

SESIÓN ORDINARIA

N.º 13-2014

6 de marzo de 2014

San José, Costa Rica

SESIÓN ORDINARIA N.º 13-2014

Acta de la sesión ordinaria número trece-dos mil catorce, celebrada por la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, el jueves seis de marzo de dos mil catorce, a partir de las catorce horas. Asisten los siguientes miembros: Dennis Meléndez Howell, quien preside; Sylvia Saborío Alvarado; Edgar Gutiérrez López, Pablo Sauma Fiatt y Adriana Garrido Quesada, así como los señores (as): Grettel López Castro, Reguladora General Adjunta; Rodolfo González Blanco, Gerente General; Luis Fernando Sequeira Solís, Auditor Interno; Enrique Muñoz Aguilar, Intendente de Transporte; Carlos Herrera Amighetti, Intendente de Agua; Carol Solano Durán, Directora General a.i. de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria; Guisella Chaves Sanabria, Directora de la Dirección General de Estrategia y Evaluación, y Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario de la Junta Directiva.

ARTÍCULO 1. Constancia de participación mediante video conferencia.

Se deja constancia que la señora Adriana Garrido Quesada participa en esta oportunidad, mediante el sistema video conferencia.

ARTÍCULO 2. Aprobación del Orden del Día.

El señor *Dennis Meléndez Howell* da lectura al Orden del Día de esta sesión y lo somete a votación. La Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 01-13-2014

Aprobar el Orden del Día de esta sesión. A la letra dice:

1. *Aprobación del Orden del Día.*
2. *Aprobación del acta de la sesión 12-2014.*
3. *Asuntos de los Miembros de Junta Directiva.*
4. *Asuntos del Regulador General.*
5. *Asuntos resolutivos.*
 - 5.1 *Solicitud de la directora Adriana Garrido Quesada respecto a su participación en las sesiones de la Junta Directiva de la ARESEP.*
 - 5.2 *Modificación presupuestaria 3-2014.*
 - 5.3 *Propuesta de modificación de los acuerdos 06-68-2011 del 9 de noviembre de 2011 y 05-08-2012 del 8 de febrero de 2012.*

- 5.4 *Criterio sobre la propuesta de modificación del modelo de ajuste extraordinario para el servicio de distribución de energía eléctrica aprobado mediante resolución RRG-3237-2003 y modificado por la resolución RRG-215-2010. Oficios 145-DGAJR-2014 del 27 de febrero de 2014 y 24-CDR-2014 del 21 de febrero de 2014.*
- 5.5 *Propuesta de modificación de las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables. Oficios 153-DGAJR-2014 del 3 de marzo de 2014 y 29-CDR-2014 del 28 de febrero de 2014.*
- 5.6 *Análisis de las observaciones realizadas por parte de la Dirección Administrativa Financiera en relación con el Reglamento para la administración y el uso de los espacios para estacionamiento en las instalaciones que ocupe la ARESEP (RAUDE). Oficio 123-DGAJR-2014 del 18 de febrero de 2014.*

6. *Asuntos Informativos.*

- 6.1 *Respuesta al oficio C.E.02-2014 del 12 de febrero de 2014, sobre la consulta al Proyecto de Ley “Interpretación auténtica del artículo 20 de la Ley 7593, del 5 agosto de 1996, Ley de Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, expediente 18.973. Oficio 163-RG-2014 del 26 de febrero de 2014.*
- 6.2 *Respuesta al oficio 045-RG-2014 sobre la propuesta de Reglamento de las sanciones establecidas en el artículo 38 y 41 de la Ley 7593, mediante el cual se informa que estará lista para su respectivo análisis en la segunda quincena de marzo de 2014. Oficio 142-DGAJR-2014 del 26 de febrero de 2014.*
- 6.3 *Respuesta al oficio 076-SJD-2014/3901 de solicitud de prórroga de la disposición 4.7 del Informe DFOE-EC-IF-13-2012. Oficio DFOE-SD-0418 (01845) del 20 de febrero de 2014.*

ARTÍCULO 3. Aprobación del acta de la sesión 12-2014.

Los señores miembros de la Junta Directiva conocen el borrador del acta de la sesión 12-2014 celebrada el 27 de febrero de 2014.

El señor **Dennis Meléndez Howell** somete a conocimiento de la de Junta Directiva el borrador del acta de la sesión 12-2014 celebrada el 27 de febrero de 2014.

De inmediato, a raíz de una advertencia del señor Auditor Interno, plantea un recurso de revisión contra lo resuelto en el acuerdo 04-12-2014, oportunidad en la que se dispuso:

“Aprobar la Modificación Presupuestaria N° 02-2014 al presupuesto de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, por un monto de ¢514.760.681,43 (quinientos catorce millones setecientos sesenta mil seiscientos ochenta y un colones con 43/100), tal como se presenta en la información contenida en el documento remitido mediante del oficio 027-DGEE-2014 de la Dirección General de Estrategia y Evaluación, en el entendido de que se da una afectación del Plan Operativo Anual de acuerdo con lo indicado en el Anexo 5”.

Explica que en el acuerdo 04-12-2014 citado, se aprueba la modificación presupuestaria; sin embargo, la Junta Directiva estuvo de acuerdo en variar el Plan Operativo Anual, según lo indicado en el Anexo 5 del oficio 027-DGEE-2014, presentado por la Dirección General de Estrategia y Evaluación, por lo

que considera importante, aprobar expresamente dicha variación por medio de un acuerdo de Junta Directiva.

Seguidamente el señor **Dennis Meléndez Howell** somete a votación el recurso de revisión planteado y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 02-13-2014

Conocer el recurso de revisión planteado por el señor Dennis Meléndez Howell, contra lo resuelto en el acuerdo 04-12-2014 del acta de la sesión 12-2014, celebrada el 27 de febrero de 2014, conforme a lo dispuesto en el artículo 55 de la Ley General de la Administración Pública.

En cuanto al recurso de revisión.

El señor **Dennis Meléndez Howell** solicita modificar lo resuelto en el acuerdo 04-12-2014 del acta de la sesión 12-2014, celebrada el 27 de febrero de 2014, en el sentido de tomar un acuerdo adicional de aprobar la modificación del Plan Operativo Institucional (POI), de conformidad con el Anexo 5 del oficio 027-DGEE-2014 de la Dirección General de Estrategia y Evaluación. Aclara que el segundo acuerdo sería aprobar la Modificación Presupuestaria 2-2014.

Analizado el planteamiento, la Junta Directiva resuelve por unanimidad y con carácter de firme:

ACUERDO 03-13-2014

Acoger el recurso de revisión interpuesto por el señor Dennis Meléndez Howell y en consecuencia, modificar lo resuelto en el acuerdo 04-12-2014, del acta de la sesión 12-2014, celebrada el 27 de febrero de 2014, de forma que se lea de la siguiente manera:

“ACUERDO 04-12-2014

- 1. Aprobar la modificación del Plan Operativo Institucional de conformidad con el Anexo 5 del oficio 027-DGEE-2014 de la Dirección General de Estrategia y Evaluación.*
- 2. Aprobar la Modificación Presupuestaria N° 02-2014 al presupuesto de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, por un monto de ¢514.760.681,43 (quinientos catorce millones setecientos sesenta mil seiscientos ochenta y un colones con 43/100), tal como se presenta en la información contenida en el documento remitido mediante del oficio 027-DGEE-2014 de la Dirección General de Estrategia y Evaluación.”*

ACUERDO FIRME.

En cuanto a la aprobación del acta 12-2014.

Seguidamente el señor **Dennis Meléndez Howell** somete a votación el acta 12-2014 y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 04-13-2014

Aprobar el acta de la sesión 12-2014, celebrada el 27 de febrero de 2014, la cual fue distribuida con anterioridad entre los señores miembros de la Junta Directiva para su revisión.

ARTÍCULO 4. Asuntos de los Miembros de Junta Directiva.

La señora *Adriana Garrido Quesada* consulta sobre el estado del mapa de iniciativas de organización y sistemas para conocer la forma de cómo se articulaban todos los proyectos en la Institución; a lo que la señora *Guisella Chaves Sanabria* indica que el tema lo está trabajando directamente el señor Ricardo Matarrita Venegas y el proceso está muy avanzado.

La señora *Adriana Garrido Quesada* manifiesta que el señor Ricardo Matarrita Venegas había propuesto presentarlo ante Junta Directiva con cierta urgencia. Este mapa es clave porque son muchos los asuntos que se están conociendo en Junta Directiva, que se pueden plantear y atender dentro de ese marco, problemas que se generan, como las metodologías que se atrasan; por lo que solicita contar con esta información a la brevedad.

Otro punto importante, es sobre el mapa de ruta para el proceso del tema del edificio, ya que también se debió presentar ante la Junta Directiva y a la fecha no se ha conocido.

Seguidamente se suscita un intercambio de comentarios entre los miembros de la Junta Directiva, en torno al tema del edificio y la conformación de una Comisión que, entre otras cosas, va a analizar el mapa de ruta del proceso, para lo cual se espera contar con la colaboración del Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos de Costa Rica, a partir del convenio suscrito recientemente con ese Colegio.

ARTÍCULO 5. Asuntos del Regulador General

El señor *Dennis Meléndez Howell* informa que recibió el oficio SD-55-13-14 del 5 de marzo de 2014, suscrito por Departamento Secretaría del Directorio, de la Asamblea Legislativa, por cuyo medio se informa que en sesión ordinaria 134 del 4 de marzo de 2014, se ratificó el nombramiento del señor Jaime Luis Herrera Santisteban, al cargo de miembro suplente del Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones, efectuado por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) en la sesión extraordinaria 06-2014, celebrada el 27 de enero de 2014. Adicionalmente, informa que el directivo Edgar Gutiérrez López también fue ratificado por la Asamblea Legislativa, sin embargo, aún no se ha recibido la comunicación oficial.

ARTÍCULO 6. Solicitud de la directora Adriana Garrido Quesada respecto a su participación en las sesiones de la Junta Directiva de la ARESEP.

La Junta Directiva conoce la solicitud de fecha 5 de marzo de 2014, presentada por la directora Adriana Garrido Quesada respecto a su participación en las sesiones de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

El señor *Dennis Meléndez Howell* explica que el objetivo de dicha solicitud consiste en que la Junta Directiva le autorice su participación no presencial en las sesiones que se realicen en los próximos seis meses, debido a que estará en el exterior acompañando a su hija, quien se encuentra recibiendo un tratamiento médico especializado.

La señora *Sylvia Saborío Alvarado* manifiesta que los miembros de la Junta Directiva entienden la situación que está atravesando la directora Garrido Quesada; por lo que, además de transmitirle sus buenos deseos; lo que se pretende es adaptar, de la mejor manera, su participación en las sesiones, siempre que las circunstancias y la tecnología se lo permitan.

El señor **Dennis Meléndez Howell** indica que consideró importante que la señora Adriana Garrido presentara la solicitud a la Junta Directiva y que este Cuerpo Colegiado esté anuente, y que, en lo posible, participe mediante video conferencia y, en la eventualidad de que por razones de otra índole no lo pudiera hacer, cuente con una autorización previa para ausentarse durante esos días, para efectos de lo que establece el artículo 52 de la Ley 7593.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** manifiesta su anuencia a la solicitud planteada; sin embargo, consulta si existe en la normativa de ARESEP algún aspecto que se deba tomar en consideración, específicamente sobre el plazo.

El señor **Luis Fernando Sequeira Solís** indica que la Ley 7593, en su artículo 52, inciso b), se refiere a las ausencias; en el sentido de que, con cuatro ausencias consecutivas sin justificación, a sesiones ordinarias es causal de destitución.

Asimismo, el señor **Pablo Sauma Fiatt** consulta en cuanto a la forma de participar, si no hay problema que sea por Skype u otro medio, a lo que el señor **Luis Fernando Sequeira Solís** señala que el director o directora, debe participar de principio a fin en la sesión.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** aclara que sus consultas son para efecto del pago de las dietas y otros controles.

La señora **Adriana Garrido Quesada** señala que el Reglamento de Sesiones de la Junta Directiva de la ARESEP indica: “*que las sesiones no presenciales deben ser excepcionales*”. Desconoce si una situación excepcional como la de ella, puede dar oportunidad a que sea considerada como excepcional la participación no presencial.

El señor **Luis Fernando Sequeira Solís** comenta que existe un pronunciamiento de la Procuraduría General de la República, ante una consulta que formuló la Auditoría Interna en su oportunidad, sobre cuáles eran las condiciones que deben cumplirse en la ejecución de sesiones por vía virtual; adicionalmente, la Junta Directiva fue la que emitió en el Reglamento el término de “*con esa excepcionalidad*”.

El señor **Dennis Meléndez Howell** indica que la situación de la directora Garrido Quesada es una excepcionalidad.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** manifiesta que si esto no es excepcional, entonces no sabría qué podría serlo.

Analizado el tema, con base en la solicitud planteada por la señora Adriana Garrido Quesada mediante oficio del 5 de marzo de 2014, el señor **Dennis Meléndez Howell**, somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por cuatro votos, con la abstención de parte de la directora Garrido:

ACUERDO 05-13-2014

Autorizar a la directora Adriana Garrido Quesada para que, por un período de seis meses, participe de forma virtual en las sesiones de Junta Directiva, mediante el sistema de video conferencia. Lo anterior, en razón de que debe atender, insoslayablemente, asuntos de carácter familiar en el exterior, de conformidad con lo solicitado mediante la nota del 5 de marzo de 2014 y a la luz de lo establecido en el artículo 52 de la Ley 7593 y el artículo 2 del Reglamento de Sesiones de la Junta Directiva.

ARTÍCULO 7. Modificación presupuestaria 3-2014.

La Junta Directiva conoce los oficios 036-DGEE-2014 y 035-DGEE-2014, ambos del 5 de marzo de 2014, mediante los cuales la Dirección General de Estrategia y Evaluación somete, para su aprobación, la Modificación Presupuestaria 3-2014, por un monto neto de ¢ 75,396.959.82 millones, cuyo detalle al nivel de partida es el siguiente:

CUENTA	DESCRIPCION	RESUMEN	
		AUMENTA	DISMINUYE
	TOTALES	¢ 75.396.959,82	¢ 75.396.959,82
0,00,00	REMUNERACIONES	71.546.959,82	61.265.042,94
1,00,00	SERVICIOS	500.000,00	14.131.916,88
2,00,00	MATERIALES Y SUMINISTROS	-	-
5,00,00	BIENES DURADEROS	3.350.000,00	-
6,00,00	TRANSFERENCIAS CORRIENTES	-	-

La señora **Guisella Chaves Sanabria** explica los principales extremos de la Modificación, ente otras cosas, sobre la información adjunta en los anexos 1, 2 y 3 con respecto al origen de los fondos, su aplicación y el detalle de los gastos por programa a nivel de partida.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Estrategia y Evaluación, conforme a los oficios 035-DGEE-2014 y 036-DGEE-2014, el señor **Dennis Meléndez Howell** somete a votación y la Junta Directiva resuelve; por unanimidad de los votos presentes:

ACUERDO 06-13-2014

Aprobar la Modificación Presupuestaria N° 03-2014 de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, por un monto de ¢75.396.959,82 (setenta y cinco millones trescientos noventa y seis mil novecientos cincuenta y nueve con 82/100), tal como se presenta en la información contenida en el documento remitido mediante oficio 035-DGEE-2014, de la Dirección General de Estrategia y Evaluación.

ARTÍCULO 8. Propuesta de modificación de los acuerdos 06-68-2011 del 9 de noviembre de 2011 y 05-08-2012 del 8 de febrero de 2012.

La Junta Directiva conoce un proyecto de acuerdo tendiente a modificar lo resuelto en los acuerdos 06-68-2011 del 9 de noviembre de 2011 y 05-08-2012 del 8 de febrero de 2012.

El señor **Dennis Meléndez Howell** explica que este tema se discutió en otra oportunidad, con ocasión de la aprobación de la metodología de peajes. Se comentó acerca de los reprocesos que se deben hacer cada vez que se prepara una metodología. Por ejemplo, se debe enviar a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR), para que realice en análisis pertinente; posteriormente, se regresa a la Comisión Ad-Hoc para que considere los cambios y nuevamente se remite a la DGAJR para que elabore el dictamen final, y este proceso puede continuar casi indefinidamente.

Dada la situación, se planteó constituir comisiones autosuficientes, con el personal técnico que requirieran, para que rindieran el criterio ante la Junta Directiva y así agilizar los trámites de metodologías.

Comenta que, en el acuerdo 05-08-2012, la Junta Directiva indicó a la DGAJR “que toda metodología tenía que presentarse con un dictamen en el cual se garantizara que todos los aspectos técnicos y jurídicos estuviesen cubiertos”. Agrega que es más práctico que esa asesoría se brinde de una manera interactiva, no tan formal; sino que se esté dando constantemente a las respectivas comisiones y que, cuando se vaya a formalizar, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emita un dictamen que cubra todos los aspectos jurídicos, dado que los aspectos técnicos son precisamente la razón de ser de las comisiones ad-hoc. Añade que esta es la razón para la propuesta de eliminar el acuerdo 06-68-2011.

Ante una consulta que formuló, en el sentido de que, si con la eliminación del acuerdo 06-68-2011, se podría perder el control sobre disminución de los grados de discrecionalidad, esto por cuanto el citado acuerdo establece “verificar que no hubiera discrecionalidad en las metodologías a raíz de una sentencia del Tribunal Contencioso Administrativo”; la señora Solano Durán expresó que eso había surgido como una decisión de la Junta Directiva. De ninguna manera implicaría que esto se estaría eliminando sino más bien que corresponde a las Comisiones verificar que eso no se esté dando.

Asimismo, la señora **Carol Solano Durán**, indica que esta propuesta nace a raíz de la implementación del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RIOF), donde se cambia el esquema de aprobación de metodologías y reglamentos técnicos, otorgando la competencia al Regulador General para que integre equipos de trabajo y sean estos quienes eleven las propuestas a la Junta Directiva. Sin embargo, anteriormente, la Junta Directiva había tomado dos acuerdos el 06-68-2011 y 05-08-2012, que obligaban a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, para que toda propuesta que llegara a la Secretaría de Junta Directiva en cualquier etapa, fuera Reglamento Técnico o Metodología, se remitiera a DGAJR para su revisión integral y análisis de discrecionalidad.

En razón de que el RIOF establece como función de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, el participar en los equipos de trabajo, si el Regulador General lo considera oportuno, la propuesta de acuerdo consiste en delimitar *la participación de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria*, en el Considerando VI *se indica que la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria participaría como miembro de los equipos de trabajo nombrados por el Regulador General, brindar el acompañamiento y asesoría que sea requerido por parte de los equipos de trabajo* nombrados al efecto, además de que los equipos van a contar con un miembro de esa Dirección.

Indica que si surgen dudas jurídicas en los equipos, estos hacen las consultas y se les aclaran en reuniones informales, inclusive, en dictámenes por escrito; pero la señora Solano, aclara a la Junta Directiva que siempre se va a brindar ese acompañamiento.

Asimismo, se establece como función de la DGAJR que emita criterio sobre los cambios que se introducen a las propuestas luego de la audiencia pública, cuando se presenta a aprobación del órgano colegiado. Básicamente la propuesta de acuerdo como lo indica el señor Meléndez Howell, es:

- 1- Derogar el artículo 06-68-2011 de la sesión ordinaria 68-2011, celebrada por la Junta Directiva el 9 de noviembre de 2011, ratificada el 16 de noviembre del mismo año.

