la luz de lo anterior, considera esta Intendencia que la fijación tarifaria que se propone en esta ocasión está apegada a lo que establece la metodología*

vigente, la cual en este caso no incluye una variable de factor ambiental, toda vez que todavía no se cuenta con una metodología para su determinación.

(...)

## **2. Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE) (...)**

(...)

Las siguientes son las respuestas a las posiciones resumidas anteriormente:

- a. Efectivamente la potencia de la planta La Joya es de 50 000 kW, sin embargo no se utiliza en el cálculo del factor de planta, debido a que la RJD-152-2011 indica que el factor de planta utilizado se obtendrá a partir de los datos de plantas hidroeléctricas privadas costarricenses con capacidades instaladas menores que 20 MW.
- b. Respecto a la inclusión del factor ambiental, se indica que a la luz de lo anterior, corresponde a esta Intendencia únicamente la fijación tarifaria de conformidad con la metodología vigente, la cual en este caso no incluye una variable de factor ambiental, toda vez que todavía no se cuenta con una metodología para su determinación. La instancia que aprueba metodologías tarifarias es la Junta Directiva de esta Autoridad Reguladora, por lo que la solicitud debería plantearle a ese cuerpo colegiado.

(...)

## **3. Esteban Lara Erramouspe (...)**

(...)

Las siguientes son las respuestas a las posiciones resumidas anteriormente:

- a. Para la presente propuesta, tanto el índice al productor industrial de los Estados Unidos, como el índice al productor industrial de Costa Rica son actualizados a octubre del 2014.
- b. Para el cálculo del costo de la inversión se incorporó el dato del costo de inversión del C.H. Vara Blanca.
- c. El valor de la potencia para C.H. Vara Blanca es el mismo que se ha utilizado en las fijaciones anteriores, lo cual se indica en el folio 06 del ET-185-2010, como la capacidad instalada de la turbina de 2,65 MW.

En cuando a la incorporación de la información de Suerkata S.R.L. a la muestra, por más que la empresa aportó los Estados Financieros auditados solicitados mediante la resolución RJD-009-2010, dicho cumplimiento es

*parcial ya que no incorporó la justificación correspondiente de los gastos e ingresos, con la cual la Autoridad Reguladora pudiera realizar un análisis de la razonabilidad de esos costos y velar así para que se cumpliera el artículo 32 de la Ley 7593 y el principio de servicio al costo (artículo 3, inciso d).*

- d. Para la presente propuesta, tanto el índice al productor industrial de los Estados Unidos, como el índice al productor industrial de Costa Rica son actualizados a octubre del 2014.*
- e. El valor del riesgo país, se toma como el promedio de los años 2009, 2010, 2011, 2012 y 2013, tal y como se indica en la RJD-027-2014, específicamente en la dirección de internet: <http://stern.nyu.edu/~adamodar>.*
- f. Aunque la metodología no incluye los tratos y límites de las muestras de datos a utilizar, el presente informe incluye un análisis estadístico de los datos incluidos en la base de datos, lo anterior precisamente porque bajo los principios de la técnica y ciencia.*
- g. Como se indicó en el punto anterior, las decisiones tarifarias deben apegarse a los principios de la ciencia y técnica. El aumentar la transparencia y la credibilidad de los procesos tarifarios es una meta que se ha impuesto a nivel de Junta Directiva en la determinación de las metodologías tarifarias, pero además de esta Intendencia en su aplicación y cálculos, es por esa razón que en los informes nos preocupamos por detallar los criterios de cálculo utilizados y además que se adjuntan las hojas electrónicas con los respectivos cálculos.*