- 2- Modificar el artículo 06 del acuerdo 05-08-2012, inciso 2) de la sesión ordinaria 08-2012, celebrada por la Junta Directiva el 8 de febrero de 2012 y ratificada el 15 de febrero del mismo año, en los siguientes términos:

“Instruir a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria para que, en lo sucesivo, brinde el acompañamiento y asesoría que sea requerido por parte de los equipos de trabajo nombrados por el Regulador General para la elaboración de propuestas de políticas y la ejecución de proyectos para el diseño de metodologías de fijación de tarifas y normativa de calidad y valore los cambios introducidos luego del procedimiento señalado en el artículo 36 de la Ley 7593, cuando la propuesta se presente para aprobación final de la Junta Directiva.”

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** manifiesta su anuencia a la propuesta; sin embargo, debe quedar claro que, a pesar de que se están eliminando esos acuerdos, permanece la intención y preocupación de la Junta Directiva por eliminar la discrecionalidad, es decir, que el hecho de eliminar este acuerdo, no implica que se está cambiando de criterio respecto al tema de la discrecionalidad, sino que se va a enfrentar de manera diferente, más orgánica en los procesos de revisión metodológica y el grupo de trabajo. Agrega, que no se está haciendo más laxo el sistema, sino se está encauzando el proceso en forma más expedita, sin dejar de lado el tema de la discrecionalidad.

Ante una consulta del señor **Dennis Meléndez Howell** sobre la forma de verificarlo, la señora **Sylvia Saborío Alvarado** indica que hay una participación de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, donde debe quedar claro que una de las directrices de la Junta Directiva sigue siendo tratar de eliminar la discrecionalidad en las metodologías; es parte consustancial del trabajo, no requiere un informe separado, pero desde el punto de vista de la política y las directrices de la Junta Directiva en cuanto a las metodologías, no se está cambiando; el objetivo sigue siendo reducir al máximo la discrecionalidad.

La señora **Adriana Garrido Quesada** considera que no es necesario derogar esos acuerdos, sino más bien, señalar que esos pronunciamientos se dan dentro del informe que entregue la Comisión; sería solamente establecer cuándo es, sino que los incorpore cuando la DGAJR emite su dictamen en el informe de la Comisión. Le preocupa y consulta a la Auditoría Interna, si no se necesita una doble revisión; no ser juez y parte, razón por la cual se le estaba solicitando a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria que revisara el trabajo realizado por la Comisión.

Desconoce cómo se resolvería este asunto, porque podría haber un pronunciamiento final de la forma en que se han estado organizando; respecto a la asesoría de la Junta Directiva y otra más operativa. Son dos propuestas; mantener esos dos acuerdos, pero recomendar cambiar el procedimiento, no es por aparte, sino es tener incorporado el pronunciamiento de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria durante todo el proceso dentro del informe de la Comisión. Asimismo, desconoce si se está perdiendo algún control sobre los pronunciamientos.

El señor **Edgar Gutiérrez López** considera que el acuerdo 06-68-2011 se debe mantener, ya que no se contraponen con el otro procedimiento.

La señora **Carol Solano Durán** manifiesta que la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria al hacer ese pronunciamiento, tendría que valorar las propuestas técnica y jurídicamente, si quedaran espacios abiertos, se debería enviar de nuevo a la Comisión para que los valore y los devuelva a la Secretaría de Junta y ésta remitirlo nuevamente a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria.

El señor **Luis Fernando Sequeira Solís** indica que se está dando una participación de la DGAJR a lo largo de todo el proceso; por tanto, desde su perspectiva no se estaría apartando de la naturaleza propia de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria; es un papel asesor continuo durante todo el proceso.

La señora **Carol Solano Durán** señala que sería como cambiar el orden, no hacerlo al final como asesoría de la Junta Directiva y estarlo devolviendo, sino participar directamente en la Comisión y como asesores de la Comisión, para que a la Junta Directiva se eleve un producto final.

El señor **Edgar Gutiérrez López** comenta que el acuerdo 05-08-2012 sí podría pensarse que es una nueva revisión, pero el 06-68-2011, es una adecuación de principios en todo el proceso, revisar qué se puede hacer según el procedimiento, por lo que no sería necesario derogarlo.

La señora **Carol Solano Durán** indica que si la Junta Directiva lo mantiene, igual tendrían que pasarlo a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria y emitir un dictamen, tendrían que analizar lo técnico y lo jurídico, y si a su criterio existiese algún margen de discrecionalidad, se verían en la obligación de señalarlo.

El señor **Luis Fernando Sequeira Solís** manifiesta que se supone que quien está en la Comisión está en representación de esa Dirección y conoce los temas.

La señora **Carol Solano Durán** señala que lo que sucede es que en esas Comisiones hay independencia del técnico, en la ejecución de ese desarrollo no depende de su jefe inmediato, sino del coordinador que el señor Dennis Meléndez Howell designe para ese equipo de trabajo. Añade que es a título personal.

El señor **Dennis Meléndez Howell** indica que parte del problema que se estaba presentando en las Comisiones, antes de que entrara a regir el RIOF, era que los funcionarios dependían de sus respectivas unidades; por lo tanto, no tomaban ninguna decisión, porque tenían que consultarlo a sus jefaturas, por lo que se decidió conformar un grupo técnico, que conoce la materia técnica y, consecuentemente, van a emitir un mejor criterio.

Ante el proceso de trasladarlo posteriormente a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, los miembros de las Comisiones no estaban conforme, ya que esa Dirección tiene un funcionario técnico que puede opinar, por lo que sería más práctico que los funcionarios de la DGAJR participen directamente en las Comisiones, brindando la retroalimentación a las mismas, de manera que, cuando se tenga el producto, será bien conocido por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria.

El señor **Luis Fernando Sequeira Solís** señala que en otras dos oportunidades, antes que existiera este procedimiento, había comentado a la Junta Directiva que se estaban conociendo productos aislados que se discutían y el cuerpo colegiado se estaba convirtiendo en un equipo de trabajo.

Manifiesta que, desde el punto de vista administrativo, la máxima instancia administrativa de la Institución es el Regulador General, por tanto, también lo es de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria. Siempre existe un nivel jerárquico que es el que tiene responsabilidad sobre la Comisión y los que la conformen, representando a diferentes áreas, entre ellas, la Dirección General de Asesoría Jurídica quien participa en todo el proceso con un papel directo. El hecho de que esté en dicha Comisión un representante rindiendo ante el Regulador General como coordinador máximo de la Comisión, no quita que no lo sea como representante de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria.

El señor **Dennis Meléndez Howell** aclara que no es el coordinador de las Comisiones, es quien las nombra de conformidad con lo que establece el RIOF, esas Comisiones van a preparar los informes para presentarlos ante la Junta Directiva. Agrega que en la parte técnica el Regulador General no debe intervenir, porque posteriormente lo tendrá que resolver en Junta Directiva.

El señor **Luis Fernando Sequeira Solís** comenta que aun así la responsabilidad no se delega.

El señor **Edgar Gutiérrez López** consulta, si al derogarse el acuerdo 06-68-2011, quién atendería esa función, a lo que la señora **Carol Solano Durán** señala que la Comisión es la encargada y como lo mencionó el señor Meléndez Howell, el RIOF estableció ese esquema, que sean las comisiones las responsables de plantear las propuestas ante la Junta Directiva para su aprobación.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** consulta cómo se captura para que se refleje que la Junta Directiva no se está desentendiendo el tema de la discrecionalidad, a lo que la señora **Carol Solano Durán** responde que se podría incluir un inciso 3) a la propuesta de acuerdo, para solicitar o dejarlo establecido como lineamiento, para los efectos de los equipos de trabajo que lleguen a conformarse, o cada vez que el señor Meléndez Howell nombre las comisiones, lo indique expresamente.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** considera que debe quedar como lineamiento de la Junta Directiva, que en todo el proceso de revisión metodológica, reducir al máximo la discrecionalidad, sea una de las guías.

El señor **Dennis Meléndez Howell** comenta que existen criterios jurídicos que señalan que la discrecionalidad debería existir; se debe buscar un balance, considera que indicar, “eliminar al máximo” es correcto, pero no pretender que todo va a quedar sin discrecionalidad.

La señora **Adriana Garrido Quesada** insiste en que no ve la necesidad de eliminar esos acuerdos, se puede instruir a que se cumplan en las funciones de acompañamiento y asesoría en los equipos de trabajo; considera que esos dos acuerdos son cruciales. Es conveniente que los nuevos acuerdos establezcan que los criterios de la DAJR se van a brindar dentro del mismo proceso; y de manera que se presente explícitamente en el documento que el Comité entregue a la Junta Directiva.

El señor **Dennis Meléndez Howell** indica que esto generaría una situación muy incómoda, indicar que con el hecho de participar en la Comisión ya es una aprobación de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, por lo que tendría que emitir un pronunciamiento como tal de la Dirección, tendría que hacer un análisis aparte.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** manifiesta que está anuente a eliminar estos acuerdos, por razones prácticas y la Junta Directiva en su momento, se pronunciará sobre los lineamientos, dejando claro que no se está olvidando el tema de la discrecionalidad.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la señora Carol Solano Durán, el señor **Dennis Meléndez Howell** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

CONSIDERANDO:

- I. Que después de la reforma a la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos No. 7593 efectuada mediante la Ley No 8660 del 8 de agosto de 2008, se le otorgó a la Junta Directiva de la institución la facultad de dictar “los reglamentos técnicos que se requieran para la correcta aplicación del marco regulatorio de los servicios públicos en esta Ley y las modificaciones de estos” (artículo 53, inciso n de la ley 7593).

- II.** Que en el alcance 101 a La Gaceta 105 del 3 de junio del 2013 se publicó el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RIOF), en dicha reforma se incluyó como competencia de la Junta Directiva en su artículo 6 incisos 14) y 16), lo siguiente:
- 14. Dictar los reglamentos técnicos que se requieran para la correcta aplicación del marco regulatorio de los servicios públicos establecidos en la ley y las modificaciones de estos.(...)*
- 16. Aprobar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos sectores regulados bajo su competencia.*
- III.** Que en el artículo 6 del acuerdo 06-68-2011, de la sesión ordinaria 68-2011, celebrada el 9 de noviembre del 2011 y ratificada el 16 de noviembre del mismo año, la Junta Directiva dispuso lo siguiente:
- “Acuerdo 06-68-2011*
- Solicitar a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria para que, en lo sucesivo, siempre que se someta metodologías a conocimiento de la Junta Directiva, lleve a cabo un [sic] revisión desde el punto de vista jurídico, en el sentido de que se [sic] no tengan problemas de ninguna naturaleza, a la luz de la jurisprudencia de la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia.”*
- IV.** Que en el artículo 6 del acuerdo 05-08-2012 inciso II, de la sesión ordinaria 8-2012, celebrada el 8 de febrero de 2012 y ratificada el 15 de febrero del mismo año, la Junta Directiva dispuso lo siguiente:
- “Acuerdo 05-08-2012*
- Instruir a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria para que, en lo sucesivo, lleve a cabo una revisión completa de cada propuesta metodológica que se vaya a elevar a conocimiento y aprobación de la Junta Directiva.”*
- V.** Que en el alcance 101 a La Gaceta 105 del 3 de junio del 2013 se publicó el RIOF, en dicha reforma se modificó el modelo para la elaboración de propuestas de metodologías tarifarias y reglamentos técnicos, estableciendo como competencia del Regulador General en el artículo 9 inciso 11), el *Designar equipos para la elaboración de propuestas de políticas y la ejecución de proyectos para el diseño de metodologías de fijación de tarifas y normativa de calidad*. Por su parte, en los artículos 13 inciso 8), 17, 21 inciso 9) y 22 inciso 14) como funciones de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, de las Intendencias de Regulación, del Centro de Desarrollo de la Regulación y de la Dirección General de Atención al Usuario, respectivamente: *Participar, como parte de equipos designados por el Regulador General, en la ejecución de proyectos para el diseño de metodologías de fijación de tarifas y normativa de calidad*.
- VI.** Que con el fin de implementar el esquema establecido en el RIOF para la formulación de propuestas de metodologías de fijación de tarifas y normativa de calidad y agilizar dichos trámites, se considera conveniente modificar los acuerdos 06-68-2011 y 05-08-2012 para que en adelante la participación de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria en la elaboración de dichas propuestas sea: 1) Como miembros de los equipos de trabajo nombrados

por el Regulador General para tales efectos, según lo dispone el artículo 13 inciso 8) del RIOF, 2) Brindar el acompañamiento y asesoría que sea requerido por parte de los equipos de trabajo nombrados por el Regulador General y 3) Valorar los cambios introducidos luego del procedimiento señalado en el artículo 36 de la Ley 7593, cuando la propuesta se presente para aprobación final de la Junta Directiva. De manera que sean los equipos de trabajo nombrados por el Regulador General, los encargados de plantear las propuestas a este órgano colegiado, de manera directa.

POR TANTO
LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD REGULADORA
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Con fundamento en lo establecido en el artículo 53 de la Ley 7593 y 6 del RIOF,

RESUELVE:

ACUERDO 07-13-2014

1. Derogar el artículo 6 del acuerdo 06-68-2011, de la sesión ordinaria 68-2011, celebrada por la Junta Directiva, el 9 de noviembre del 2011 y ratificada el 16 de noviembre del mismo año.
2. Modificar el artículo 6 del acuerdo 05-08-2012, inciso II, de la sesión ordinaria 8-2012, celebrada por la Junta Directiva el 8 de febrero de 2012 y ratificada el 15 de febrero del mismo año, en los siguientes términos:

Instruir a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria para que, en lo sucesivo, brinde el acompañamiento y asesoría que sea requerido por parte de los equipos de trabajo nombrados por el Regulador General para la elaboración de propuestas de políticas y la ejecución de proyectos para el diseño de metodologías de fijación de tarifas y normativa de calidad y valore los cambios introducidos luego del procedimiento señalado en el artículo 36 de la Ley 7593, cuando la propuesta se presente para aprobación final de la Junta Directiva.

ARTÍCULO 9. Criterio sobre la propuesta de modificación del modelo de ajuste extraordinario para el servicio de distribución de energía eléctrica aprobado mediante resolución RRG-3237-2003 y modificado por la resolución RRG-215-2010.

A las quince horas con treinta minutos ingresan al salón de sesiones, los señores Guillermo Monge Guevara, Marco Otoya Chavarría del Centro de Desarrollo de la Regulación; la señora Karla Montero Víquez, de la Intendencia de Energía y los señores José Carlos Vargas Rojas, Edwin Espinoza Mekbel y Daniel Fernández Sánchez, de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria a participar en la presentación de los dos siguientes artículos.

La Junta Directiva conoce los oficios 24-CDR-2014 del 21 de febrero de 2014 y 145-DGAJR-2014 del 27 de febrero de 2014, mediante los cuales el Centro de Desarrollo de la Regulación remite a la Junta Directiva, la propuesta de modificación del modelo de ajuste extraordinario para el servicio de distribución de energía eléctrica aprobado mediante resolución RRG-3237-2003 y modificado por la resolución RRG-215-2010 y la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emite criterio sobre dicha propuesta, respectivamente.

El señor **Guillermo Monge Guevara** indica que esta propuesta ha sido elaborada por un equipo en la que la coordinación ha estado de manera conjunta, a cargo de la señora Karla Montero Víquez por parte de la Intendencia de Energía y del señor Marco Otoya Chavarría por parte del Centro de Desarrollo de la Regulación.

El señor **Marco Otoy Chavarría** explica las modificaciones al modelo de ajuste extraordinario para el servicio de distribución de energía eléctrica. Se refiere a los antecedentes, los problemas que se pretenden solventar, el objeto de la propuesta, las propuestas en términos generales y temas particulares de cambio. Asimismo, se refiere a las recomendaciones del modelo, al tiempo que responde consultas que se le formularon sobre el particular.

Seguidamente se suscita un intercambio de impresiones entre los señores miembros de la Junta Directiva, dentro del cual la señora **Adriana Garrido Quesada** hace ver la importancia de aclarar bien cómo se deriva la fórmula del porcentaje a partir de la ecuación de equilibrio y por otra parte, solicita que se presente el ejercicio para observar cómo operaba el modelo con la metodología anterior y cómo opera con la nueva, de manera que se pueda ver efectivamente todos los detalles de su implantación y que se producen los resultados esperados. Esto antes de su aprobación para envío a consulta pública

Desde su punto de vista, agrega, se debe reforzar la verificación y la transparencia del modelo planteado. Valdría la pena agregar en el anexo la memoria de cálculo de la derivación de la fórmula del porcentaje de este aumento a partir del equilibrio que se busca, pues hay otras variables que intervienen en ese proceso matemático (consideración de la demanda, por ejemplo) y la fórmula es sensible al detalle del período en el cual se va a realizar la recuperación del ingreso no percibido: ¿tendrá este la misma cantidad de días que la tarifa respectiva de la electricidad? ¿o tendrá misma fecha de finalización - es decir, menos días?

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** manifiesta que está de acuerdo en el planteamiento de la directora Garrido Quesada, dado que es un aspecto que ya la Junta Directiva lo había solicitado, de que se presenten los modelos con las correspondientes corridas de simulación de los impactos de lo que se está proponiendo, con el propósito de evitar errores de cálculo.

El señor **Dennis Meléndez Howell** sugiere un acuerdo en el sentido de posponer para la sesión del próximo jueves 13 de marzo de 2014, la aprobación de la “Modificación del modelo de ajuste extraordinario para el servicio de distribución de energía eléctrica aprobada mediante resolución RRG-3237-2003 y modificada por la resolución RRG-215-2010”, con el fin de que se realicen las aclaraciones que han sido solicitadas en esta sesión y se aporte además, el ejercicio de simulación para verificar el comportamiento del nuevo modelo versus el modelo anterior, en lo que respecta a la fijación de tarifas.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por el Centro de Desarrollo de la Regulación, conforme al oficio 24-CDR-2014, así como en los comentarios y observaciones formulados en esta oportunidad, el señor **Dennis Meléndez Howell** somete a votación y la Junta Directiva resuelve por unanimidad:

ACUERDO 08-13-2014

Posponer para la sesión ordinaria del jueves 13 de marzo de 2014, la aprobación de la propuesta denominada “Modificación del modelo de ajuste extraordinario para el servicio de distribución de energía eléctrica aprobada mediante resolución RRG-3237-2003 y modificada por la resolución RRG-215-2010”, remitida mediante el oficio 24-CDR-2014 de 21 de febrero de 2014, con el fin de quedar a la espera de que el Centro de Desarrollo de la Regulación realice las aclaraciones que han sido solicitadas en esta sesión y aporte además, el ejercicio de simulación para verificar el comportamiento del nuevo modelo versus el modelo anterior en lo que respecta a la fijación de tarifas.

ACUERDO FIRME.

ARTÍCULO 10. Propuesta de modificación de las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables.

La Junta Directiva conoce los oficios 29-CDR-2014 y 153-DGJAR-2014, del 3 de marzo de 2014 y del 28 de febrero de 2014, mediante los cuales el Centro de Desarrollo de la Regulación remite a la Junta Directiva la propuesta de modificación de las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables y la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, rinde criterio sobre dicha propuesta, respectivamente.

El señor *Guillermo Monge Guevara* introduce el tema indicando distintos aspectos relativos a las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica.

La señora *Adriana Garrido Quesada* externa dudas respecto a los dictámenes rendidos por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, ya que en otras ocasiones contienen recomendaciones y éste básicamente lo que contiene es el recuento histórico de antecedentes. En el “análisis” lo que se indica es que no hay observaciones, por lo que no tiene claro el nuevo formato.

El señor *Dennis Meléndez Howell* indica que este formato fue el que la Junta Directiva solicitó en algún momento, en el sentido de que cuando hubieran observaciones previas de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, se tratara de resolver, antes de presentarlas ante el cuerpo colegiado como observación; siendo que las que se dieron ya se han hecho y se han ido aclarando.

La señora *Sylvia Saborío Alvarado* agrega que esta metodología va para consulta pública, no es la aprobación final. Una vez que haya pasado por este proceso, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria debe presentar un dictamen más completo.

La señora *Carol Solano Durán* comenta que en el oficio 153-DGJAR-2014, en la página 3, en el apartado de los antecedentes, numeral 16 se indica que el 28 de mayo de 2013 mediante oficio 364-DGJAR-2013, la Dirección emitió criterio sobre la propuesta. Asimismo, el numeral 19 señala que el 18 de junio de 2013, la Dirección emite nuevamente criterio sobre la propuesta que incorpora las observaciones de dicha dirección.

Comenta que estos dictámenes nacieron a raíz del acuerdo que hoy se derogaron, donde se solicitaba a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria una revisión integral de las propuestas. Se realizaban las observaciones, se devolvían al Centro de Desarrollo de la Regulación para que incorporaran las observaciones y posteriormente lo regresaban a la DGAJR para su revisión.

Aclara que el dictamen contenido en el oficio 153-DGJAR-2014 que se está conociendo en esta oportunidad, se señaló que la Dirección no tenía observaciones, porque las que se habían hecho, ya se habían sido aclaradas y acatadas por el Centro de Desarrollo de la Regulación.

La señora *Adriana Garrido Quesada* considera importante que la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria señale explícitamente en su dictamen lo aclarado por la señora Solano Durán.

Seguidamente el señor *Marco Otoy Chavarría* señala que esta modificación de las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables, ya fue sometida a audiencia pública. El objeto de esta propuesta, es solventar las diferencias que existen en la definición, rotación o el cálculo de ciertas variables consideradas en las metodologías tarifarias de generación privada vigentes, de manera que reciban un trato homogéneo.

Lo que se ha tratado de hacer es que, en aquellas variables o en aquellos elementos en los cuales podrían homogenizar, hacerlo lo más uniforme posible, para aplicar los mismos criterios en todas las metodologías. Las propuestas de cambio que se sometieron a audiencia pública son las siguientes:

- a) Incorporación y/o modificación del alcance de las metodologías de plantas hidroeléctricas nuevas, generación mediante bagazo de caña y biomasa.
- b) Tratamiento estandarizado del costo capital.
- c) Homogenización del procedimiento de actualización de las inversiones en activos fijos.
- d) Ajuste de forma en la sección de actualización de los costos de explotación para plantas hidroeléctricas existentes y generación mediante bagazo.
- e) Eliminación de la referencia a la regresión de tipo exponencial en el cálculo de los costos de explotación en la metodología para generadores hidroeléctricos nuevos.
- f) Ampliación del alcance de la metodología sobre plantas hidroeléctricas nuevas, para que de manera transitoria se apliquen las tarifas que con ella se determinan a plantas que produzcan con fuentes no convencionales de energía, para las cuales aún no existen definidas metodologías específicas.

La señora **Adriana Quesada Garrido** consulta qué riesgo hay en provocar inversiones que no vayan a ser muy rentables o beneficiosas, al asimilar proyectos nuevos al modelo existente del ICE, por ejemplo, la generación con residuos municipales.

El señor **Guillermo Monge Guevara** señala que las dos tecnologías para cuando no hay una metodología específica para las cuales podría haber compras, son las de generación fotovoltaica y las de generación con residuos municipales. La de generación con residuos municipales tiene rangos de costo que exceden la banda que se saldría de esta metodología, en caso de que sea aprobada.

Esta banda se podría considerar para que el ICE valore si hace una invitación para contratar energía solar. Lo más importante es que el piso de la banda sea suficientemente bajo como para que se puedan incluir dentro de la banda, las ofertas más bajas que se puedan hacer; esto es lo más importante. Si el techo de la banda no es lo suficientemente alto se podrían quedar ofertas que podrían ser interesantes para el ICE por fuera de la banda, que es otro factor a considerar.

La intención de esta propuesta es brindar una opción, mientras se desarrolla la metodología solar, que dicho sea de paso, el Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR), pronto remitirá a esta Junta Directiva, para calcular la banda tarifaria para energía solar. En este momento no pareciera que esa opción se vaya a utilizar; fue planteada en el momento en que se diseñó esta metodología; sin embargo, en el transcurso se ganó tiempo con el diseño de la metodología para energía solar.

La señora **Adriana Garrido Quesada** comenta si alguien que desee hacer una inversión en energía solar, tiene seguridad cuando salga la respectiva metodología o la de residuos municipales, a lo que el señor Guillermo Monge Guevara señala que el ICE esperará hasta que esté la metodología para energía solar. Para residuos municipales el CDR está preparando otra metodología específica.

El señor **Edgar Gutiérrez López** indica que en esta oportunidad se está discutiendo una metodología que ya fue remitida a consulta pública. Se está analizando nuevamente para determinar las observaciones que se realizaron; qué se aceptó y que no; por lo que consulta a qué se refieren cuando señalan “texto modificado”, es después de la audiencia. Lo que interesa en este momento es determinar el fondo de la metodología aprobada y si se tiene que someter nuevamente a audiencia pública.

El señor **Guillermo Monge Guevara** señala que esta propuesta que se está presentando, es la que se sometió a audiencia pública y contiene mejoras en la redacción, las cuales no representan cambios de fondo. Se hizo una revisión detallada con la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria para establecer qué posibles cambios podían implicar para someterla a segunda audiencia y cuáles no. La decisión que se ha tomado para no retrasar estos cambios que son necesarios, no se iban a realizar mejoras de fondo, más allá de lo que se sometió a audiencia, que hubieran implicado una segunda audiencia.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** consulta sobre el criterio de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, en donde se indica que el órgano asesor no tiene observaciones sobre la propuesta de modificación metodológica. Solicita mayor claridad a futuro, porque al indicar no tener observaciones, no significa que no tiene que ir a audiencia.

El señor **Edgar López Gutiérrez** indica que en esta oportunidad, es aprobar una metodología que ya esta Junta Directiva había revisado y que fue, en alguna forma, considerada en función de las observaciones, pero no modificada en el fondo.

El señor **Marco Otoya Chavarría** continúa su presentación e indica que es con el propósito de poner a la Junta Directiva en contexto de qué fue lo que se sometió a audiencia pública; se hicieron modificaciones al alcance. Lo más relevante fue el caso de plantas hidroeléctricas nuevas, que era tratar de utilizar esa banda para otras fuentes de energía no convencional.

Aclara que no hay modificaciones de lo que se sometió a audiencia pública, los cambios fueron muy puntuales, específicamente de forma.

La señora **Carol Solano Durán** aclara que lo que se sometió a audiencia pública, fue la propuesta de modificación de las metodologías que ya había sido aprobada por la Junta Directiva.

El señor **Marco Otoya Chavarría** explica que la audiencia pública se llevó a cabo el 12 de agosto de 2013; se recibieron posiciones o coadyuvancias de 15 personas física o jurídicas, se procedió a realizar los siguientes cambios a la propuesta presentadas:

- a) *Se precisan aspectos relacionados a las variables que se incorporan en el cálculo de la rentabilidad CAPM mediante la fuente de información financiera Profesor Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de Internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>*

Tasa libre de riesgo: Se especifica que se empleará la tasa nominal (TCMNOM) de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (USA), con el mismo período de maduración al que se calcula la prima por riesgo.

Prima por riesgo: se especifica que se empleará la variable denominada “Implied Premium (FCFE)”.

Riesgo país: 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.

- b) *Exclusión de valores extremos para el costo de inversión:*

La exclusión de valores extremos se realizará por monto de 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.(...)

Ante una consulta de señor Edgar López Gutiérrez en torno al análisis que realizó la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, la señora **Carol Solano Durán** manifiesta que la Dirección no encontró cambios sustanciales en la propuesta de metodología remitida por el CDR respecto a la versión de la propuesta sometida a la audiencia pública.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** señala que todas las inquietudes o aspectos que se presentaron en la audiencia pública, aunque no fueran relevantes en este contexto, sí pueden serlo en otros; por lo que desea conocer qué sucede con esas observaciones. Es importante transformar datos en inteligencia, de manera que, a partir de estos aspectos, la ARESEP pueda extraer percepciones, realidades, o hechos, que aunque no modificaron esta metodología en particular, no dejan de ser insumos importantes a considerar como Autoridad Reguladora.

El señor **Guillermo Monge Guevara** explica que las observaciones que se presentan en audiencia pública, el Centro de Desarrollo de la Regulación las considera para un segundo grupo de modificaciones a las metodologías de generación privada. Algunas coinciden con la dirección en la que se están realizando los cambios; otras no.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** entiende que la Dirección General de Atención al Usuario, no solo organiza las audiencias públicas, sino que también recibe información de éstas; por lo que considera que de esta información, el Centro de Desarrollo de la Regulación y las Intendencias, pueden retomar aspectos que pueden ser utilizados con mejoras metodológicas; sin embargo, muchas de las posiciones que se presentan pueden ser de otra naturaleza y no están siendo recogidas por el CDR; por lo que es importante que esta función la realice la Dirección General de Atención al Usuario. Este sería un valor agregado de DGAU.

El señor **Guillermo Monge Guevara** indica que, ya se expusieron todos los cambios realizados en la metodología, por lo que consulta si es necesario algún tipo de estimación de tarifa y mostrar una simulación; a lo cual los señores miembros de la Junta Directiva manifiestan su interés en conocer la simulación; además, solicitan que se vuelva una práctica permanente, ya que es muy importante.

La señora **Adriana Garrido Quesada** se refiere al apartado III “*Alcance de este dictamen*” del oficio 153-DGAJR-2014 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, que señala que se debe determinar si se amerita la convocatoria a una segunda audiencia pública y valorar la consistencia entre las respuestas a las oposiciones presentadas en la audiencia pública contenidas en el apartado 6 y el texto propuesto. Agrega que cuando se señala en la sección “*Análisis de lo consultado*”, debería presentarse un análisis, no las conclusiones a que arriba la DGAJR, en el sentido de que no tienen observaciones.

Considera que dentro de las conclusiones de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, debería señalarse claramente la apreciación cualitativa (en este caso, que no es necesario someter esta metodología a una segunda audiencia pública), ya que para la Junta Directiva es más valioso que se indique explícitamente.

La señora **Carol Solano Durán** indica que se tomará la observación de la directora Garrido Quesada para casos futuros y se pondrá de forma explícita. En el punto “*III. Alcance del dictamen*”, señala lo realizado por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria y se aclara que de la revisión efectuada, la Dirección concluye que no hay cambios sustanciales; además, que existen seis dictámenes de la Dirección previos sobre esta metodología y que están incluidos en los antecedentes incorporados en el oficio 153-DGAJR-2014.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por el Centro de Desarrollo de la Regulación, conforme al oficio 29-CDR-2014, así como en lo señalado en el oficio 153-DGAJR-2014 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, el señor **Dennis Meléndez Howell** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

RESULTANDO

- I. Que mediante resolución RJD-004-2010 del 26 de abril de 2010, publicada en La Gaceta N° 98 del 21 de mayo de 2010, la Junta Directiva de ARESEP aprobó la “Metodología tarifaria según la estructura de costos típica de una planta modelo de generación de electricidad con bagazo de caña para la venta al Instituto Costarricense de electricidad y su fórmula de indexación”.
- II. Que mediante resolución RJD-009-2010 del 7 de mayo de 2010, publicada en La Gaceta N° 109 del 07 de junio de 2010, la Junta Directiva de ARESEP aprobó la “Metodología de fijación de tarifas para generadores privados existentes (Ley N° 7200) que firmen un nuevo contrato de compraventa de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad”.
- III. Que mediante resolución RJD-152-2011 del 10 de agosto de 2011, publicada en La Gaceta N° 168 del 01 de setiembre de 2011, y modificada mediante la Resolución RJD-161-2011, del 26 de octubre de 2011, publicada en La Gaceta N° 230 del 30 de noviembre de 2011, la Junta Directiva de ARESEP aprobó la “Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas”.
- IV. Que mediante resolución RJD-162-2011 del 09 de noviembre de 2011, publicada en La Gaceta N° 233 del 05 de diciembre de 2011, la Junta Directiva de ARESEP aprobó el “Modelo y estructura de costos de una planta de generación de electricidad con biomasa distinta de bagazo de caña de azúcar y su fórmula de indexación”.
- V. Que mediante resolución RJD-163-2011 del 30 de noviembre de 2011, publicada en La Gaceta N° 245 del 21 de diciembre de 2011, la Junta Directiva de ARESEP aprobó el “Modelo para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas”.
- VI. Que mediante acuerdo 04-39-2012 de la sesión ordinaria N° 39-2012, celebrada el 24 de mayo de 2012, la Junta Directiva de ARESEP solicitó a la Dirección General Centro de Desarrollo para la Regulación que realice una revisión de la Metodología de fijación de tarifas para generadores privados existentes y proponga a esta Junta Directiva las mejoras que considere pertinentes.
- VII. Que mediante el oficio 663-IE-2013 / 81-DGDR-2013, la Intendencia de Energía y la Dirección General de Desarrollo de la Regulación, presentan la propuesta de “Modificación de las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables”. (folios 41 a 62).
- VIII. Que el 23 de mayo de 2013, mediante oficio 338-SJD-2013, la Secretaria de Junta Directiva remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria para su análisis, la propuesta referiría en el punto anterior (Folio 38).

- IX.** Que el 28 de mayo de 2013, mediante oficio 364-GDJR-2013, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emitió criterio sobre la propuesta contenida en el oficio 663-IE-2013/81-DGDR-2013 (Folios 34 al 37).
- X.** Que el 11 de junio de 2013, mediante oficio 774-IE-2013/93-DGJR-2013, el Director General del Centro de Desarrollo de la Regulación (DGDR) y el Intendente de Energía remitieron a la Junta Directiva, la “Propuesta de modificación de las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables”. (Folios 8 al 32)
- XI.** Que mediante oficio 473-SDJ-2013/17381, la secretaria de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, comunica el acuerdo 02-48-2013 del acta de la sesión extraordinaria celebrada el 24 de junio del 2013, en donde dispone instruir a la Dirección General de Participación del Usuario proceder con el procedimiento de audiencia pública de la propuesta de “Modificación de las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables”
- XII.** Que se publica la convocatoria a audiencia pública en los diarios de circulación nacional (La Prensa Libre y La Nación) (Folio 73).
- XIII.** Que se publica la convocatoria a audiencia pública en La Gaceta No 214 (Folios 70 y 76).
- XIV.** Que La audiencia pública para conocer la propuesta se realizó el 12 de agosto del 2013, a las 17 horas con 15 minutos, de conformidad con la normativa que rige este proceso. Se admitieron posiciones o coadyuvancias por parte de 15 personas físicas o jurídicas. Según el Informe de Oposiciones y Coadyuvancias, oficio 2515-DGAU-2013/ 25593 (Folios 83 a 406). Las posiciones presentadas corresponden a las siguientes personas físicas o jurídicas: 1- Vientos del Volcán, (Folios 135 al 151), 2- Compañía Hidroeléctrica Doña Julia S.R.L., (Folios 354 al 387), 3- Hidroeléctrica Platanar S.A., (Folios 327 al 339). 4- Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. (COOPELESCA R.L.), (Folios 83 al 93), 5- Esteban Lara Erramouspe (Folios 94 al 104), 6- Azucarera El Viejo, S.A. (Folios 105 al 114), 7- Ingenio Taboga S.A., (Folios 115 al 124), 8- Plantas Eólicas Limitada (Folios 125 al 134), 9- El Ángel S.A., (Folios 152 al 204), 10- Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), representada por el señor Luis Enrique Pacheco Morgan, gerente de electricidad, (Folios 205 al 265), 11- Asociación Costarricense de Energía Solar (ACESOLAR), (Folios 269 al 281), 12- Desarrollo Solar Papagayo S.A. y Desarrollo Solar Nacascolo S.A., (Folios 282 al 312). 13- Molinos de Viento del Arenal S.A., PH Don Pedro S.A. y PH Río Volcán S.A, (Folios 313 al 326), 14- El Embalse S.A., (Folios 340 al 353), 15- Asociación Costarricense de Productores de Energía, (Folios 388 al 406).
- XV.** Que el 29 de Agosto de 2013, la Dirección General de Atención al Usuario mediante oficio 2515-DGAU-2013/ 25593 emitió el informe de posiciones y coadyuvancias (Folios 435 al 438).
- XVI.** Que mediante el oficio 29-CDR-2013 (sic), del 28 de febrero del 2014, la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación remitió el informe final sobre la propuesta de modificación de las Metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables.
- XVII.** Que mediante oficio 117-SJD-2014, la Secretaría de Junta Directiva remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria para su análisis la propuesta remitida en el oficio 29-CDR-2013 (sic) indicada en el resultando anterior.

XVIII. Que mediante oficio 153-DGAJR-2014, del 3 de marzo del 2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emitió el criterio sobre la propuesta de modificación de las Metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables.

CONSIDERANDO

I. Que del informe remitido mediante oficio 29-CDR-2013 (sic), que sirve de fundamento a la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:
“(...)

1. Resumen

Las actuales metodologías para plantas privadas de generación hidroeléctrica, eólica, con biomasa y bagazo, brindan un tratamiento diferenciado a ciertas variables que inciden en la determinación de las tarifas.

La propuesta planteada en este informe está orientada a solventar las diferencias en el tratamiento regulatorio, especialmente en la definición, notación o cálculo de ciertas variables, consideradas en las metodologías de generación privada vigentes de manera que reciban un tratamiento homogéneo.

Este informe presenta las siguientes propuestas de cambio:

- a. Incorporación y/o modificación del alcance de las metodologías para plantas hidroeléctricas nuevas, generación mediante bagazo de caña y biomasa.
- b. Tratamiento estandarizado del costo de capital.
- c. Homogenización del procedimiento de actualización de las inversiones en activos fijos.
- d. Ajuste de forma en la sección de actualización de los costos de explotación para plantas hidroeléctricas existentes y generación mediante bagazo.
- e. Eliminación de la referencia a la regresión de tipo exponencial en el cálculo de los costos de explotación en la metodología para generadores hidroeléctricos nuevos.
- f. Ampliación del alcance de la metodología sobre plantas hidroeléctricas nuevas, para que de manera transitoria se apliquen las tarifas que con ella se determinan a plantas que produzcan con fuentes no convencionales de energía, para las cuales aún no existen definidas metodologías específicas.

Los cambios propuestos se refieren a las siguientes metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica:

- a. Metodología tarifaria según la estructura de costos típica de una planta modelo de generación de electricidad con bagazo de caña para la venta al Instituto Costarricense de electricidad y su fórmula de indexación, aprobada mediante la Resolución RJD-004-2010, del 26 de abril de 2010, y publicada en La Gaceta N° 98 del 21 de mayo de 2010.
- b. Metodología de fijación de tarifas para generadores privados existentes (Ley N° 7200) que firmen un nuevo contrato de compraventa de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad, aprobada mediante la Resolución RJD-009-2010, del 7 de mayo de 2010, y publicada en La Gaceta N° 109 del 07 de junio de 2010.