*(...)*

#### **4. Instituto Costarricense de Electricidad (...)**

*(...)*

*Las siguientes son las respuestas a las posiciones resumidas anteriormente:*

- a. Con respecto al cálculo de los costos de explotación, tomando en cuenta lo indicado en la resolución RJD-152-2011 y por consistencia técnica, según lo tramitado en el ET-139-2014, para el cálculo de los costos de explotación se van a incorporar los datos de plantas de generación privada, para las cuales Aresep cuenta con información y del Informe de Costos del Sistema de Generación del 2012 (datos actualizados a Diciembre de 2012) se van a tomar en cuenta solamente los costos de plantas hasta un máximo de 50 MW, ya que son las plantas más parecidas a las cuales se pretende tarifar, valores que serán indexados según el índice de precios al productor industrial de Costa Rica. El detalle del cálculo y el resultado final se*



*desarrolló en el apartado b. Costos de explotación (Ce) de este informe. Lo cual da un resultado final de \$174,38 por kW.*

- b. Dado el criterio del punto anterior, de utilizar solamente los costos de plantas hasta un máximo de 50 MW, por ser las plantas más parecidas a las que se pretende tarifar y por consistencia técnica con el ET-139-2014 se mantiene el dato del P.H. Tres Ríos.*
- c. Los datos de potencia de las plantas Toro I, Toro II, Toro III y Pirrís se corrigen según los datos presentados por el ICE en el folio 60, aunque en este cálculo solamente se toma el dato de Toro I.*
- d. La beta desapalancada "Utility General" está calculado con base a 20 firmas, por el contrario el beta "Power" está calculado con información de 106 empresas, por lo cual tiene más información, además por consistencia, es el beta utilizado en las otras metodologías de fijación tarifaria.*
- e. Al incluir información de costos de explotación de plantas de generación privada, para las cuales Aresep cuenta con información, al excluir las plantas con potencias por encima de los 50 MW y al corregir el dato de potencia de la plantas Toro I, se obtiene una banda tarifaria conformada por una tarifa inferior (límite inferior) de \$0,0939 por kWh, la tarifa promedio en \$0,1037 por kWh y una tarifa superior (límite superior) de \$0,1135 por kWh, por lo cual no se estaría incrementando el piso de la banda, con respecto a la tarifa vigente, que deviene de la RIE-033-2013.*

(...)

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar las tarifas eléctricas, tal y como se dispone.

**POR TANTO  
EL INTENDENTE DE ENERGÍA  
RESUELVE:**

- I. Fijar la banda tarifaria para todos los generadores privados hidroeléctricos nuevos que firmen un contrato para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad al amparo del capítulo I de la Ley 7200, para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas hidroeléctricas privadas nuevas con condiciones similares a las que establece la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por ARESEP, y para aquellas compraventas de energía proveniente de plantas nuevas que produzcan con fuentes no convencionales para las cuales no exista aún una metodologías tarifaria específica aprobada por la Autoridad Reguladora, en: tarifa inferior (límite inferior) de \$0,0924 por kWh, la tarifa promedio en \$0,1037 por kWh y una tarifa superior (límite superior) de \$0,1150 por kWh; con la siguiente estructura tarifaria (\$/kWh):

Estación\Horario		Punta	Valle	Noche
Alta	Mínimo	0,2207	0,2207	0,1324
	Promedio	0,2476	0,2476	0,1486
	Máximo	0,2746	0,2746	0,1648
Baja	Mínimo	0,0883	0,0353	0,0221
	Promedio	0,0990	0,0396	0,0248
	Máximo	0,1098	0,0439	0,0275

Temporada Alta: Enero a mayo  
Temporada Baja: Junio a Diciembre  
Fuente: Intendencia de Energía

- II. Indicar que para aquellas compraventas de energía proveniente de plantas nuevas que produzcan con fuentes no convencionales para las cuales no exista aún una metodología tarifaria específica aprobada por la Autoridad Reguladora no les aplicable la estructura tarifaria de la recomendación anterior.
  
- III. Solicitar a los generadores privados hidroeléctricos a los que se apliquen las tarifas establecidas mediante esta metodología cumplir con lo que se establece en la RJD-152-2011, en cuanto a presentar anualmente a la ARESEP la información financiera auditada (incluyendo gastos operativos y de mantenimiento, administrativos y gastos de inversión individual) así como su debida justificación. Para estos efectos se deberá presentar, al menos anualmente, los estados financieros auditados de la empresa.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (L. G. A. P.) 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 L. G. A. P., 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.

**PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE**

JUAN MANUEL QUESADA  
INTENDENTE DE ENERGÍA

1 vez.—O. C. N ° 8377-2015.—Solicitud N° 25691.—E/35: 692206 (IN2015001538).

**Anexo No. 1**

**Plantas de generación privada hidroeléctricas de la Ley 7200, capacidad instalada, energía vendida al ICE, ponderación por capacidad instalada y factor de planta, año 2009 al 2013.**

PLANTA	KW	2009	FP
		kWh	
EMBALSE	1.500,00	8.802.891,60	0,67
HIDROVENECIA	2.939,75	15.579.057,36	0,60
LA ESPERANZA	5.000,00	31.189.109,04	0,71
MATAMOROS	4.000,00	24.998.770,08	0,71
RIO SEGUNDO II	665,00	4.492.179,94	0,77
AGUA ZARCAS	13.100,00	77.863.936,60	0,68
CANO GRANDE	2.245,00	17.519.320,54	0,89
DON PEDRO	14.000,00	59.477.906,49	0,48
DOÑA JULIA	16.000,00	105.042.929,00	0,75
LA LUCHA	354,00	1.826.971,65	0,59
PLATANAR	15.000,00	95.594.331,60	0,73
POAS I y II	1.942,00	8.859.689,20	0,52
RIO LAJAS	10.000,00	53.873.428,90	0,61
SAN LORENZO	15.000,00	66.852.834,15	0,51
VOLCAN	17.000,00	56.763.965,19	0,38
Promedio	118.745,75	628.737.321,34	0,64

Fuente: Intendencia de Energía e ICE

PLANTA	KW	2010	FP
		kWh	
EMBALSE	1.500,00	8.969.767,57	0,68
HIDROVENECIA	2.939,75	15.359.758,99	0,60
LA ESPERANZA	5.000,00	30.408.247,50	0,69
MATAMOROS	4.000,00	25.128.408,07	0,72
REBECA	50,00	383.065,97	0,87
RIO SEGUNDO II	665,00	4.314.738,84	0,74
AGUA ZARCAS	13.100,00	73.991.414,57	0,64
CANO GRANDE	2.245,00	17.886.963,41	0,91
DON PEDRO	14.000,00	66.598.027,97	0,54
DOÑA JULIA	16.000,00	97.139.720,04	0,69
LA LUCHA	354,00	1.843.827,65	0,59
PLATANAR	15.000,00	100.249.584,45	0,76
POAS I y II	1.942,00	8.920.435,71	0,52
RIO LAJAS	10.000,00	38.441.484,40	0,44
SUERKATA	2.700,00	17.292.432,41	0,73
VOLCAN	17.000,00	69.434.223,37	0,47
TAPEZCO	186,00	705.599,70	0,43
Promedio	106.681,75	577.067.700,61	0,65

Fuente: Intendencia de Energía e ICE

PLANTA	KW	2011	FP
		kWh	
EMBALSE	1.500,00	7.470.157,44	0,57
HIDROVENECIA	2.939,75	13.197.181,35	0,51
LA ESPERANZA	5.000,00	29.970.049,44	0,68
MATAMOROS	4.000,00	22.199.760,72	0,63
REBECA	50,00	376.684,81	0,86
RIO SEGUNDO II	665,00	3.983.744,28	0,68
AGUA ZARCAS	13.100,00	67.610.846,56	0,59
CANO GRANDE	2.245,00	12.006.350,84	0,61
DON PEDRO	14.000,00	55.907.617,18	0,46
DOÑA JULIA	16.000,00	92.980.258,76	0,66
PLATANAR	15.000,00	83.452.125,12	0,64
POAS I y II	1.942,00	10.141.836,15	0,60
RIO LAJAS	10.000,00	38.381.467,14	0,44
SUERKATA	2.700,00	13.974.892,40	0,59
VOLCAN	17.000,00	57.658.661,66	0,39
TAPEZCO	186,00	1.182.918,37	0,73
Promedio	106.327,75	510.494.552,22	0,60

Fuente: Intendencia de Energía e ICE

PLANTA	KW	2012	FP
		kWh	
EMBALSE	1.500,00	6.649.579,00	0,51
HIDROVENECIA	2.939,75	14.192.935,00	0,55
LA ESPERANZA	5.000,00	28.114.475,00	0,64
MATAMOROS	4.000,00	20.679.160,00	0,59
RIO SEGUNDO II	665,00	4.842.186,00	0,83
AGUA ZARCAS	13.100,00	62.320.630,00	0,54
CANO GRANDE	2.245,00	15.096.683,00	0,77
DON PEDRO	14.000,00	48.057.174,00	0,39
DOÑA JULIA	16.000,00	88.195.257,00	0,63
PLATANAR	15.000,00	76.309.467,00	0,58
POAS I y II	1.942,00	6.958.971,00	0,41
RIO LAJAS	10.000,00	43.774.588,00	0,50
SUERKATA	2.700,00	11.715.204,00	0,50
VOLCAN	17.000,00	51.304.180,00	0,34
REBECA	50,00	331.240,00	0,76
SANTA RUFINA	400,00	2.217.179,00	0,63
Promedio	106.541,75	480.758.908,00	0,57

Fuente: Intendencia de Energía e ICE

PLANTA	KW	2013	FP
		kWh	
EMBALSE	1.500,00	6.649.579,00	0,51
EL ANGEL	3.850,00	14.749.029,00	0,44
HIDROVENECIA	2.939,75	14.192.935,00	0,55
LA ESPERANZA	5.000,00	28.114.475,00	0,64
MATAMOROS	4.000,00	20.679.160,00	0,59
RIO SEGUNDO II	665,00	4.842.186,00	0,83
AGUA ZARCAS	13.100,00	62.320.630,00	0,54
CANO GRANDE	2.245,00	15.096.683,00	0,77
DON PEDRO	14.000,00	48.057.174,00	0,39
DOÑA JULIA	16.000,00	88.195.257,00	0,63
PLATANAR	15.000,00	76.309.467,00	0,58
POAS I y II	1.942,00	6.958.971,00	0,41
RIO LAJAS	10.000,00	43.774.588,00	0,50
SUERKATA	2.700,00	11.715.204,00	0,50
VOLCAN	17.000,00	51.304.180,00	0,34
REBECA	50,00	331.240,00	0,76
SANTA RUFINA	400,00	2.217.179,00	0,63
VARA BLANCA	2.806,00	9.604.590,00	0,39
TAPEZCO	186,00	882.681,00	0,54
Promedio	113.383,75	505.995.208,00	0,55