- c. Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas, aprobada mediante la Resolución RJD-152-2011, el 10 de agosto de 2011, y publicada en La Gaceta N° 168 del 01 de setiembre de 2011, y modificada mediante la Resolución RJD-161-2011, el 26 de octubre de 2011, y publicada en La Gaceta N° 230 del 30 de noviembre de 2011 y la RJD-013-2012 del 29 de febrero del 2012 y publicada en La Gaceta N° 74 del 17 de abril del 2012.
- d. Modelo y estructura de costos de una planta de generación de electricidad con biomasa distinta de bagazo de caña de azúcar y su fórmula de indexación, aprobada mediante la Resolución RJD-162-2011, el 09 de noviembre de 2011, y publicada en La Gaceta N° 233 del 05 de diciembre de 2011.
- e. Modelo para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas, aprobada mediante la Resolución RJD-163-2011, el 30 de noviembre de 2011, y publicada en La Gaceta N° 245 del 21 de diciembre de 2011.

Posterior al proceso de audiencia pública, celebrada el 12 de agosto del 2013, en donde se recibieron posiciones o coadyuvancias de 15 personas físicas o jurídicas, se procedió a realizar los siguientes cambios a la propuesta presentada en audiencia pública:

- a) Se precisan aspectos relacionados a las variables que se incorporan en el cálculo de la rentabilidad CAPM mediante la fuente de información financiera Profesor Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de Internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>

Tasa libre de riesgo: Se especifica que se empleará la tasa nominal (TCMNOM) de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (USA), con el mismo período de maduración al que se calcula la prima por riesgo.

Prima por riesgo: se especifica que se empleará la variable denominada “Implied Premium (FCFE)”.

Riesgo país: 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.

- b) Exclusión de valores extremos para el costo de inversión:

La exclusión de valores extremos se realizará por monto de 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.(...)

3. Justificación

Durante el proceso de análisis de los cambios a realizar para cumplir con el acuerdo 04-39-2012, se identificaron varias situaciones asociadas con variables presentes en algunas de las metodologías de plantas privadas de generación eléctrica, cuyas definiciones se considera conveniente modificar para estandarizar en todas las metodologías de generación privada, o bien, mejorarlas. Entre ellos, se encuentran:

- a) Incorporación y/o modificación de la sección alcance de las metodologías de plantas hidroeléctricas nuevas, generación mediante bagazo de caña y biomasa. La modificación se realiza considerando:
- i. La necesidad de definir una tarifa a los generadores privados que vendan energía a compradores distintos del (ICE) y que a su vez estén autorizados para este tipo de transacciones; de manera que se establezcan para tales fines las tarifas de referencia vigentes y definidas en dichas metodologías.
 - ii. Para el caso de la metodología tarifaria de generación con plantas nuevas se considera necesario incluir dentro del alcance el criterio a emplear para que las plantas sean reconocidas como nuevas.
- b) Tratamiento estandarizado del costo de capital:
- i. La estandarización del costo de capital se justifica para cumplir con el acuerdo 04-39-2012, estableciendo un diseño uniforme en el uso de las variables y forma en que se obtiene el costo de capital definido en las cinco metodologías de generación privada. Asimismo, lo referente a la homogenización de las fuentes de información empleadas en cada metodología para el cálculo del costo del capital.
 - ii. Se consideró conveniente emplear la fórmula de cálculo establecida en las metodologías de generación con plantas nuevas hidroeléctricas, generación con biomasa y eólica como referencia para uniformar las metodologías de plantas existentes y generación con bagazo en lo que al costo de capital se refiere.
 - iii. La homogenización de las fuentes de información para las variables empleadas en el cálculo del costo del capital se justifica considerando las diferencias existentes, entre cada una de las metodologías, en lo que a su tratamiento se refiere:

La tasa libre de riesgo: En dos metodologías (generación con plantas nuevas hidroeléctricas y biomasa) no se indica la fuente de información. Para el caso de la metodología de generación eólica se refiere como fuente de información la elaborada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York, y mediante una estimación de 12 meses. Para las restantes dos metodologías la tasa libre de riesgo se estima como un promedio a 60 meses de los bonos del Tesoro de los Estados Unidos a 20 años.

Beta Desapalancada: Establecida en las metodologías de generación con bagazo y plantas existentes en base a documentos técnicos del año 2000 elaborados por la DEN, para el resto de metodologías la fuente empleada ha sido Damodaran, en donde el valor del Beta se estima como un promedio de los últimos 12 meses.

Prima por riesgo: En las metodologías de generación con bagazo y para proyectos hidroeléctricos existentes la fuente utilizada es la elaborada por el consultor Martín Rossi estimado como un promedio a 40 años, mientras que para las restantes se emplea como fuente Damodaran y se calcula como un promedio de los últimos 12 meses.

Riesgo país: La fuente utilizada para la definición de esta variable ha sido Damodaran sin detallar su aplicación, esto para generación mediante Bagazo y plantas existentes. Para las demás metodologías se utiliza como fuente Damodaran, teniendo en consideración un promedio a 12 meses.

- c) Homogenización del procedimiento de actualización de las inversiones en activos fijos:

La metodología de generación de energía eléctrica con bagazo y plantas hidroeléctricas existentes, divide la indexación de los costos totales en costes internos y externos, definiendo la indexación del primero mediante el IPPI de Costa Rica, y los segundos, mediante el IPP de los Estados Unidos. Se considera necesario eliminar la diferenciación entre costos externos e internos y definir el índice que mejor se adecúe a la indexación de costos de inversión mediante un índice representativo del sector.

Las metodologías en cuestión, definen como criterio para la actualización de la inversión el Índice de Precios al Productor Industria de Estados Unidos o de Costa Rica, éste es un índice que agrupa en su cálculo gran cantidad de actividades no necesariamente vinculadas al sector eléctrico. Recientemente se han identificado índices de precios acordes y propios de las inversiones vinculadas al sector eléctrico, de manera que permiten una mejor indexación de los costos. Lo anterior, justifica la modificación del apartado y dejar abierta la posibilidad de emplear índices de precios representativos en función de las variables a actualizar.

d) Eliminación de la referencia a la regresión de tipo exponencial:

La metodología de generación con plantas hidroeléctricas nuevas define para la actualización de los costos de explotación una regresión exponencial que estima la función que relaciona capacidad instalada y costos de explotación. Sin embargo, la forma funcional no puede estar sujeta a un único tipo de regresión, puesto que en el tiempo está expuesto a una serie de elementos (economías de escala, cambio tecnológico, productividad, eficiencia, entre otros.) que pueden hacer que la forma funcional que mejor se aproxime a la relación que se desea modelar sea logarítmica, polinomio, lineal etc.

- e) Ampliación del alcance de la metodología tarifaria para plantas hidroeléctricas nuevas, para que las tarifas resultantes puedan ser aplicadas a plantas que utilizan fuentes de energía no convencionales, para las cuales no existen aún metodologías tarifarias específicas. Las razones que se consideraron para plantear ese cambio son las siguientes:
- i. La ARESEP tiene conocimiento de que en los últimos meses el ICE ha recibido una cantidad considerable de manifestaciones de interés para la venta de energía de generadores privados a ser producida con desechos sólidos municipales y celdas fotovoltaicas.
 - ii. Con base en información proveniente de diversas fuentes, se ha encontrado que existen plantas en otros países que venden electricidad producida con las fuentes antes mencionadas, a precios inferiores a los costos de la electricidad producida en el país mediante fuentes térmicas.
 - iii. La energía producida con residuos sólidos municipales puede generar impactos económicos y ambientales positivos para el país, asociados con la sustitución de energía de origen térmico, además de puede ser un medio importante para resolver los problemas ligados a la disposición y tratamiento de los residuos sólidos municipales. Por ello, es una actividad doblemente importante para el interés nacional.
 - iv. Se tiene conocimiento de que en el mundo, el costo de la energía producida con celdas fotovoltaicas está experimentando una fuerte tendencia hacia la baja, debido entre otros aspectos a la sobreoferta de ese tipo de energía y a recientes mejoras tecnológicas. Ello explica el interés que una cantidad considerable de inversionistas de ofrecerle al ICE la venta de energía producida con esa fuente (Pernick, *et al*)¹.

¹ Pernick R., Wilder C. and T. Winnie (2013). Clean Energy Trends 2013. Clean Edge. The Clean – Tech Market Authority.

- v. La generación de energía con fuentes limpias está definida como una prioridad en el Plan Nacional de Desarrollo. Al respecto, el objetivo 13.2.1.1.1 expresa lo siguiente: “Garantizar el uso de fuentes limpias de energía para satisfacer la demanda nacional, disminuyendo la utilización de hidrocarburos.” En ese sentido, es de importancia nacional la ampliación de la base de fuentes limpias de energía, como son la energía solar y los desechos sólidos municipales.
- vi. En el país no existe experiencia en la generación con residuos sólidos municipales ni con celdas fotovoltaicas de última generación. Además, las tecnologías asociadas a esos procesos son relativamente recientes a nivel mundial. Por esas razones, la ARESEP debe recurrir al apoyo de especialistas externos para desarrollar las metodologías tarifarias específicas para los procesos mencionados. Para ello se requerirá de un lapso de varios meses, a partir del momento de elaboración de esta propuesta.
- vii. Es necesario que la Autoridad Reguladora utilice las opciones a su alcance para facilitar, desde su ámbito de competencia, el desarrollo de los mercados de venta de electricidad producida con fuentes limpias. En esa orientación, resulta conveniente para el interés nacional que –de manera transitoria– la institución habilite la fijación de tarifas para la generación con fuentes no convencionales, con base en una de las metodologías tarifarias para generación privada que se encuentra vigente.

4. Marco legal

La aprobación de los cambios metodológicos propuestos, encuentra sustento legal en la normativa que se cita a continuación:

- a. La Ley N° 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos establece, en su artículo 5, que “ En los servicios públicos definidos en este artículo, la Autoridad Reguladora fijará precios y tarifas...” Los servicios públicos citados incluyen, en el inciso a) del mismo artículo, el “Suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.”
- b. La Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, al tenor de lo establecido en el artículo 6, inciso 2), sub inciso c) del Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y sus órganos desconcentrados se encuentra facultada para dictar y modificar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos mercados. Dicho reglamento fue publicado en el Alcance 13 a La Gaceta No. 69, del 8 de abril de 2009 y sus reformas.

De conformidad con lo anteriormente expuesto, resulta claro que la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora es la competente para emitir y modificar las metodologías tarifarias de los servicios públicos regulados, incluyendo la generación de electricidad, para lo cual deberá seguir el procedimiento de audiencia pública. El marco legal citado provee la base que faculta a ARESEP para establecer y modificar las metodologías regulatorias objeto de este informe.

5. Propuestas de cambio

Tomando en cuenta los antecedentes y justificaciones expresadas, así como, la respuesta a oposiciones y coadyuvancias presentadas en la sección 6 del presente informe; se propone modificar lo siguiente:

- a. De la “Metodología tarifaria según la estructura de costos típica de una planta modelo de generación de electricidad con bagazo de caña para la venta al Instituto Costarricense de electricidad y su fórmula de indexación”, aprobada mediante la Resolución RJD-004-2010, del 26 de abril de 2010, y publicada en La Gaceta N° 98 del 21 de mayo de 2010:

VERSIÓN ACTUAL	VERSIÓN PROPUESTA
<p>“1. ASPECTOS GENERALES</p> <p>El presente procedimiento tiene como objetivo definir la metodología y demás características para la definición y aprobación de la tarifa aplicable a los contratos de compraventa de energía eléctrica entre el ICE y los generadores privados al amparo de la Ley 7200, cuya fuente sea el bagazo de caña y tengan una concesión válida para este tipo de actividad.</p> <p>(...)”</p>	<p>Modificar el primer párrafo de la sección 1., de la siguiente forma:</p> <p>“1. ASPECTOS GENERALES</p> <p><i>El presente procedimiento tiene como objetivo definir la metodología y demás características para la definición y aprobación de la tarifa aplicable a los contratos de compraventa de energía eléctrica entre el ICE y los generadores privados al amparo de la Ley 7200, cuya fuente sea el bagazo de caña y tengan una concesión válida para este tipo de actividad, y para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas generadoras de electricidad con bagazo de caña con condiciones similares a las que establece el Capítulo 1 de la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por ARESEP.</i></p> <p>(...)”</p>
<p>“2.18. Tasa de Rentabilidad</p> <p>El nivel de rentabilidad estará determinado por la aplicación del Modelo de Valoración de Activos de Capital, CAPM, según la siguiente fórmula:</p> $K_e = K_L + \beta d * (K_M - K_L) + RP$ <p>Donde:</p> <p>Ke: Costo de capital del inversionista. KL: Tasa libre de riesgo. βd: Beta apalancada de la inversión como medida del riesgo sistemático. (KM – KL): Premio por riesgo. RP: Riesgo país.</p> <p>Las fuentes de los datos utilizados son las siguientes:</p> <p>La Tasa libre de riesgo (r_l): se obtiene como un promedio de largo plazo (últimos 60 meses) de las tasas de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (USA) a 20 años, según la fuente: http://www.ustreas.gov/offices/domestic-finance/debt-management/interest-rate/yield_historical.shtml.</p> <p>La prima de riesgo ($r_m - r_l$) se estima de acuerdo con la información suministrada por el consultor Martín Rossi, con base en información del Spread S & P 500. Se trata de un promedio (aritmético) de aproximadamente de 4 décadas para el mercado de los Estados Unidos de América. (“Ibbotson Associates” según Martín Rossi (1966-2006).</p> <p>El valor de la beta (β) desapalancada se obtiene de los informes 499-DEN-2000 y 837-DEN-2000 de la ARESEP, en el cual se calculó este valor con base en un estudio de varias empresas eléctricas con base en información obtenida de Internet. La cual debe ser desapalancada.</p> <p>El riesgo país está determinado por las calificaciones de bonos y los</p>	<p>Sustituir texto por el siguiente:</p> <p>“2.18. Rentabilidad (K_e)</p> <p><i>El cálculo de la rentabilidad sobre los aportes al capital se determina mediante el método denominado Modelo de Valoración de Activos de Capital, conocido comúnmente como CAPM (en inglés, “Capital Asset Pricing Model”).</i></p> <p><i>El método CAPM se basa en considerar que los cambios en el retorno de un activo, están relacionados con el riesgo asociado a éste y puede ser separado en dos grandes componentes: el riesgo relacionado con el mercado en su conjunto (riesgo sistémico) y el derivado de las inversiones específicas (riesgo específico).</i></p> <p><i>El CAPM determina el costo del capital propio promedio para cada industria, según la siguiente fórmula:</i></p> $K_e = K_L + \beta a * PR + RP$ <p>Donde:</p> <p>K_e = Rentabilidad sobre los aportes de capital propio. K_L = Tasa libre de riesgo, la cual corresponde a una alternativa de inversión que no tiene riesgo para el inversionista. PR = Prima por riesgo. Se define como la diferencia entre la tasa libre de riesgo y la tasa de rendimiento del mercado. RP = Riesgo país. Es el riesgo de una inversión económica debido sólo a factores específicos y comunes de un cierto país. βa = Beta apalancada de la inversión. Es la co-varianza de la rentabilidad de un activo determinado y la rentabilidad del mercado. Se denomina “apalancada” cuando parte de la inversión se financia con deuda.</p> <p><i>El beta apalancado se obtiene de la siguiente fórmula:</i></p> $\beta a = \beta d * (1 + (1-t) * D/K_p)$

diferenciales apropiadas por defecto para los diferentes países según la página: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html"

Donde:

β_a = Beta apalancada.

β_d = Beta desapalancada.

D/Kp = Relación entre deuda y capital propio (estimada por medio del apalancamiento financiero)

t = Tasa de impuesto sobre la renta.

Los parámetros que se requiere calcular para estimar la rentabilidad sobre aportes al capital son los siguientes: tasa libre de riesgo, prima por riesgo, riesgo país, beta desapalancada, relación entre deuda y capital propio, y tasa de impuesto sobre la renta. La fuente de cada uno de ellos es la siguiente:

1. 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>.

2. 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>

3. 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). En el caso de que, para alguna(s) de las variables citadas, no sea posible para ARESEP contar con una serie histórica reciente que complete 5 observaciones anuales, se utilizará la serie histórica menor a 5 años pero que sea igual para todas las variables.

4. 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 los datos incluidos en la sección 2.16. El dato de apalancamiento podrá ser actualizado con base estudios técnicos avalados por la Autoridad Reguladora.

5. Tasa de impuesto sobre la renta: Es la tasa impositiva para personas jurídicas con fines de lucro, correspondiente al último tracto de impuestos sobre la renta – la tasa marginal mayor-, establecida y actualizada vía decreto por el Ministerio de Hacienda."

	<p>Incluir el siguiente texto al final de la sección “2.1. Inversión Total”:</p> <p>“ (...)”</p> <p>Actualización del monto de inversión en activos fijos</p> <p><i>La actualización del monto de inversión en activos fijos que conforman la base tarifaria, se realizará utilizando un índice de precios representativo, en caso de que los datos utilizados muestren una antigüedad superior al año. La selección del índice considerará los siguientes aspectos: que provenga de una fuente de acceso público, especializada en la generación de información técnica y con la información más reciente. La actualización del monto de inversión en activos fijos se realizará anualmente y se aplicará de manera consistente el mismo índice. En el evento de que se llegue a considerar necesario en el futuro modificar el índice a utilizar, se justificará la razón técnica que fundamente dicha decisión con base en la ciencia, técnica y lógica tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública.”</i></p>
<p>“2.11. Indexación de costos totales</p> <p>Para indexar los costos totales definidos por el modelo propuesto, se clasifican estos en costos internos y costos externos, dado que unos son afectados por factores exógenos y otros por factores endógenos.</p> $CT_n = CE_{n-1} \times (IPP_n / IPP_{n-1}) + CI_{n-1} \times (IPPI_n / IPPI_{n-1})$ <p>El subíndice “n” se refiere al periodo actual (la fijación que se tramita) y el subíndice “n-1” se refiere al periodo de la anterior fijación tarifaria.</p> <p>Esta indexación se aplicará anualmente, iniciando el proceso en el mes de mayo de cada año.</p> <p>2.12. Costo interno</p> <p>El costo interno está determinado por la sumatoria de: el costo de la materia prima (Cmp), el costo del combustible (Ccb), el costo del transporte (Ctr), los impuestos (Cimp), los costos de la mano de obra (Cmo), el costo del seguro (Cse) y los costos indirectos de fabricación (Cif). Estos costos serán indexados al Índice de Precios al Productor Industrial, IPPI, calculado por el Banco Central de Costa Rica.</p> $CI_n = (CI_{n-1}) \times (IPPI_n / IPPI_{n-1})$ <p>2.13. Costo externo</p> <p>El costo externo está definido por la sumatoria de los gastos financieros (Gf) y el gasto en depreciación (Gdep). Con lo cual estos costos serán indexados al Índice de Precios al Productor (IPP) de los Estados Unidos de América, calculado por el Bureau of Labor Statistics.</p> $CE_n = (CE_{n-1}) \times (IPP_n / IPP_{n-1})$	<p>Sustituir el texto de las secciones “2.11. Indexación de costos totales”; “2.12 Costo interno” y “2.13 costo externo” por lo siguiente:</p> <p>“2.11. Indexación de costos totales</p> <p><i>La actualización de los costos se hará indexando los costos fijos y los costos variables con excepción de los gastos financieros y depreciación. Las variables a indexar tienden a variar en el tiempo (salarios, precios de repuestos y otros), mediante un componente local, debido a que generalmente son costos pagados en colones.</i></p> <p><i>Los costos de explotación están determinados por la sumatoria de: el costo de la materia prima (Cmp), el costo del combustible (Ccb), el costo del transporte (Ctr), los impuestos (Cimp), los costos de la mano de obra (Cmo), el costo del seguro (Cse) y los costos indirectos de fabricación (Cif). Los costos de explotación serán indexados con el Índice de Precios al Productor Industrial, IPPI, calculado por el Banco Central de Costa Rica.</i></p> <p><i>Los valores del costo se ajustarán anualmente, mediante un proceso extraordinario que debe iniciarse en agosto de cada año, de acuerdo con los factores de variación de costos, como es la inflación, por medio de la siguiente fórmula de indexación o automática que permite a la tarifa contrarrestar la pérdida del poder adquisitivo en términos reales, tal y como se detalla a continuación:</i></p> $CE_i = CE_{i-1} * (IPPI_i / IPPI_{i-1})$ <p><i>Donde:</i></p> <p><i>CE: Costos de explotación (costos fijos y variables con excepción de los gastos financieros y depreciación) de la planta de generación o cogeneración mediante biomasa</i></p> <p><i>IPPI: Índice de Precios al Productor Industrial, IPPI, calculado por el Banco Central de Costa Rica.”</i></p>
	<p>Eliminar el Por Tanto II de la resolución y ajustar la numeración de los Por Tanto siguientes.</p>