Fuente: Intendencia de Energía e ICE

**Anexo No. 2**

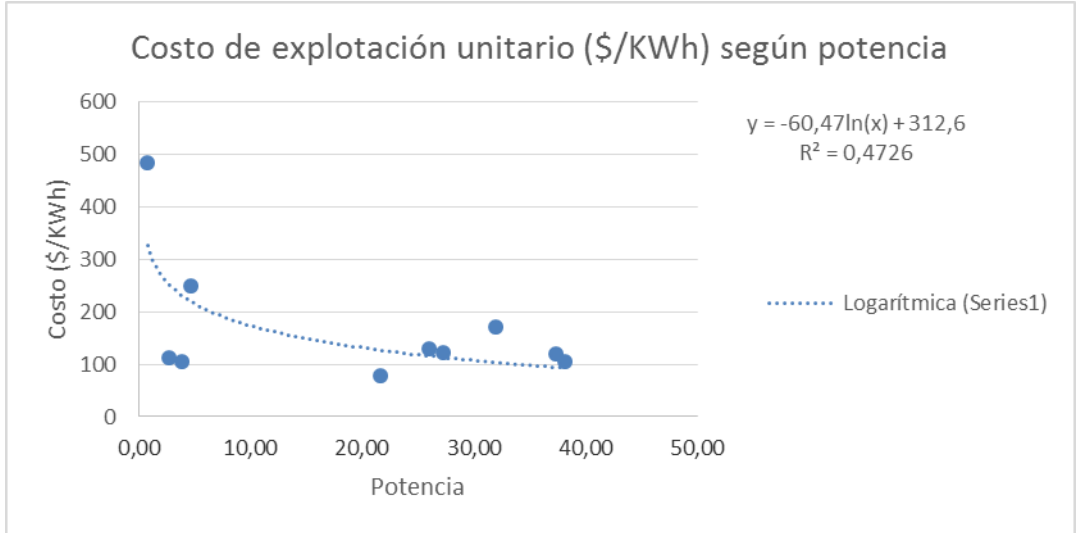
**Costos de operación y mantenimiento para plantas hidroeléctricas del ICE y fijaciones realizadas por ARESEP, actualizado a octubre de 2014.**

Planta	Potencia	Costo 2012	Costo 2012	Costo 2014	Costo 2014	Costo 2014
		Costo 2012	¢ dic 2012	¢ octubre 2014	USD Octubre 2	USD octubre 14
		\$/kW-año	¢/km-año	¢/km-año	\$/kW-año	Curva ajuste
TRES RÍOS	0,80	501,52	247915	263004	482	326,07
VARA BLANCA	2,70	111,76	55913	61371	113	252,98
EL ANGEL	3,90	104,19	52126	57214	105	230,90
ECHANDI	4,70	258,05	127564	135329	248	219,75
CUBUJUQUI	21,60	80,09	39672	42022	77	128,15
SIGIFREDO SOLIS	26,00	131,01	63670	69885	128	117,02
TORO_I	27,30	127,79	63173	67017	123	114,09
SANDILLAS	31,98	178,16	88071	93431	171	104,60
LA_GARITA	37,36	123,79	61195	64920	119	95,26
PEÑAS_B	38,17	110,23	54488	57804	106	93,96
<b>Logarítmica</b>	<b>10</b>			<b>91200</b>	<b>167</b>	<b>174,38</b>

Fuente: Intendencia de Energía

**Anexo No. 3**

**Gráfico de los costos de operación y mantenimiento y capacidad instalada; y curva de regresión exponencial.**



Fuente: Elaboración propia IE, información del ICE y ARESEP

**Anexo No. 4.**

**Tasa libre de riesgo**

Promedio por año	Tasa
2009	3,257
2010	3,214
2011	2,786
2012	1,803
2013	2,351
PROMEDIO	2,682

Fuente: Página de internet de la Reserva Federal de los Estados Unidos, en la dirección: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>.

**Anexo No. 5**  
**Prima por riesgo**

Periodo	Tasa
2009	4,36%
2010	5,20%
2011	6,01%
2012	5,78%
2013	4,96%
<b>Promedio</b>	<b>5,26%</b>

Fuente: dirección de internet: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>

**Anexo No. 6**  
**Betas desapalancado por sector**

Industry Name	Number of firms	Average Unlevered Beta	Average Levered Beta	Average correlation	Total Unlevered Beta	Total Levered Beta
Power	106	0,40	0,68	36,29%	1,11	1,87
<b>Total Market</b>	<b>7766</b>	<b>0,64</b>	<b>1,01</b>	<b>27,99%</b>	<b>2,28</b>	<b>3,60</b>

Fuente: dirección de internet: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>