- b. De la “Metodología de fijación de tarifas para generadores privados existentes (Ley N° 7200) que firmen un nuevo contrato de compraventa de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad”, aprobada mediante la Resolución RJD-009-2010, del 7 de mayo de 2010, y publicada en La Gaceta N° 109 del 07 de junio de 2010:

VERSIÓN ACTUAL	VERSIÓN PROPUESTA
<p>“3.6. Rentabilidad (Ke)</p> <p>3.6.1. Concepto:</p> <p>La rentabilidad o costo de capital mide el nivel de utilidad o rentabilidad porcentual que el inversionista obtendría por su inversión remanente; medida a través de un modelo llamada comúnmente como CAPM (modelo de valoración de activos de capital).</p> <p>3.6.2. Metodología de cálculo</p> <p>El nivel de rentabilidad estará determinado por la aplicación del Modelo de Valoración de Activos de Capital, CAPM , según la siguiente fórmula:</p> $K_e = K_L + \beta d * (K_M - K_L) + RP$ <p>Donde:</p> <p>Ke: Costo de capital del inversionista. KL: Tasa libre de riesgo. βd : Beta desapalancada de la inversión como medida del riesgo sistemático. (KM – KL): Premio por riesgo. RP: Riesgo país.</p> <p>3.6.3. Fuentes de la información</p> <p>Las fuentes de los datos utilizados son las siguientes:</p> <p>La Tasa libre de riesgo (rl): se obtiene como un promedio de largo plazo (últimos 60 meses) de las tasas de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (USA) a 20 años, según la fuente: http://www.ustreas.gov/offices/domestic-finance/debt-management/interest-rate/yield_historical.shtml.</p> <p>La prima de riesgo (rm - rl) se estima de acuerdo con la información suministrada por el consultor Martín Rossi, con base en información del Spread S & P 500. Se trata de un promedio (aritmético) de aproximadamente de 4 décadas para el mercado de los Estados Unidos de América. (“Ibbotson Associates” según Martín Rossi (1966-2006).</p> <p>El valor de la beta (β) se obtiene de los informes 499-DEN-2000 y 837-DEN-2000 de la ARESEP, en el cual se calculó este valor con base en un estudio de varias empresas eléctricas con base en información obtenida de Internet. La cual debe ser apalancada.</p> <p>El riesgo país está determinado por las calificaciones de bonos y los diferenciales apropiadas por defecto para los diferentes países según la página: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html.”</p>	<p>Sustituir texto por el siguiente:</p> <p>“3.6. Rentabilidad (Ke)</p> <p><i>El cálculo de la rentabilidad sobre los aportes al capital se determina mediante el método denominado Modelo de Valoración de Activos de Capital, conocido comúnmente como CAPM (en inglés, “Capital Asset Pricing Model”).</i></p> <p><i>El método CAPM se basa en considerar que los cambios en el retorno de un activo, están relacionados con el riesgo asociado a éste y puede ser separado en dos grandes componentes: el riesgo relacionado con el mercado en su conjunto (riesgo sistémico) y el derivado de las inversiones específicas (riesgo específico).</i></p> <p><i>El CAPM determina el costo del capital propio promedio para cada industria, según la siguiente fórmula:</i></p> $K_e = K_L + \beta a * PR + RP$ <p>Donde:</p> <p>Ke = Rentabilidad sobre los aportes de capital propio. KL = Tasa libre de riesgo, la cual corresponde a una alternativa de inversión que no tiene riesgo para el inversionista. PR = Prima por riesgo. Se define como la diferencia entre la tasa libre de riesgo y la tasa de rendimiento del mercado. RP = Riesgo país. Es el riesgo de una inversión económica debido sólo a factores específicos y comunes de un cierto país. βa = Beta apalancada de la inversión. Es la co-varianza de la rentabilidad de un activo determinado y la rentabilidad del mercado. Se denomina “apalancada” cuando parte de la inversión se financia con deuda.</p> <p><i>El beta apalancado se obtiene de la siguiente fórmula:</i></p> $\beta a = \beta d * (1 + (1-t) * D/Kp)$ <p>Donde:</p> <p>βa = Beta apalancada. βd = Beta desapalancada. D/Kp = Relación entre deuda y capital propio (estimada por medio del apalancamiento financiero) t = Tasa de impuesto sobre la renta.</p> <p><i>Los parámetros que se requiere calcular para estimar la rentabilidad sobre aportes al capital son los siguientes: tasa libre de riesgo, prima por riesgo, riesgo país, beta desapalancada, relación entre deuda y capital propio, y tasa de impuesto sobre la renta. La fuente de cada uno de ellos es la siguiente:</i></p> <p><i>1. 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=</i></p>

	<p>H15.</p> <p>2. 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</p> <p>3. 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). En el caso de que, para alguna(s) de las variables citadas, no sea posible para ARESEP contar con una serie histórica reciente que complete 5 observaciones anuales, se utilizará la serie histórica menor a 5 años pero que sea igual para todas las variables.</p> <p>4. 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 un promedio ponderado por capacidad instalada de la información más reciente referente al nivel de financiamiento de cada tipo de planta privada de generación eléctrica que esté disponible en la Autoridad Reguladora.</p> <p>5. Tasa de impuesto sobre la renta: Es la tasa impositiva para personas jurídicas con fines de lucro, correspondiente al último tracto de impuestos sobre la renta –la tasa marginal mayor-, establecida y actualizada vía decreto por el Ministerio de Hacienda.”</p>
<p>“3.3.2. Fuente de información</p> <p>(...)</p> <p>Si dada la muestra se requiere actualizar el valor de alguna planta para hacerla comparable con respecto a otra información, la indexación se efectuará utilizando el Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos (IPP – EEUU), con el fin de poder contar con una serie de datos comparable en términos reales. Los datos contenidos en las bases de datos excluyen los valores extremos (por ejemplo, las plantas con capacidad inferior a 1 000 kW y superior a 50 000 kW).</p> <p>(...)”</p>	<p>Sustituir el texto por lo siguiente:</p> <p>“3.3.2. Fuente de información</p> <p>(...)</p> <p>Actualización del monto de inversión en activos fijos</p> <p>La actualización del monto de inversión en activos fijos que conforman la base tarifaria, se realizará utilizando un índice de precios representativo, en caso de que los datos utilizados muestren una antigüedad superior al año. La selección del índice considerará los siguientes aspectos: que provenga de una fuente de acceso público, especializada en la generación de información técnica y con la información más reciente. La actualización del monto de inversión en activos fijos se realizará anualmente y se aplicará de manera consistente el mismo índice. En el evento de que se llegue a considerar necesario en el futuro modificar el índice a utilizar, se justificará la razón técnica que fundamente dicha decisión con base en la ciencia, técnica y lógica tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública.</p> <p>La exclusión de valores extremos se realizará por monto de 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</p>
<p>“6.2. Criterios para los ajustes tarifarios</p> <p>Cada revisión tarifaria comprende la actualización de todos los</p>	<p>Modificar y sustituir la sección “6.2. Criterios para los ajustes tarifarios”:</p> <p>“6.2. Criterios para los ajustes tarifarios</p> <p>Actualización del monto del costo anual de explotación</p>

<p>componentes del modelo tarifario (I, Ca, Xu, ke y Fp), según la última información disponible y siguiendo las metodologías y fórmulas establecidas en las secciones 2 y 3.</p> <p>Si no es posible obtener información actualizada de las variables Ca o I, estas se podrán actualizar de acuerdo con los índices de precios al productor, local e internacional respectivamente, según la siguiente fórmula de ajuste:</p> $Ca_n = Ca_{n-1} * (IPPICR_n / IPPICR_{n-1})$ $I_n = I_{n-1} * (IPPUSA_n / IPPUSA_{n-1})$ <p>En donde:</p> <p>Ca_n = Costo anual de explotación actualizado. Ca_{n-1} = Costo anual de explotación del periodo anterior. I_n = Inversión actualizada. I_{n-1} = Inversión del periodo anterior. IPPICR_n = Índice de Precios al Productor Industrial de Costa Rica actual IPPICR_{n-1} = Índice de Precios al Productor Industrial de Costa Rica del periodo anterior. IPPUSA_n = Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América actual IPPUSA_{n-1} = Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América del periodo anterior.</p> <p>Las fuentes oficiales de estos índices serán respectivamente: http://www.bccr.fi.cr http://www.bls.gov</p>	<p><i>Si no es posible obtener información actualizada de la variable Ca esta se podrá actualizar de acuerdo con el índice de precios al productor local:</i></p> $Ca_n = Ca_{n-1} * (IPPICR_n / IPPICR_{n-1})$ <p><i>Donde:</i> Ca_n = Costo anual de explotación actualizado. Ca_{n-1} = Costo anual de explotación del periodo anterior. IPPICR_n = Índice de Precios al Productor Industrial de Costa Rica actual IPPICR_{n-1} = Índice de Precios al Productor Industrial de Costa Rica del periodo anterior.</p> <p><i>La fuente oficial de este índice es la siguiente:</i> http://www.bccr.fi.cr</p> <p>Actualización del monto de inversión en activos fijos</p> <p><i>Si no es posible obtener información actualizada de la variable I esta se podrá actualizar de acuerdo con el índice de precios representativo:</i></p> $I_n = I_{n-1} * (IPR_n / IPR_{n-1})$ <p>En donde: I_n = Inversión actualizada. I_{n-1} = Inversión del periodo anterior. IPR_n = Índice de Precios representativo actual IPR_{n-1} = Índice de Precios representativo del periodo anterior.</p> <p><i>Para seleccionar el índice de precios representativo se utilizará el criterio indicado en la sección 3.3.2”</i></p>
--	---

- c. De la “Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas”, aprobada mediante la Resolución RJD-152-2011, del 10 de agosto de 2011, y publicada en La Gaceta N° 168 del 01 de setiembre de 2011, y modificada mediante las Resoluciones RJD-161-2011, del 26 de octubre de 2011, publicada en La Gaceta N° 230 del 30 de noviembre de 2011 y RJD-013-2012, del 29 de febrero de 2012, publicada en La Gaceta No 74 del 17 de abril de 2012:

VERSIÓN ACTUAL	VERSIÓN PROPUESTA
<p>“Generalidades</p> <p>El modelo que se presenta tiene como objetivo determinar las tarifas de referencia para plantas nuevas de generación privada hidroeléctricas para la venta al ICE.</p> <p>Objetivo</p> <p>El objetivo último del modelo tarifario de referencia definido en este informe consiste en brindar los incentivos tarifarios necesarios, para que, en el plazo más corto posible, el país aproveche los instrumentos definidos en el capítulo primero de la Ley 7200, para sustituir la mayor proporción posible de energía generada con fuentes térmicas por energía generada con fuentes renovables. Al respecto, las estimaciones del ICE indican que puede contratar en la actualidad, a generadores privados de electricidad que produzcan con fuentes renovables, hasta un máximo de 183 MW.”</p>	<p>Eliminar sección de “Generalidades”.</p> <p>Incluir después de la sección de “Objetivo”:</p> <p>“Alcance</p> <p><i>El modelo que se presenta es aplicable a las fijaciones tarifarias de las ventas de energía al ICE por parte de generadores privados que produzcan con plantas hidroeléctricas nuevas, en el marco de lo que establece el Capítulo 1 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.</i></p> <p><i>La banda tarifaria aplicable a la generación privada con fuentes no convencionales de energía para las que no existe una metodología específica, es la banda tarifaria que se estime mediante ésta metodología, sin considerar estructura estacional.</i></p> <p><i>Se entiende por planta nueva, aquella cuya inversión en capital físico no ha sido utilizada aún en ningún proceso de</i></p>

	<p><i>producción de electricidad. En consecuencia, las plantas nuevas por definición no podrían haber generado energía que fuera vendida en el marco de algún contrato de compraventa de electricidad o para fines de autoconsumo.”</i></p>
<p>“Costos de explotación (CE) (...) b) Se hace un ejercicio de regresión exponencial para estimar la curva que mejor aproxima la función que relaciona capacidad instalada y costo de explotación. (...)”</p>	<p>Modificar el texto de la siguiente forma:</p> <p>“Costos de explotación (CE) (...) b) Se hace un ejercicio de regresión para estimar la curva que mejor aproxima la función que relaciona capacidad instalada y costo de explotación. (...)”</p>
<p>“Rentabilidad sobre aportes al capital (ρ)</p> <p>El cálculo de la rentabilidad sobre los aportes se determina mediante el método denominado Modelo de Valoración de Activos de Capital, conocido comúnmente como CAPM (en inglés, “Capital Asset Pricing Model”).</p> <p>El método CAPM se basa en considerar que los cambios en el retorno de un activo, están relacionados con el riesgo asociado a éste y puede ser separado en dos grandes componentes: el riesgo relacionado con el mercado en su conjunto (riesgo sistémico) y el derivado de las inversiones específicas (riesgo específico).</p> <p>El CAPM determina el costo del capital propio promedio para cada industria, según la siguiente fórmula:</p> $\rho = KL + \beta a * PR + RP$ <p>Donde: ρ: Rentabilidad sobre los aportes de capital propio. PR: Prima por riesgo. Se define como la diferencia entre la tasa libre de riesgo y la tasa de rendimiento del mercado. La tasa libre de riesgo (KL) es la que corresponde a una alternativa de inversión que no tiene riesgo para el inversionista. La tasa de rendimiento de mercado es la que corresponde al sector de actividad respectivo. RP: Riesgo país. Es el riesgo de una inversión económica debido sólo a factores específicos y comunes de un cierto país. βa: Beta apalancada de la inversión. Es la covarianza de la rentabilidad de un activo determinado y la rentabilidad del mercado. Se denomina “apalancada” cuando parte de la inversión se financia con deuda.</p> <p>El beta apalancado se obtiene de la siguiente fórmula:</p> $\beta a = \beta d * (1 + (1-t) * D/Kp)$ <p>Donde: βa = Beta apalancada βd = Beta desapalancada D/Kp= Relación entre deuda y capital propio (estimada por medio del apalancamiento financiero). t = Tasa de impuesto sobre la renta</p> <p>Los parámetros que se requiere calcular para aplicar el método CAPM son los siguientes: rentabilidad sobre los aportes de capital propio, beta desapalancada, prima por riesgo, riesgo país, relación entre deuda y capital propio y tasa de impuesto sobre la renta. A continuación se define cada uno de ellos.</p> <p>a. Prima por riesgo (PR) La prima por riesgo se obtendrá de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York (EUA), en la siguiente dirección de Internet: http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/implprem/ERPbymonth.xls. Se utilizará el promedio aritmético de los valores disponibles dentro de los últimos doce meses para los que se cuente información, en el momento en que se calcule la fijación tarifaria. Si esta fuente</p>	<p>Sustituir texto por el siguiente:</p> <p>“Rentabilidad sobre aportes al capital (ρ)</p> <p><i>El cálculo de la rentabilidad sobre los aportes al capital se determina mediante el método denominado Modelo de Valoración de Activos de Capital, conocido comúnmente como CAPM (en inglés, “Capital Asset Pricing Model”).</i></p> <p><i>El método CAPM se basa en considerar que los cambios en el retorno de un activo, están relacionados con el riesgo asociado a éste y puede ser separado en dos grandes componentes: el riesgo relacionado con el mercado en su conjunto (riesgo sistémico) y el derivado de las inversiones específicas (riesgo específico).</i></p> <p><i>El CAPM determina el costo del capital propio promedio para cada industria, según la siguiente fórmula:</i></p> $\rho = KL + \beta a * PR + RP$ <p>Donde: ρ = Rentabilidad sobre los aportes de capital propio. KL= Tasa libre de riesgo, la cual corresponde a una alternativa de inversión que no tiene riesgo para el inversionista. PR = Prima por riesgo. Se define como la diferencia entre la tasa libre de riesgo y la tasa de rendimiento del mercado. RP = Riesgo país. Es el riesgo de una inversión económica debido sólo a factores específicos y comunes de un cierto país. βa = Beta apalancada de la inversión. Es la co-varianza de la rentabilidad de un activo determinado y la rentabilidad del mercado. Se denomina “apalancada” cuando parte de la inversión se financia con deuda.</p> <p><i>El beta apalancado se obtiene de la siguiente fórmula:</i></p> $\beta a = \beta d * (1 + (1-t) * D/Kp)$ <p>Donde: βa = Beta apalancada. βd = Beta desapalancada. D/Kp= Relación entre deuda y capital propio (estimada por medio del apalancamiento financiero) t = Tasa de impuesto sobre la renta.</p> <p><i>Los parámetros que se requiere calcular para estimar la rentabilidad sobre aportes al capital son los siguientes: tasa libre de riesgo, prima por riesgo, riesgo país, beta desapalancada, relación entre deuda y capital propio, y tasa de impuesto sobre la renta. La fuente de cada uno de ellos es la siguiente:</i></p> <p>1. 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</p>