**Anexo No. 7**  
**Riesgo País**

Año	Country	Region	Local Currency Rating	Rating-based Default Spread	Total Equity Risk Premium	Country Risk Premium
2013	Costa Rica	Central and South America	Baa3	2,00%	8,80%	3,00%
2012	Costa Rica	Central and South America	Baa3	200	9,00%	3,00%
2011	Costa Rica	Central and South America	Baa3	200	8,00%	3,00%
2010	Costa Rica	Central and South America	Ba1	250	8,25%	3,75%
2009	Costa Rica	Central and South America	Ba1	300	9,50%	4,50%
					<b>Promedio</b>	<b>3,45%</b>

Fuente: dirección de internet: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>

**Anexo No. 8**

**Tasa de interés de la tasa para préstamos al sector industrial en dólares de los bancos privados**

**Fuente: ICE**

Mes	Tasa de interés	N° de observación	Mes	Tasa de interés	N° de observación
nov-09	9,868	1	may-12	8,998	31
dic-09	9,361	2	jun-12	8,864	32
ene-10	9,403	3	jul-12	8,907	33
feb-10	9,290	4	ago-12	9,008	34
mar-10	9,304	5	sep-12	8,918	35
abr-10	9,269	6	oct-12	8,829	36
may-10	8,921	7	nov-12	8,876	37
jun-10	8,713	8	dic-12	8,968	38
jul-10	8,149	9	ene-13	9,056	39
ago-10	8,031	10	feb-13	8,930	40
sep-10	8,002	11	mar-13	8,871	41
oct-10	8,289	12	abr-13	8,883	42
nov-10	8,444	13	may-13	8,749	43
dic-10	8,444	14	jun-13	8,691	44
ene-11	8,014	15	jul-13	8,884	45
feb-11	8,523	16	ago-13	8,840	46
mar-11	9,074	17	sep-13	8,858	47
abr-11	9,048	18	oct-13	9,142	48
may-11	9,018	19	nov-13	9,321	49
jun-11	8,990	20	dic-13	9,467	50
jul-11	8,786	21	ene-14	9,658	51
ago-11	8,752	22	feb-14	10,032	52
sep-11	8,698	23	mar-14	10,101	53
oct-11	8,686	24	abr-14	10,050	54
nov-11	8,660	25	may-14	9,91	55
dic-11	8,776	26	jun-14	9,66	56
ene-12	9,066	27	jul-14	9,28	57
feb-12	9,255	28	ago-14	9,19	58
mar-12	9,275	29	sep-14	8,75	59
abr-12	9,058	30	oct-14	8,74	60
<b>Promedio</b>	<b>8,993</b>				

*Fuente: Banco Central de Costa Rica*



**Anexo No. 9**  
**Proyectos hidroeléctricos de capacidad igual o menor a 20 MW y costo de inversión por proyecto, actualizados a octubre 2014.**  
**Fuente: ICE**

FUENTE	PAÍS_PROYECTO	POTENCIA (MW)	COSTO DE INVERSIÓN (US\$/kW)	COSTO DE INVERSIÓN OCTUBRE 14 (US\$/kW)	RANGO DE POTENCIA (MW)	PROMEDIO POR GRUPO
CEAC	HO-LIHD2012	0,70	2258	2447		
ARESEP	CR-VARA BLANCA	2,65	3153	3290		
CEAC	CR-ANONOS	3,60	3088	3347		
CEAC	PA_PLANETAS2	3,70	2098	2274		
ARESEP	CR-EL ÁNGEL	3,85	3141	3277		
CEAC	PA-CALDERA	4,00	2200	2385	0 - 4	2837
CEAC	PA-POTRERILLO	4,20	2000	2168		
CEAC	PA-TIZINGAL	4,64	2500	2710		
CEAC	PA_BAJOTOTUN	5,00	2500	2710		
CEAC	PA_LA.HUACA	5,10	2500	2710		
CEAC	PA_ELFRAILE	5,50	2500	2710		
CEAC	PA_CAÑAZAS	5,90	2500	2710		
CEAC	PA_OJODEAGUA	6,50	2541	2754		
CEAC	CR-TACARES	7,00	3162	3427		
CEAC	PA-MENDRE 2	8,00	2502	2712	4,1 - 8	2734
CEAC	PA-SAN LORENZO	8,12	3083	3342		
CEAC	PA-REMIGIORO	8,60	2243	2431		
CEAC	PA_S.ANDRES	9,00	2500	2710		
CEAC	PA-LAS CRUCES	9,20	2616	2836		
CEAC	PA-LAGUNA	9,30	2634	2855		
CEAC	PA-RP490	9,90	4021	4358		
CEAC	PA-PERLAS N	10,00	2500	2710		
CEAC	PA-PERLAS S	10,00	2500	2710		
CEAC	PA-SINDIGO	10,00	2500	2710		
CEAC	PA-ESTRECHOS	10,00	2700	2927		
CEAC	NI_PANTASMA	12,00	3353	3634	8,1 - 12	3020
CEAC	PA-COCHEA	12,50	2880	3122		
CEAC	HO-LIHS2013	13,50	2900	3143		
CEAC	PA-BARTOLO	14,20	2333	2529		
CEAC	HO-LIHD2022	14,90	2258	2447	12,1 - 16	2810
CEAC	NI_SIRENA	17,00	2508	2718		
CEAC	NI_LARREINAG	17,20	3459	3749		
CEAC	GU_CRISTOBAL	19,00	3000	3252		
CEAC	HO_TABLÓN*	20,00	5764	6248	16,1-20	3240
			<b>Promedio</b>	<b>3002</b>		<b>2928</b>