<p>dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea pública y confiable.</p> <p>b. Beta desapalancada El valor de la beta desapalancada (β_d) se obtendrá de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York (EUA), en la dirección de internet citada en el punto anterior. Se utilizará el promedio aritmético de los valores disponibles dentro de los últimos doce meses para los que se cuente información, en el momento en que se calcule la fijación tarifaria. Si esta fuente dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea pública y confiable.</p> <p>c. Riesgo país El riesgo país también se obtendrá de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de internet citada en el punto anterior. Se utilizará el promedio aritmético de los valores disponibles dentro de los últimos doce meses para los que se cuente información, en el momento en que se calcule la fijación tarifaria. Si esta fuente dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea pública y confiable.</p> <p>d. Tasa de interés (i) 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.</p> <p>e. Vida económica del proyecto (v) 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 está suponiendo que esa vida económica es la mitad de la vida útil del proyecto, estimada en 40 años.</p> <p>f. Plazo de la deuda (d) y plazo del contrato 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.</p> <p>La duración del contrato de compra-venta de energía utilizada en el modelo para el cálculo de las tarifas es de 20 años, que es el máximo permitido por la ley. Si el ICE contratara la compra de energía por un lapso menor que 20 años, el inversionista estaría asumiendo el riesgo de no ser contratado posteriormente. Ese riesgo se reduce, en la medida en que se avance en los procesos de apertura del mercado eléctrico nacional y de creación del mercado eléctrico regional.</p> <p>g. Tasa de impuesto sobre la renta (t) La tasa de impuesto sobre la renta se define con base en la legislación vigente.</p> <p>h. Edad de la planta (e) Dado que se trata de plantas nuevas, a esa variable se le asigna el valor de cero.</p>	<p>de los Estados Unidos, en la dirección de internet: http://www.federalreserve.gov/data/download/Build.aspx?rel=H15.</p> <p>2. 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</p> <p>3. 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). En el caso de que, para alguna(s) de las variables citadas, no sea posible para ARESEP contar con una serie histórica reciente que complete 5 observaciones anuales, se utilizará la serie histórica menor a 5 años pero que sea igual para todas las variables.</p> <p>4. 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.</p> <p>5. Tasa de impuesto sobre la renta: Es la tasa impositiva para personas jurídicas con fines de lucro, correspondiente al último tracto de impuestos sobre la renta – la tasa marginal mayor-, establecida y actualizada vía decreto por el Ministerio de Hacienda."</p> <p>6. Otras variables</p> <p>a. Tasa de interés (i) 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.</p> <p>b. Vida económica del proyecto (v) 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 está suponiendo que esa vida económica es la mitad de la vida útil del proyecto, estimada en 40 años.</p> <p>c. Plazo de la deuda (d) y plazo del contrato 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. La duración del contrato de compra-venta de energía utilizada en el modelo para el cálculo de las tarifas es de 20 años, que es el máximo permitido por la ley. Si el ICE contratara la compra de energía por un lapso menor que 20 años, el inversionista estaría asumiendo el riesgo de no ser contratado posteriormente. Ese riesgo se reduce, en la medida en que se avance en los procesos de apertura del mercado eléctrico nacional y de creación del mercado eléctrico regional.</p> <p>d. Edad de la planta (e) Dado que se trata de plantas nuevas, a esa variable se le asigna el valor de cero."</p>
	<p>Modificar el texto de la siguiente forma:</p>

<p>“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 de este valor se efectuará a partir de los datos sobre costos de inversión de plantas hidroeléctricas con capacidades instaladas iguales o menores que 20MW, provenientes de tres fuentes de información: a) Del documento titulado “Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación. Período 2011-2025. Diciembre 2010”, publicado por el Consejo de Electrificación de América Central-Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR), la tabla “Candidatos hidro en el OPTGEN. Costos de inversión capitalizados y actualizados a enero 2010”. (...)”</p>	<p>“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 de este valor se efectuará a partir de los datos sobre costos de inversión de plantas hidroeléctricas con capacidades instaladas iguales o menores que 20MW, de los cuales se excluirán los valores extremos, provenientes de tres fuentes de información: a) La versión más reciente del Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación, publicado por el Consejo de Electrificación de América Central-Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR). (...)”</p>
	<p>Incluir al final de la sección “Monto de la inversión unitaria (M)”:</p> <p><i>“Actualización del monto de inversión en activos fijos</i> <i>La actualización del monto de inversión en activos fijos que conforman la base tarifaria, se realizará utilizando un índice de precios representativo, en caso de que los datos utilizados muestren una antigüedad superior al año. La selección del índice considerará los siguientes aspectos: que provenga de una fuente de acceso público, especializada en la generación de información técnica y con la información más reciente. La actualización del monto de inversión en activos fijos se realizará anualmente y se aplicará de manera consistente el mismo índice. En el evento de que se llegue a considerar necesario en el futuro modificar el índice a utilizar, se justificará la razón técnica que fundamente dicha decisión con base en la ciencia, técnica y lógica tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública.”</i></p>

d. Del “Modelo y estructura de costos de una planta de generación de electricidad con biomasa distinta de bagazo de caña de azúcar y su fórmula de indexación”, aprobada mediante la Resolución RJD-162-2011, el 09 de noviembre de 2011, y publicada en La Gaceta N° 233 del 05 de diciembre de 2011:

VERSIÓN ACTUAL	VERSIÓN PROPUESTA
<p>“1.1. Objetivo y alcances. El objetivo del modelo tarifario que se propone en este informe es contar con el marco normativo específico para fijar y ajustar las tarifas de venta de electricidad por parte de generadores o cogeneradores privados que produzcan energía con fuentes biomásicas mediante sistemas de combustión, en el marco del Capítulo 1 de la Ley N° 7200. Se excluyen de esta metodología las fijaciones de tarifas asociadas con ventas de electricidad producidas únicamente con bagazo de caña de azúcar, a las cuales se les aplica la metodología aprobada por la Junta Directiva mediante la resolución RJD-004-2010. También se excluyen las fijaciones tarifarias para ventas de energía generada por plantas que utilizan residuos municipales como insumo.</p> <p>El modelo es aplicable únicamente a plantas de generación ó (sic) cogeneración de electricidad con biomasa que utilizan únicamente procesos de combustión. Por lo tanto, no es aplicable a plantas que incluyen procesos distintos a los de combustión para generar electricidad con biomasa, tales como los de gasificación, pirolisis, o reactores de plasma. Además, debe tenerse presente que dado que el ámbito de aplicación del modelo se restringe a transacciones de</p>	<p>Sustituir la sección “1.1. Objetivo y alcances” con el siguiente texto:</p> <p><i>“1.1. Objetivo y alcances. El objetivo del modelo tarifario que se propone en este informe es contar con el marco normativo específico para fijar y ajustar las tarifas de venta de electricidad por parte de generadores o cogeneradores privados que produzcan energía con fuentes biomásicas mediante sistemas de combustión, al ICE en el marco del Capítulo 1 de la Ley N° 7200, y para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas generadoras de electricidad con fuentes biomásicas privadas nuevas con condiciones similares a las que establece el Capítulo 1 de la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por ARESEP.</i></p> <p><i>Se excluyen de esta metodología las fijaciones de tarifas asociadas con ventas de electricidad producidas únicamente con bagazo de caña de azúcar, a las cuales se les aplica la metodología aprobada por la Junta Directiva mediante la resolución RJD-004-2010. También se excluyen las fijaciones tarifarias para ventas de energía generada por plantas que utilizan residuos municipales como insumo.</i></p>

<p>electricidad enmarcadas en el Capítulo 1 de la Ley N° 7200, solamente se puede utilizar para fijar las tarifas de energía generada en plantas con capacidades de 20 MW o menos.”</p>	<p><i>El modelo no es aplicable a plantas que incluyen procesos distintos a los de combustión para generar electricidad con biomasa, tales como los de gasificación, pirolisis, o reactores de plasma.”</i></p>
<p>“4.4.1 Rentabilidad. (...)</p> <p>Los parámetros que se requiere calcular para aplicar el método CAPM son los siguientes: rentabilidad sobre los aportes de capital propio, beta desapalancada, prima por riesgo, riesgo país, relación entre deuda y capital propio y tasa de impuesto sobre la renta. A continuación se define cada uno de ellos.</p> <p>a. Prima por riesgo (PR). La prima por riesgo se obtendrá de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York (EUA), en la siguiente dirección de Internet: http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/implprem/RPbymonth.xls. Se utilizará el promedio aritmético de los valores disponibles dentro de los últimos doce meses para los que se cuenta información, en el momento en que se calcule la fijación tarifaria. Si esta fuente dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea pública y confiable.</p> <p>b. Beta desapalancada. El valor de la beta desapalancada (β_d) se obtendrá de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York (EUA), en la dirección de internet citada en el punto anterior. Se utilizará el promedio aritmético de los valores disponibles dentro de los últimos doce meses para los que se cuenta información, en el momento en que se calcule la fijación tarifaria. Si esta fuente dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea pública y confiable.</p> <p>c. Riesgo país. El riesgo país también se obtendrá de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de internet citada en el punto anterior. Se utilizará el promedio aritmético de los valores disponibles dentro de los últimos doce meses para los que se cuenta información, en el momento en que se calcule la fijación tarifaria. Si esta fuente dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea pública y confiable.</p> <p>d. Tasa de impuesto sobre la renta (t). La tasa de impuesto sobre la renta se define con base en la legislación vigente.</p>	<p>Sustituir texto por el siguiente:</p> <p>“4.4.1 Rentabilidad. (...)</p> <p><i>Los parámetros que se requiere calcular para estimar la rentabilidad sobre aportes al capital son los siguientes: tasa libre de riesgo, prima por riesgo, riesgo país, beta desapalancada, relación entre deuda y capital propio, y tasa de impuesto sobre la renta. La fuente de cada uno de ellos es la siguiente:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>1. 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.</i> <i>2. 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</i> <i>3. 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). En el caso de que, para alguna(s) de las variables citadas, no sea posible para ARESEP contar con una serie histórica reciente que complete 5 observaciones anuales, se utilizará la serie histórica menor a 5 años pero que sea igual para todas las variables.</i> <i>4. 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 los datos incluidos en la sección 4.2.3.2.</i> <i>5. Tasa de impuesto sobre la renta: Es la tasa impositiva para personas jurídicas con fines de lucro, correspondiente al último tracto de impuestos sobre la renta – la tasa marginal mayor-, establecida y actualizada vía decreto por el Ministerio de Hacienda.”</i>
	<p>Incluir al final de la sección “4.2 Inversión total”:</p> <p>“Actualización del monto de inversión en activos fijos</p> <p><i>La actualización del monto de inversión en activos fijos que conforman la base tarifaria, se realizará utilizando un índice de precios representativo, en caso de que los datos utilizados muestren una antigüedad superior al año. La selección del índice considerará los siguientes aspectos: que provenga de una fuente de acceso público, especializada en la generación de información técnica y con la información más reciente. La</i></p>

actualización del monto de inversión en activos fijos se realizará anualmente y se aplicará de manera consistente el mismo índice. En el evento de que se llegue a considerar necesario en el futuro modificar el índice a utilizar, se justificará la razón técnica que fundamente dicha decisión con base en la ciencia, técnica y lógica tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública .”

- e. Del “Modelo para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas”, aprobada mediante la Resolución RJD-163-2011, el 30 de noviembre de 2011, y publicada en La Gaceta N° 245 del 21 de diciembre de 2011:

VERSIÓN ACTUAL	VERSIÓN PROPUESTA
<p>vii. Costos fijo por capital (CFC) (...) a. Apalancamiento (Ψ)</p> <p>El valor de apalancamiento financiero se utiliza para estimar la relación entre deuda y capital propio, la cual es parte de la fórmula del beta apalancado que se define posteriormente.</p> <p>Para realizar el cálculo se utilizará un promedio de la información de financiamiento de proyectos eléctricos disponible en la Autoridad Reguladora.</p> <p>Este valor se actualizará en cada fijación tarifaria.</p> <p>b. Rentabilidad sobre aportes al capital (ρ) (...)</p> <p>Los parámetros que se requiere calcular para estimar la rentabilidad sobre aportes al capital son los siguientes: tasa libre de riesgo, prima por riesgo, riesgo país, beta desapalancada, relación entre deuda y capital propio, y tasa de impuesto sobre la renta. A continuación se define cada uno de ellos.</p> <p>1. Tasa libre de riesgo (KL), Prima por riesgo (PR), Riesgo país (RP) y Beta desapalancada (bd): los valores de estos parámetros se obtendrán de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York (EUA), en la siguiente dirección de Internet: http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/implprem/ERPbymonth.xls</p> <p>2. Se utilizará el promedio aritmético de los valores disponibles dentro de los últimos doce meses para los que se cuente información, en el momento en que se calcule la fijación tarifaria. Si esta fuente dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea pública y confiable.</p> <p>3. Relación entre deuda y capital propio (D/Kp): se estima con la fórmula $D/Kp = \Psi/(1-\Psi)$, donde Ψ es el apalancamiento financiero.</p> <p>4. Tasa de impuesto sobre la renta: se define con base en la legislación vigente. Recuérdese que esta variable también se usa en la fórmula de estimación del factor que refleja las condiciones de la inversión (FC).”</p>	<p>Sustituir texto por el siguiente:</p> <p>“vii. Costos fijo por capital (CFC) (...) a. Apalancamiento (Ψ)</p> <p>El valor de apalancamiento financiero se utiliza para estimar la relación entre deuda y capital propio, la cual es parte de la fórmula del beta apalancado que se define posteriormente. El cálculo se realizará de conformidad con el punto b.4 siguiente.</p> <p>b. Rentabilidad sobre aportes al capital (ρ) (...)</p> <p><i>Los parámetros que se requiere calcular para estimar la rentabilidad sobre aportes al capital son los siguientes: tasa libre de riesgo, prima por riesgo, riesgo país, beta desapalancada, relación entre deuda y capital propio, y tasa de impuesto sobre la renta. La fuente de cada uno de ellos es la siguiente:</i></p> <p>1. <i>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.</i></p> <p>2. <i>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</i></p> <p>3. <i>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). En el caso de que, para alguna(s) de las variables citadas, no sea posible para ARESEP contar con una serie histórica reciente que complete 5 observaciones anuales, se utilizará la serie histórica menor a 5 años pero que sea igual para todas las variables.</i></p> <p>4. <i>Relación entre deuda y capital propio (D/Kp): Se estima con la fórmula $D/Kp = Y/(1-Y)$, donde Y es el apalancamiento</i></p>

	<p><i>financiero. Para este cálculo se utilizará los datos incluidos en la sección vii. en el apartado denominado apalancamiento.</i></p> <p>5. <i>Tasa de impuesto sobre la renta: Es la tasa impositiva para personas jurídicas con fines de lucro, correspondiente al último tracto de impuestos sobre la renta –la tasa marginal mayor-, establecida y actualizada vía decreto por el Ministerio de Hacienda.”</i></p>
<p>“viii. Monto de la inversión unitaria (M)</p> <p>(...)</p> <p>d. Cuando algún dato de la muestra de costos de inversión sea de diferente año al de la base utilizada, se podrá efectuar la indexación con el Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos (IPP – EEUU) o el Índice de Precios al Productor Industrial de Costa Rica (IPPI-CR), según sea el caso; se podrán utilizar otros índices de precios, siempre que estos sean apropiados para el tipo de ajuste que se requiera hacer.”</p>	<p>Sustituir texto por el siguiente:</p> <p>““viii. Monto de la inversión unitaria (M)</p> <p>(...)</p> <p>d. <i>Actualización del monto de inversión en activos fijos: La actualización del monto de inversión en activos fijos que conforman la base tarifaria, se realizará utilizando un índice de precios representativo, en caso de que los datos utilizados muestren una antigüedad superior al año. La selección del índice considerará los siguientes aspectos: que provenga de una fuente de acceso público, especializada en la generación de información técnica y con la información más reciente. La actualización del monto de inversión en activos fijos se realizará anualmente y se aplicará de manera consistente el mismo índice. En el evento de que se llegue a considerar necesario en el futuro modificar el índice a utilizar, se justificará la razón técnica que fundamente dicha decisión con base en la ciencia, técnica y lógica tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública.”</i></p>

6. Análisis de posiciones presentadas en audiencia pública.

6.1 Audiencia Pública

La “Propuesta de Modificación de las Metodologías de Fijación de Tarifas para Generadores Privados de Energía Eléctrica con Recursos Renovables” fue presentado en la audiencia pública celebrada el 12 de agosto del 2013 a las 17:15 hrs. Según el informe de oposiciones y coadyuvancias, que consta en el OT-122-2013 (folios 435 a 438), fueron presentadas y admitidos documentos de posición por escrito de 15 personas físicas o jurídicas. Cuatro de estas personas hicieron uso de la palabra en la audiencia, de manera directa o por medio de representantes. No se presentaron posiciones que fueran solamente orales durante el desarrollo de la audiencia pública.

Las posiciones presentadas corresponden a las siguientes personas físicas o jurídicas: 1- Vientos del Volcán, (Folios 135 al 151), 2- Compañía Hidroeléctrica Doña Julia S.R.L., (Folios 354 al 387), 3- Hidroeléctrica Platanar S.A., (Folios 327 al 339). 4- Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. (COOPELESCA R.L.), (Folios 83 al 93), 5- Esteban Lara Erramouspe (Folios 94 al 104), 6- Azucarera El Viejo, S.A. (Folios 105 al 114), 7- Ingenio Taboga S.A., (Folios 115 al 124), 8- Plantas Eólicas Limitada (Folios 125 al 134), 9- El Ángel S.A., (Folios 152 al 204), 10- Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), representada por el señor Luis Enrique Pacheco Morgan, gerente de electricidad, (Folios 205 al 265), 11- Asociación Costarricense de Energía Solar (ACESOLAR), (Folios 269 al 281), 12- Desarrollo Solar Papagayo S.A. y Desarrollo Solar Nacascolo S.A., (Folios 282 al 312). 13- Molinos de Viento del Arenal S.A., PH Don Pedro S.A. y PH Río Volcán S.A., (Folios 313 al 326), 14- El Embalse S.A., (Folios 340 al 353), 15- Asociación Costarricense de Productores de Energía, (Folios 388 al 406).

Seguidamente se presenta el resumen de los principales argumentos de cada posición admitida, así como la respectiva respuesta.

6.2 Posiciones presentadas por:

1. **Vientos del Volcán SA, representada por Jay Gallegos, pasaporte 184000071732, presidente con facultades de apoderado generalísimo y Allan Broide Wohlstein, con cédula de identidad 1-1110-069, secretario con facultades de apoderado generalísimo de la citada sociedad.**
2. **Plantas Eólicas S.R.L., representada por Jay Gallegos, pasaporte 184000071732, presidente con facultades de apoderado generalísimo.**

Posición 1.

Sobre la conveniencia de realizar una "Modificación de las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables".

Posición 1.1.

En caso que ARESEP decida implementar estos cambios debe de contar con los elementos técnicos suficientes para asegurarles a los operadores dos aspectos que son de fundamental importancia para el desarrollo tanto de los proyectos como de la industria:

- Que en forma alguna se estará afectando el equilibrio financiero de los proyectos existentes (imperativo legal según el artículo 31 de la Ley 7593);
- Garantizará el equilibrio financiero de proyectos futuros (imperativo legal según el artículo 31 de la Ley 7593).

Respuesta

La propuesta planteada en este informe está orientada a solventar las diferencias en el tratamiento regulatorio, especialmente en la definición, notación o cálculo de ciertas variables consideradas en las metodologías de generación privada vigentes, de manera que reciban un tratamiento homogéneo. Con lo anterior se pretende mejorar la claridad, precisión y transparencia en las fijaciones tarifarias, teniendo como marco de referencia lo establecido en la Ley 7593 respecto al equilibrio financiero de los operadores.

Posición 2. Sobre los temas que han debido incluirse en esta propuesta de modificación.

Posición 2.1. Factor Ambiental

Las resoluciones RJD-152-2011 y RJD-163-2001 incluyen en la fórmula para determinar la tarifa el denominado "Factor Ambiental". A la fecha, la Autoridad Reguladora no ha definido la metodología para determinar el factor ambiental, que es un tema pendiente que se viene arrastrando desde el 2011 lo cual introduce un elemento de incerteza para los operadores afectando el principio constitucional de seguridad jurídica. Solicitamos se incluya dentro de las recomendaciones a Junta Directiva de ARESEP, una propuesta para que se desarrolle y someta a audiencia pública a la brevedad posible la metodología para determinar el factor ambiental, fijando plazo para que la administración resuelva sobre este asunto.

Respuesta

La posición está fuera de los alcances de la presente propuesta de modificación a las metodologías de generación privada.

Posición 2.2. Estabilidad de tarifa en largo plazo - ajustes periódicos

(...) "Respetuosamente solicitamos que, con ocasión de la tramitación del procedimiento que consta en expediente OT-022-2013, se corrijan todas las metodologías aplicables, para que las tarifas determinadas por medio de dichas metodologías apliquen únicamente en el momento de selección de proyectos o fijación del precio. Asimismo, que los ajustes de precio se realicen mediante modelos de ajuste anual (fórmula de ajuste de los costos de explotación), que deberán ser incorporadas en los respectivos contratos a ser refrendados por la ARESEP y tomarán en cuenta los principios establecidos en el artículo 31 de la Ley 7593 (ajuste basado en variables externas, que no atenten contra el equilibrio financiero)" (...).

Respuesta

El Decreto 37124-MINAET publicado en el Alcance N.º 72 del Diario Oficial la Gaceta del 5 de junio del 2012 - Reglamento al capítulo I de la Ley N.º 7200 Ley que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela establece en su artículo 20 y 21 los procesos de formalización de contratos de compra-venta de energía en lo que se refiere a tarifas y precios de compra respectivamente:

Artículo 20. Tarifas.- (...) “La ARESEP, de conformidad con lo dispuesto en la Ley No. 7593, fijará las tarifas que regirán la compra – venta de electricidad al amparo del Capítulo I de la Ley N.º 7200 y sus reformas. Estas tarifas podrán ser establecidas por la ARESEP, para cada tipo de fuente de energía, con base en modelos de estructuras de costo desarrollados para considerar las condiciones particulares de plantas nuevas y eficientes. Asimismo, la ARESEP podrá establecer las tarifas para cada tipo de fuente de energía que aplicarán al renovar los contratos, con base en modelos desarrollados a partir de información estadística sobre la estructura de costos y el desempeño de las plantas existentes.” (...).

(...)“Las tarifas, tanto para plantas nuevas como para las plantas existentes, podrán ser fijadas bajo la modalidad de precio máximo, o de una banda con un precio máximo y un precio mínimo, y podrán tener una estructura desagregada por épocas del año, horas del día, energía y potencia, definida de acuerdo con la evolución prevista de los costos del SEN (...).”

Artículo 21.- Precio de compra de la energía: “El ICE comprará la energía al precio ofrecido por el Productor en el proceso en que resultó seleccionado. Dicho precio será ofrecido por el Productor respetando los rangos establecidos en la tarifa fijada por la ARESEP y que se encuentre vigente en el momento de presentar su propuesta.

En el contrato que suscriba el ICE con el Productor se contemplará el precio ofrecido junto con la fórmula para su actualización durante la vigencia del Contrato. La fórmula de actualización del precio de la energía deberá estar sustentada sobre la base del reconocimiento únicamente de las variaciones en los costos de explotación y deberá estar contemplada en los términos de referencia, de modo que forme parte integral del precio ofrecido.

El reconocimiento de cualquier ajuste resultante de la aplicación de la fórmula señalada quedará sujeto a que el precio de compra de energía, en todo momento, se encuentre dentro de los límites establecidos por la tarifa que tenga vigente la ARESEP.

De los artículos en mención se concluye que el ICE comprará la energía al precio que el productor ofrece en el proceso mediante el cual el oferente resultó seleccionado para la venta de electricidad al ICE, dichos precios deben respetar los rangos tarifarios establecidos por la ARESEP, asimismo, cualquier ajuste posterior quedará sujeto a que el mismo se encuentre dentro de los límites establecidos por la tarifa que al momento tenga vigente la ARESEP. Por tanto, los contratos establecidos entre los oferentes de energía eléctrica y el ICE, determinan las condiciones actuales y futuras que regirán el precio de compra y la forma de actualización de los costes de acuerdo a lo establecido en la Ley N.º 7200 y sus reformas, incluido el Decreto 37124-MINAET.

Posición 3. Sobre las propuesta de modificación**Posición 3.1. Alcance (todas las tecnologías / metodologías nuevas)**

Consideramos apropiado incluir un “Alcance” para cada metodología, con el fin de establecer el ámbito de aplicación. Sin embargo, solicitamos considerar los siguientes puntos:

- i. En el caso de plantas nuevas, se debe aclarar que las metodologías aplican para determinar tarifas de referencia iniciales (antes de iniciar operación) para los concursos u otras modalidades de contratación permitidas por la legislación costarricense. Estas tarifas de referencia servirán de criterio para que ARESEP pueda refrendar los contratos que así lo requieran. Las bandas vigentes para cada tipo de tecnología determinan una ventana de precios aceptables que debería aplicar únicamente a los precios cuya fijación realicen las partes (es decir, el generador privado y el Instituto Costarricense de Electricidad) dentro del período de vigencia de dicha banda. La revisión de las bandas en años futuros no debe afectar a los precios (y sus fórmulas de ajuste) que se hayan determinado en fijaciones anteriores, pues estos estarían fuera del alcance de la fijación correspondiente.

Respuesta

Véase la respuesta brindada en la posición 2.2 del numeral ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. de este apartado, que se refiere a la forma en que se establecen inicialmente las tarifas de referencia y su posterior ajuste, que se encuentran normados en el artículo 20 y 21 del Decreto 37124-MINAET.

Cabe aclarar que las tarifas de referencia sirven para que el ICE y el generador definan la tarifa a la cual van a vender y comprar la energía dentro de la banda establecida por la ARESEP. Y lo que se determinar es una “ventana” de precios autorizados y no aceptables.

- ii. Los ajustes anuales para plantas nuevas deben realizarse conforme a la fórmula a incluir en los contratos que serán suscritos con el Instituto Costarricense de Electricidad (los cuales son refrendados por ARESEP) que contemple únicamente aquellos costos que no están “dados”, es decir, solo variables externas a la administración de los prestadores de los servicios, tal como la que se incluyó como referencia en 427-DEN-2011 o en el Concurso N1 de selección de proyectos que realizó el Instituto Costarricense de Electricidad, lo cual estaría acorde con el artículo 31, párrafo tercero de la Ley 7593.

Respuesta

Los ajustes están debidamente normados por el Decreto 37124-MINAET, considerando efectivamente la determinación de una fórmula de ajuste, en donde las tarifas resultantes deben estar dentro de lo establecido legalmente.

- iii. Se debe evitar confusión y ambigüedad, pues plantas que inician operación (y que fijaron precio con base en la tarifa para planta nueva) podrían llegar a considerarse "existentes" a partir de que entreguen su primer kWh a la red. En consecuencia, la definición de plantas nuevas debe modificarse a fin de clarificar este punto.

Respuesta

Una vez que las plantas comiencen a generar se aplica la metodología para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas, considerando lo que el Por Tanto I. punto f. referente al plazo de la deuda (d) y plazo del contrato, indica respecto al riesgo que asume el inversionista de la no renovación del contrato si es menor a 20 años. (...) "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.

La duración del contrato de compra-venta de energía utilizada en el modelo para el cálculo de las tarifas es de 20 años, que es el máximo permitido por la ley. Si el ICE contratara la compra de energía por un lapso menor que 20 años, el inversionista estaría asumiendo el riesgo de no ser contratado posteriormente. Ese riesgo se reduce, en la medida en que se avance en los procesos de apertura del mercado eléctrico nacional y de creación del mercado eléctrico regional". (...).

Por otra parte, tal y como se indica en la metodología para generadores privados existentes que firmen un nuevo contrato, una vez que se renueve o suscriban contratos nuevos se aplicaría la tarifa establecida en esa metodología.

Posición 4. Fuentes y cálculo de parámetros del Modelo de Valoración de Activos de Capital**Posición 4.1. Tasa libre de riesgo**

La redacción propuesta por ARESEP no es clara en cuanto a la serie de datos a utilizar (plazo e instrumento financiero). Esta propuesta identifica específicamente el instrumento financiero que corresponde a la tasa libre de riesgo de largo plazo: La serie TCMNOM corresponde a Bonos del Tesoro de los Estados Unidos, con un vencimiento constante de 20 años, en términos nominales. El plazo de los bonos de referencia a utilizar es consistente con el horizonte de la inversión (veinte años; largo plazo). Se propone sustituir del texto de la propuesta (...) “El instrumento que se usa es TCMNOM con un plazo de 20 años, frecuencia anual” (...) por el siguiente: “La serie de datos a utilizar es TCMNOM con un plazo de 20 años, frecuencia anual.”

Respuesta

Se considera correcto que el instrumento a utilizar para la tasa libre de riesgo es la TCMNOM, sin embargo, el periodo de maduración del instrumento se deja sujeto al mismo periodo de maduración empleado por el Profesor Damodaran para estimar la prima por riesgo, de manera que el cálculo del Costo del capital (CAPM) sea consistente. Esto aplica exclusivamente para las fijaciones que utilicen Damodaran como fuente para las estimaciones del CAPM.

Posición 4.2. Prima por riesgo

La redacción propuesta por ARESEP no es clara en cuanto a la serie de datos y el método de cálculo a utilizar. Esta propuesta identifica específicamente la fuente y la forma de obtener el dato deseado (en las fuentes citadas aparecen varias formas de calcular la prima por riesgo y es necesario especificar). Utilizar un período de datos muy corto implica introducir un error de estimación muy grande, por lo cual se recomienda utilizar la mayor cantidad de datos posible para estimar este valor.

Se recomienda el siguiente texto: (...) “Prima por riesgo (PR): El valor de esta variable se obtendrá de la información publicada ya sea por:

- a) el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/histretSP.xls>, usando los datos "Stocks T.Bonds", o, alternativamente,
- b) el "Ibbotson Cost of Capital Yearbook", usando el valor denominado "Long-Horizon" Se debe utilizar el promedio aritmético de la prima por riesgo, para el período más largo disponible”(…).

Respuesta

Se acepta parcialmente la posición en el sentido de especificar en mayor medida como identificar la prima por riesgo a emplear en cualquiera de las fuentes de información indicadas para este propósito. Se aclara que en el caso del Profesor Damodaran los valores para la prima por riesgo están dados y lo que se propone es utilizar un promedio del valor anual observado para los últimos 5 años anteriores a la fijación tarifara.

La metodología es clara en indicar la fuente de donde se obtiene la información. En caso de emplear Damodaran como fuente de información, se considera dejar el vínculo al sitio web y no una dirección electrónica particular, dado que esta última puede cambiar o modificarse con el paso del tiempo. Se aclara que se emplea la variable denominada Implied Premium (FCFE).

Posición 4.3. Riesgo país

(...) “La redacción propuesta por ARESEP no es clara en cuanto a la serie de datos y el método de cálculo a utilizar. Esta propuesta identifica específicamente la fuente y la forma de obtener el dato deseado (en las fuentes citadas aparecen varias formas de calcular la el riesgo país y es necesario especificar)” (...).

Se recomienda el siguiente texto: (...) “Riesgo país (RP): El valor de esta variable se obtendrá de la información publicada ya sea por:

- a) Dr. Aswath Damodaran, en la dirección http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html, datos "Risk Premiums for Other Markets", donde el riesgo país se denomina "Country Risk Premium" y es calculado usando el spread de riesgo de bonos soberanos (“Rating-based Default Spread”) multiplicado por la volatilidad del mercado accionario local (si no está disponible la volatilidad para Costa Rica utiliza el valor estándar de 1.5), o, alternativamente
- b) “Ibbotson Cost of Capital Yearbook”, donde para determinar el riesgo país se promedian los resultados de restarle el Country Risk Rating de Costa Rica al correspondiente al de los Estados Unidos de América, para los métodos en que se encuentre disponible el valor para Costa Rica. ”(…).

Respuesta:

La metodología es clara en indicar la fuente de donde se obtiene la información. En caso de emplear Damodaran como fuente de información, se considera dejar el vínculo al sitio web y no una dirección electrónica particular, dado que esta última puede cambiar o modificarse con el paso del tiempo. Así mismo, la metodología es clara en cuanto al criterio para considerar el valor final del riesgo país. Por su parte en cuanto al período se indica: "(...) 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). En el caso de que, para alguna(s) de las variables citadas, no sea posible para ARESEP contar con una serie histórica reciente que complete 5 observaciones anuales, se utilizará la serie histórica menor a 5 años igual para todas las variables "(...).

Posición 4.4. Beta desapalancada

La redacción propuesta por ARESEP no es clara en cuanto a la serie de datos y el método de cálculo a utilizar. El sector de referencia debería ser representativo del sector de generadores de electricidad. Las fuentes indicadas agregan los datos de generadores con empresas de distribución y transmisión eléctrica, pero en caso que empiecen a reportar datos por separado para generación (que serían más representativos del sector), se debería utilizar dicha referencia.

Se recomienda el siguiente texto: (...) “Beta desapalancada (bd): El valor de esta variable se obtendrá de la información publicada ya sea por:

- a) Dr. Aswath Damodaran, en la dirección http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html, datos "Levered and Unlevered Betas by Industry" usando la columna "Unlevered Beta", y tomando el promedio aritmético de los sectores denominados "Electric Utility Central", "Electric Utility East" y "Electric Utility West", o, alternativamente,
- b) "Ibbotson Cost of Capital Yearbook", usando el dato de Beta "Unlevered Adjusted" correspondiente a la serie "SIC Composite" para el código SIC 4911 ("Electric Services").”(...).

Respuesta

La metodología es clara en indicar la fuente de donde se obtiene la información. En caso de emplear Damodaran como fuente de información, se considera dejar el vínculo al sitio web y no una dirección electrónica particular, dado que esta última puede cambiar o modificarse con el paso del tiempo. Así mismo, la metodología es clara en cuanto al criterio para considerar el valor final del beta desapalancado a utilizar en las fijaciones tarifarias, siendo un promedio de los valores observados para los últimos 5 años anteriores a la fijación tarifaria. Se revisará la redacción para incluir la posibilidad de emplear valores que reflejen de mejor forma la industria eléctrica en caso que exista mayor desagregación u otras fuentes de información que permitan contar con valores de este tipo.

Posición 4.5.

Al 1 de agosto de 2013, las fuentes indicadas arriba reportan los datos de generadores únicamente de forma agregada con empresas de distribución y transmisión eléctrica. En caso que dichas fuentes reporten datos por separado para el sector de generación de electricidad, se deberá utilizar dicho sector para seleccionar el dato de referencia.

Respuesta

De ubicarse o disponer de fuentes confiables y rigurosas que reflejen y representen con mayor detalle el sector de generación eléctrica y, una vez validadas por la ARESEP, se podrán incorporar en la presente metodología siguiendo para ello los procedimientos institucionales y legales requeridos en cada caso.

Posición 5. Muestreo y cálculo de los valores promedio (parámetros CAPM)

Posición 5.1.

La redacción propuesta por ARESEP no es clara en cómo se escogería entre las dos fuentes de datos citados (Damodaran e Ibbotson). Es necesario incluir una indicación expresa del orden de prioridad para las fuentes (cuál es primaria y cuál se considera de respaldo). Se recomienda el siguiente texto: (...) “Para las variables descritas en los puntos 2.i, 2.ii, y 2.iii la fuente preferida es la información publicada por el Prof. Damodaran. En el caso de que, para alguna(s) de las variables citadas, no sea posible para ARESEP contar con la información de esta fuente, se utilizará la información del “Ibbotson Cost of Capital Yearbook” únicamente para las variables no disponibles en la fuente preferida.”(...).

Respuesta

Se considera necesario y pertinente que la propuesta metodológica considere que la selección de la fuente de información financiera a utilizar para el cálculo del CAPM y las variables que lo componen (Prima por riesgo (PR), Riesgo país (RP) y Beta desapalancada (bd)) se podrá obtener de la información publicada ya sea por el Dr. Aswath Damodaran o, alternativamente, del "Ibbotson® Cost of Capital Yearbook k". Dejando abierta la posibilidad de que si alguna de estas fuentes dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea pública y confiable. Esto permite emplear la fuente de información financiera que refleje más adecuadamente el sector que se tarifa.

Lo anterior, siempre y cuando se justifique y argumente la razón técnica para ello. En cada fijación, es deber de la ARESEP presentar la justificación técnica sobre la selección de la fuente de información a utilizar, de conformidad con la Ley General de Administración Pública, y el valor de las variables o parámetros a emplear para que sea de conocimiento de todos los actores involucrados.

3. Compañía Hidroeléctrica Doña Julia S.R.L., representada por Ronald Álvarez Campos, con cédula de identidad 2-0530-0396, gerente con facultades de apoderado generalísimo.**Posición 1. Tratamiento estandarizado del costo de capital****Posición 1.1. La tasa libre de riesgo**

La propuesta planteada en el presente procedimiento modifica la fuente de datos para este parámetro, proponiendo utilizar la información que se encuentra 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?reNH15>., sin embargo, es omisa en indicar cuál es el instrumento financiero, y el vencimiento (maturity) a considerar, siendo este necesario para dar precisión a la fuente. Solicitamos se especifique el instrumento financiero, y el vencimiento (maturity) a considerar, así como la frecuencia de las observaciones.

Sugerimos utilizar la siguiente redacción: (...)“Tasa libre de riesgo (KL): Es la tasa nominal de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (USA); se obtiene como un promedio de largo plazo (últimos 60 meses) de las tasas de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (U.S. government securities/ Treasury constant maturities/ Nominal TCMNOM) con vencimiento a 20 años, 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.asp?reH15> ”(...)

Respuesta

Se considera correcto que el instrumento a utilizar para la tasa libre de riesgo es la TCMNOM, sin embargo, el periodo de maduración del instrumento se deja sujeto al mismo periodo de maduración empleado por el Profesor Damodaran para estimar la prima por riesgo, de manera que el cálculo del Costo del capital (CAPM) sea consistente. Esto aplica exclusivamente para las fijaciones que utilicen Damodaran como fuente para las estimaciones del CAPM.

Posición 1.2. Beta desapalancada

De la dirección electrónica suministrada, se puede constatar que el Dr. Damodaran publica valores de beta (apalancada y desapalancada) para diferentes industrias, realizando un promedio (simple) de los valores mensuales de cada acción considerada en la muestra, durante en los últimos 5 años.

“Levered and Unlevered Betas by Industry Description

This data set lists betas by industrial sector. The betas are computed using 5 years of monthly returns for each stock and then averaged (simple). The unlevered betas are estimated using the average market debt/equity ratios by industrial sector.”

Pese a lo anterior, la propuesta de redacción planteada por la ARESEP es omisa en establecer qué sector industria considerar para obtener el beta a aplicar en los modelos.

Dado lo anterior se solicita a la Autoridad Reguladora, ampliar la redacción propuesta, de manera que sea explícita en cuanto al sector industria a considerar para establecer el beta desapalancado, así como, su tratamiento (en caso de requerir realizar un promedio); adicionalmente se sugiere consignar en la resolución el

enlace directo a la publicación de las betas (http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html).

Respuesta

La metodología es clara en indicar la fuente de donde se obtiene la información. En caso de emplear Damodaran como fuente de información, se considera dejar el vínculo al sitio web y no una dirección electrónica particular, dado esta última puede cambiar o modificarse con el paso del tiempo. Así mismo, la metodología define el criterio para considerar el valor final del beta desapalancado a utilizar en las fijaciones tarifarias, siendo un promedio de los valores observados para los últimos 5 años anteriores a la fijación tarifaria. Se revisará la redacción para incluir la posibilidad de emplear valores que reflejen de mejor forma la industria eléctrica, en caso que exista mayor desagregación u otras fuentes de información que permitan contar con valores de este tipo.

Posición 1.2.1.

Por otra parte, nos oponemos a que se utilice el término “alternativamente” en relación a la fuente de información de “Ibbotson® Cost of Capital Yearbook” y solicitamos que en lugar del término “alternativamente” se diga que en caso de no estar disponible la fuente de información del Dr. Damodaran se recurrirá a la información del “Ibbotson”. Lo anterior, para eliminar la discrecionalidad del término “alternativamente” que genera inseguridad jurídica sobre la fuente de información a utilizar por parte de ARESEP en las futuras resoluciones tarifarias.