Fuente: CEAC Y ARESEP

**Anexo No. 10**  
**Tasa libre de riesgo**  
**2009-2013**

Promedio por año	Tasa
2009	3,257
2010	3,214
2011	2,786
2012	1,803
2013	2,351
<b>PROMEDIO</b>	<b>2,682</b>

Fuente: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/build.aspx?rel=h15>

**Anexo No.11**  
**Prima por riesgo**  
**2009-2013**

Periodo	Tasa
2009	4,36%
2010	5,20%
2011	6,01%
2012	5,78%
2013	4,96%
<b>Promedio</b>	<b>5,26%</b>

Fuente: <http://stern.nyu.edu/~adamodar/>

**Anexo No.12**  
**Riesgo País**  
**2009-2013**

Año	Country	Region	Local Currency Rating	Rating-based Default Spread	Total Equity Risk Premium	Country Risk Premium
2013	Costa Rica	Central and South America	Baa3	2,00%	8,80%	3,00%
2012	Costa Rica	Central and South America	Baa3	200	9,00%	3,00%
2011	Costa Rica	Central and South America	Baa3	200	8,00%	3,00%
2010	Costa Rica	Central and South America	Ba1	250	8,25%	3,75%
2009	Costa Rica	Central and South America	Ba1	300	9,50%	4,50%
<b>Promedio</b>						<b>3,45%</b>

Fuente: <http://stern.nyu.edu/~adamodar/>

**Anexo No. 13**  
**Beta desapalancada**  
**2009-2013**

Industry Name	Number of firms	Average Unlevered Beta	Average Levered Beta	Average correlation	Total Unlevered Beta	Total Levered Beta
Power	106	0,40	0,68	36,29%	1,11	1,87
Total Market	7766	0,64	1,01	27,99%	2,28	3,60

**Anexo No. 14**

**CD con los archivos en Excel que fundamentan los cálculos de la fijación tarifaria por parte del ARESEP.**

En cumplimiento del voto de la Sala Constitucional de la Corte Suprema de Justicia número 2014-20769 y del oficio 01-DGAJR-2014, se procede a **convocar a audiencia pública** para exponer sobre las solicitudes de ajuste ordinario de tarifas eléctricas propuestas por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) para el año 2015 a partir de la publicación de la resolución que emita la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, según se detalla:

<b>AJUSTE DE TARIFAS ELÉCTRICAS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN. Expediente ET-145-2014</b>		
<b>TARIFA</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>% DE AJUSTE</b>
T-CB	Ventas a ICE distribución y CNFL S.A.	19,67 %
T-SG	Sistema de Generación	19,67%
T-UD	Usuarios directos del servicio de generación del ICE	0,00 %
<b>Ajuste promedio del sistema</b>		<b>19,24 %</b>
<b>AJUSTE DE TARIFAS ELÉCTRICAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN. Expediente ET-146-2014</b>		
<b>TARIFA</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>% DE AJUSTE</b>
T-TE	Transporte de Electricidad	19,02 %
T-TEb	Transporte de Electricidad	19,02%
<b>Ajuste promedio del sistema</b>		<b>19,02 %</b>
<b>AJUSTE DE TARIFAS ELÉCTRICAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN. Expediente ET-147-2014</b>		
<b>TARIFA</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>% DE AJUSTE</b>
T-RE	Residencial: para consumo residencial (casa de habitación y apartamentos)	13,32 %
T-GE	General: Servicios no especificados en otras tarifas del sistema de distribución del ICE	13,32 %
T-CS	Preferencial de carácter social	13,32 %
T-MT	Media tensión	13,32 %
T-MTb	Media tensión	0,00 %
<b>Ajuste promedio del sistema</b>		<b>13,20 %</b>
<b>AJUSTE DE TARIFAS ELÉCTRICAS DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO. Expediente ET-148-2014</b>		
<b>TARIFA</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>% DE AJUSTE</b>
T-AP	Iluminación de vías y zonas públicas para redes de distribución ICE	22,34 %
<b>Ajuste promedio del sistema</b>		<b>22,34 %</b>

La Audiencia Pública se llevará a cabo el día **lunes 19 de enero del 2015** a las 5:15 p.m. por medio el sistema de videoconferencia en el Auditorio de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, en los Tribunales de Justicia ubicados en los centros de Cartago, Alajuela, Heredia, Liberia, Limón, Pérez

Zeledón y Puntarenas; y en forma presencial en el Salón Parroquial de Bribri, Limón.

Quien tenga interés legítimo podrá presentar su oposición o coadyuvancia: en **forma oral o por escrito firmado**: ► en la audiencia pública, (para lo cual debe de presentar un documento de identidad

vigente) ►o en las oficinas de la Autoridad Reguladora, en horario regular, hasta el día de realización de la audiencia, ►o por medio del fax 2215-6002 o del correo electrónico<sup>(\*\*)</sup>: [consejero@aresep.go.cr](mailto:consejero@aresep.go.cr) hasta la hora programada de inicio de la respectiva audiencia pública.

Las oposiciones o coadyuvancias deben de estar sustentadas con las razones de hecho y derecho, indicando un lugar exacto, o un medio (correo electrónico, número de fax o apartado postal), para efectos de notificación por parte de la ARESEP, y presentar documento de identificación aceptado en el país, o copia de dicho documento si es interpuesta por escrito. Las personas jurídicas deben interponer la oposición o coadyuvancia por medio del representante legal de dicha entidad y aportar certificación de personería jurídica vigente.

Se informa que las solicitudes tarifarias se pueden consultar en las instalaciones de la ARESEP y en la

siguiente dirección electrónica: [www.aresep.go.cr](http://www.aresep.go.cr) (Audiencias y Consultas Públicas/ Expedientes de Próximas Audiencias).

**Asesorías e información adicional:** comunicarse con el Consejero del Usuario al teléfono 2506-3359 o al correo electrónico [consejero@aresep.go.cr](mailto:consejero@aresep.go.cr)

*(\*) Si por motivo de fuerza mayor o caso fortuito la Audiencia Pública no se puede realizar por el sistema de video-conferencia, esta se celebrará en forma presencial en cada una de las sedes señaladas al efecto.*

*(\*\*) En el caso de que la oposición o coadyuvancia sea enviada por medio de correo electrónico, esta debe de estar suscrita mediante firma digital, o en su defecto, el documento con la firma debe de ser escaneado y cumplir con todos los requisitos arriba señalados.*

Dennis Meléndez Howell  
Regulador General