Sugerimos respetuosamente utilizar la siguiente redacción para este particular:

“Beta desapalancada (β_d): Los valores de esta variable se obtendrán de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de Internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>, específicamente: http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html, realizando un promedio simple de los valores consignados para la industria de servicio de electricidad (Electric Utility) de EUA del sector: central, este y oeste. En caso de que esta fuente dejara de estar disponible, se recurrirá a la información del “Ibbotson® Cost of Capital Yearbook” u otra que sea pública y confiable.”

Respuesta

Se considera necesario y pertinente que la propuesta metodológica considere, que la selección de la fuente de información financiera a utilizar para el cálculo del CAPM y las variables que lo componen (Prima por riesgo (PR), Riesgo país (RP) y Beta desapalancada (bd)) se podrá obtener de la información publicada ya sea por el Dr. Aswath Damodaran o, alternativamente, del “Ibbotson® Cost of Capital Yearbook”. Dejando abierta la posibilidad de que si alguna de estas fuentes dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea pública y confiable. Esto permite emplear la fuente de información financiera que refleje más adecuadamente el sector que se tarifa.

Lo anterior, siempre y cuando se justifique y argumente la razón técnica para ello. En cada fijación, es deber de la ARESEP presentar la justificación técnica sobre la selección de la fuente de información a utilizar, de conformidad con la Ley General de Administración Pública, y el valor del índice a emplear para que sea de conocimiento de todos los actores involucrados.

Posición 1.3. Prima por riesgo

El enlace brindado para la obtención de los valores de la prima por riesgo (Equity Risk Premium), no direcciona directamente hacia la información requerida, lo cual dificulta la trazabilidad de la información, asimismo, no se especifica cuál de los EPR (equity risk Premium) publicados en la página de referencia es el que se debe utilizar (EPR T12m / EPR Smoothed), ni el tratamiento que se debe dar a los datos.

Dado lo anterior se solicita a la Autoridad Reguladora, ampliar la redacción propuesta, de manera que sea explícita en cuanto al EPR (equity risk Premium) a utilizar, así como, su tratamiento (en caso de requerir realizar un promedio); adicionalmente se sugiere consignar en la resolución el enlace directo a la publicación de dicha información (<http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/implprem/ERPbymonth.xls>).

Sugerimos respetuosamente utilizar la siguiente redacción para este particular: “Prima por riesgo (PR): Los valores de esta variable se obtendrán de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de Internet, específicamente: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/implprem/ERPbymonth.xls>, realizando

un promedio simple de los valores EPR T12m (equity risk Premium Trailing 12 month) consignados para los últimos sesenta (60) meses. En caso de que esta fuente dejara de estar disponible, se recurrirá a la información del "Ibbotson® Cost of Capital Yearbook" u otra que sea pública y confiable."

Respuesta

Se acepta parcialmente la posición en el sentido de especificar en mayor medida como identificar la prima por riesgo a emplear en cualquiera de las fuentes de información indicadas para este propósito. Se aclara que en el caso del Profesor Damodaran los valores para la prima por riesgo están dados y lo que se propone es utilizar un promedio del valor anual observado para los últimos 5 años anteriores a la fijación tarifara.

La metodología es clara en indicar la fuente de donde se obtiene la información. En caso de emplear Damodaran como fuente de información, se considera dejar el vínculo al sitio web y no una dirección electrónica particular, dado que esta última puede cambiar o modificarse con el paso del tiempo. Se aclara que se emplea la variable denominada Implied Premium (FCFE).

Posición 1.3.1

Por otra parte, nos oponemos a que se utilice el término "alternativamente" en relación a la fuente de información de "Ibbotson® Cost of Capital Yearbook", y solicitamos que en lugar del término "alternativamente" se diga que en caso de no estar disponible la fuente de información del Dr. Damodaran se recurrirá a la información del "Ibbotson". Lo anterior, para eliminar la discrecionalidad del término "alternativamente" que genera inseguridad jurídica sobre la fuente de información a utilizar por parte de ARESEP en las futuras resoluciones tarifarias.

Respuesta

Se considera necesario y pertinente que la propuesta metodológica considere, que la selección de la fuente de información financiera a utilizar para el cálculo del CAPM y las variables que lo componen (Prima por riesgo (PR), Riesgo país (RP) y Beta desapalancada (bd)) se podrá obtener de la información publicada ya sea por el Dr. Aswath Damodaran o, alternativamente, del "Ibbotson® Cost of Capital Yearbook". Dejando abierta la posibilidad de que si alguna de estas fuentes dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea pública y confiable. Esto permite emplear la fuente de información financiera que refleje más adecuadamente el sector que se tarifa.

Lo anterior, siempre y cuando se justifique y argumente la razón técnica para ello. En cada fijación, es deber de la ARESEP presentar la justificación técnica sobre la selección de la fuente de información a utilizar, de conformidad con la Ley General de Administración Pública, y el valor de las variables o parámetros a emplear para que sea de conocimiento de todos los actores involucrados.

Posición 1.4. Riesgo país

Sugerimos respetuosamente utilizar la siguiente redacción para este particular:

"Riesgo país (RP): Los valores de esta variable se obtendrán de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de internet <http://www.sternt.nyu.edu/adamoda>, realizando un promedio simple de los valores de riesgo país (Country Risk Premium), para los últimos cinco (5) años. En caso de que esta fuente dejara de estar disponible, se recurrirá a la información del "Ibbotson® Cost of Capital Yearbook" u otra que sea pública y confiable"

Respuesta

La metodología es clara en indicar la fuente de donde se obtiene la información. En caso de emplear Damodaran como fuente de información, se considera dejar el vínculo al sitio web y no una dirección electrónica particular, dado que esta última puede cambiar o modificarse con el paso del tiempo. Así mismo, la metodología define el criterio para considerar el valor final del riesgo país. Por su parte, en cuánto al período se indica: "(...) 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). En el caso de que, para alguna(s) de las variables citadas, no sea posible para ARESEP contar con una serie histórica reciente que complete 5 observaciones anuales, se utilizará la serie histórica menor a 5 años igual para todas las variables "(...).

Posición 2. Homogenización del procedimiento de actualización de las inversiones en activos fijos**Posición 2.1. Índice de actualización de las inversiones en activos fijos**

(...) “Se evidencia la necesidad de homogenizar el procedimiento de actualización de las inversiones en activos fijos, objetivo planteado en la presente propuesta de modificación metodológica, sin embargo, nos oponemos a que la selección del índice de indexación quede a discreción de la ARESEP consignando que se utilizará un “índice representativo”; como se demostró anteriormente existe suficiente análisis en esta materia como para establecer de antemano el índice a utilizar” (...).

Sugerimos respetuosamente la siguiente redacción para la modificación de este particular:

“La actualización del monto de inversión en activos que conforman la base tarifaria, en caso de que los datos utilizados muestren una antigüedad superior a un año, se realizará utilizando el índice de costos de construcción del Bureau of Reclamation Construction Cost trends (CompositeTrend), según se indica en el sitio web del U.S. “Department of the interior, Bureau of Reclamations http://www.usbr.gov/pmts/estimate/cost_trend.html la actualización del monto de inversión en activos fijos se realizará anualmente y se aplicará de manera consecuente el mismo índice. En el evento de que se llegue a considerar necesario en el futuro modificar el índice a utilizar, se justificará la razón técnica que fundamente dicha decisión.”

Respuesta

Se considera necesario y pertinente que la propuesta metodológica considere, que la actualización del monto de inversión, podrá hacerse mediante la selección de un índice representativo del sector, siempre y cuando se justifique y argumente la razón técnica para ello. Lo anterior, puesto que en el pasado se han identificado índices que de forma más precisa representan la evolución y el comportamiento del sector para efectos de indexación, por lo que se considera necesario dejar abierta la posibilidad de incluir en las actualizaciones nuevos índices que de manera congruente y precisa reflejen en mejor medida las características del sector. En cada fijación, en caso de que el índice respectivo se haya modificado, es deber de la ARESEP presentar la justificación técnica, de conformidad con la Ley General de Administración Pública, y el valor del índice a emplear para que sea de conocimiento de todos los actores involucrados.

Posición 2.2. Exclusión de valores extremos en el costo de inversión

Es importante señalar que en la resolución RJD-009-2010 se relaciona el concepto de valores extremos con capacidades de planta menores de 1.000 kW y mayores de 50.000 kW, mientras que en la propuesta sometida a Consulta Pública se menciona que las bases de datos excluyen los valores extremos. Sobre el particular es necesario resaltar la necesidad de que se defina en la metodología el concepto de valor extremo. En ese sentido, es importante anotar que cuando se eliminan los valores extremos, implícitamente se está excluyendo la noción de riesgo en lo referente al monto de inversión de proyectos hidroeléctricos.

Así las cosas, se solicita respetar la exclusión de valores extremos únicamente en cuanto a la potencia de los proyectos a ser incluidos en la base de datos (capacidades de planta menores de 1.000 kW y mayores de 50.000 kW), no así en cuanto a la exclusión de valores extremos por magnitud de inversión, ya que como se indicó anteriormente esto excluye implícitamente la noción de riesgo en lo referente al monto de inversión de proyectos hidroeléctricos.

Respuesta

La exclusión de valores extremos por costos de explotación se realizará por monto de 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.

Posición 3. Eliminación de la referencia la regresión de tipo exponencial**Posición 3.1. Ajuste de la curva de regresión**

Se le solicita a la ARESEP que especifique en la metodología respectiva para definir la curva de mejor ajuste como aquella que tiene un mayor coeficiente de determinación (más cercano al valor absoluto de 1), que mide el grado de variación en la variable dependiente explicada por el cambio en la o las variables independientes, y que será esta curva de mejor ajuste la que se utilizará en la metodología.

Respuesta

La información disponible para la actualización de los costos de explotación en función de la capacidad instalada y los costos de explotación puede variar de una fijación tarifaria a otra, asimismo, la cantidad de información con que se cuenta para el cálculo, por lo que no es adecuado especificar a priori la forma funcional o curva que mejor ajuste la relación entre capacidad instalada y costos de explotación. De igual manera, tal como lo establecen los procedimientos estadísticos y econométricos el coeficiente de determinación es solo un indicador del grado de ajuste de la variable independiente a las variables dependientes, sin embargo, el que este coeficiente sea cercano a uno no es un indicador exclusivo del mejor ajuste, es necesario descartar otros problemas clásicos de los modelos regresión para poder emplear los resultados del modelo en estimaciones puntuales. En este sentido, se establece en la presente metodología que se empleará la curva que mejor ajuste presente en términos del modelo de regresión resultante.

El que algunos cálculos queden abiertos a cierta discrecionalidad por parte de técnicos, por el tipo de información que se cuenta o por la variabilidad de la misma, por un lado no exime a estos a que los mismos deben estar muy bien justificados a la hora de aplicar el modelo y calcular la tarifa, y por otro no impide su revisión por parte de los interesados, toda vez que el informe técnico con los mismos se somete al proceso de audiencia pública, mediante la cual se puede opinar sobre los cálculos efectuados.

Posición 3.2. Exclusión de valores extremos en los costos de explotación

Cabe señalar que la Consulta Pública de marras no hace una mención directa a la exclusión de valores extremos en lo referente al costo de explotación en plantas hidroeléctricas nuevas o existentes. En la fijación tarifaria contenida en la resolución RIE-040-2013 (...) “Para la determinación de los costos de explotación se empleó un procedimiento de exclusión de valores extremos: promedio \pm 1 desviación estándar, que no se había utilizado en fijaciones previas, ni consta en el modelo tarifario respectivo” (...).

Lo anterior es una inconsistencia metodológica que debe subsanarse - doble exclusión de valores extremos - ya que la metodología contenida en la resolución RJD-009-2010 no contempla el manejo sui generis utilizado en la fijación tarifaria contenida en la resolución RIE-040-2013.

Respuesta

La exclusión de valores extremos por costos de explotación se realizará por monto de 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.

Posición 4. Ampliación del alcance de la metodología tarifaria para plantas hidroeléctricas nuevas – con excepción de lo referente a las estructuras tarifarias.

En el Informe 774-IE-2013, en el cual se plantean las modificaciones de las metodologías tarifarias de plantas de generación privada, se incluye la propuesta de “ampliar el alcance” de la metodología tarifaria de plantas hidroeléctricas nuevas, de manera que banda tarifaria resultante de plantas nuevas hidroeléctricas se aplicaría por referencia a potenciales proyectos nuevos de WTE y solares, aclarando que lo anterior aplicaría sin considerar la estructura estacional, ya que las estructuras tarifarias son específicas para cada fuente de generación. Así las cosas, consideramos que lo procedente es que, antes de aplicar una metodología por referencia, se elaboren y aprueben lo antes posible metodologías específicas para WTE y para energía solar.

Respuesta

Los cambios incluidos en este documento amplían el alcance, con el objetivo, que de manera transitoria se aplique la banda de precios resultante para plantas hidroeléctricas nuevas a fuentes no convencionales. Lo anterior, pretende dar una opción a los nuevos inversionistas con fuentes renovables y no convencionales de energía, como la energía solar y la energía generada a partir de desechos sólidos, para realizar y promover inversiones en este tipo de fuentes, al mismo tiempo que la ARESEP trabaja en la elaboración de las metodologías particulares para generación solar y mediante desechos sólidos. Las metodologías resultantes considerarán las condiciones y características particulares de cada fuente particular. Lo que se utilizaría es la banda tarifaria de plantas hidro, no su estructura.

4. Hidroeléctrica Platanar, representada por Javier Matamoros Agüero, cédula de identidad 2-0359-0733, Gerente General.**Posición 1. Variables beta y prima de riesgo**

Si bien estamos de acuerdo y apoyamos la actualización que se está realizando, nos oponemos a que se utilice el término “alternativamente” en relación a la fuente de información de Ibbotson, y solicitamos que en lugar del término “alternativamente” se diga que en caso de no estar disponible la fuente de información del Dr. Damodaran se utilizará la de Ibbotson. Lo anterior, para eliminar la discrecionalidad del término “alternativamente” que genera inseguridad jurídica sobre la fuente de información a utilizar por parte de ARESEP en las futuras resoluciones tarifarias.

En conclusión, apoyamos la actualización de las variables beta y prima de riesgo en la metodología para la fijación de las tarifas de plantas existentes, sin embargo, nos oponemos que se establezca el uso “alternativo” de dos fuentes de información, y en su lugar, proponemos que en todo caso el uso de las dos fuentes de información sea “subsidiario”.

Respuesta

Es necesario y pertinente que la propuesta metodológica considere que la selección de la fuente de información financiera a utilizar para el cálculo del CAPM y las variables que lo componen (Prima por riesgo (PR), Riesgo país (RP) y Beta desapalancada (bd)) se podrá obtener de la información publicada ya sea por el Dr. Aswath Damodaran o, alternativamente, del “Ibbotson® Cost of Capital Yearbook”. Dejando abierta la posibilidad de que si alguna de estas fuentes dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea pública y confiable. Esto permite emplear la fuente de información financiera que refleje más adecuadamente el sector que se tarifa.

Lo anterior, siempre y cuando se justifique y argumente la razón técnica para ello. En cada fijación, es deber de la ARESEP presentar la justificación técnica sobre la selección de la fuente de información a utilizar, de conformidad con la Ley General de Administración Pública, y el valor de las variables o parámetros a emplear para que sea de conocimiento de todos los actores involucrados.

Posición 2. Eliminar discrecionalidad

Las metodologías tarifarias se crean para determinar expresamente la forma en que se realizarán las futuras fijaciones tarifarias. Esa determinación permite dar seguridad jurídica a los prestadores de los servicios públicos y a los usuarios de los mismos, sobre las reglas aplicables a las futuras fijaciones.

Las metodologías tarifarias, deben establecer todos y cada uno de los parámetros que tienen una implicación directa en la tarifa resultante. No puede ser discrecional que el funcionario de turno determine parámetros que tienen un impacto directo en la tarifa resultante.

En ese sentido, nos oponemos a cualquier discrecionalidad que genere incerteza e inseguridad jurídica sobre las futuras fijaciones tarifarias. Así mismo, no es de recibo la discrecionalidad de parámetros tarifarios, porque eso implica que el prestador del servicio no podría conocer de antemano el cálculo de la tarifa resultante y en consecuencia no podría preparar ni siquiera una solicitud tarifaria, con lo cual, se estaría impidiendo en la práctica la posibilidad de presentar solicitudes tarifarias establecida en la propia Ley 7593. En conclusión, las fijaciones tarifarias no pueden ser una suerte de lotería de parámetros tarifarios, en la cual, el prestador del servicio ni el usuario, no tienen idea o certeza sobre la tarifa resultante, que quedaría en manos del funcionario de turno y su decisión discrecional, lo cual evidentemente es inaceptable.

Respuesta

Coincidimos en que las metodologías de fijación tarifaria que se desarrollen debe reducir al mínimo la discrecionalidad. Sin embargo, la posición no precisa sobre que variables o parámetros se genera potencialmente discrecionalidad en la presente propuesta. Por otra parte, el que algunos cálculos queden abiertos a cierta discrecionalidad por parte de técnicos, por el tipo de información que se cuenta o por la variabilidad de la misma, por un lado, no exime a que los mismos deben estar muy bien justificados a la hora de aplicar el modelo y calcular la tarifa y, por otro, no impide su revisión por parte de los interesados, toda vez que el informe técnico con los mismos se somete al proceso de audiencia pública, mediante la cual se puede opinar sobre los cálculos efectuados.

Además, el prestador del servicio siempre se encuentra posibilitado a realizar solicitudes tarifarias y en las variables en que se encuentre discrecionalidad, proponer la que mejor se adapte al servicio o al costo que se esté revisando, lo cual será analizado por el Ente Regulador con el fin de determinar si es lo más razonable.

Posición 3. Procedimiento de actualización de las inversiones en activos fijos

Posición 3.1.

En relación a la actualización del monto de inversión en activos fijos, cuya indexación se había establecido mediante el índice de Precios al Productor de los Estados Unidos (IPP-EEUU), sin justificación técnica o jurídica, se elimina dicha referencia en la propuesta sometida a Audiencia (folio 23), se elimina la certeza técnica y la seguridad jurídica de un índice concreto, y se propone que la actualización se realice mediante un índice que se definirá en cada fijación tarifaria, lo que supone en consecuencia, que previo a cada fijación no hay forma materialmente posible de saber qué índice se utilizará para indexar las inversiones, ya que en cada ocasión la ARESEP podría modificarlo a su antojo, lo que evidentemente no es de recibo. En virtud de lo antes expuesto, nos oponemos a que se elimine la indexación concreta que existe actualmente y solicitamos que se rechace la propuesta de modificación presentada en ese sentido.

Respuesta

Es necesario y pertinente que la propuesta metodológica considere realizar la actualización del monto de inversión, mediante la selección de un índice representativo del sector, siempre y cuando medie la razón y justificación técnica para ello. Lo anterior, puesto que en el pasado se han identificado índices que de forma más precisa representan la evolución y el comportamiento del sector para efectos de indexación, por lo que se considera necesaria dejar abierta la posibilidad de incluir en las actualizaciones nuevos índices que reflejen de manera congruente y precisa las características del sector. En cada fijación, en caso de que el índice respectivo se haya modificado, es deber de la ARESEP presentar la justificación técnica y el valor de las variables o parámetros a emplear para que sea de conocimiento de todos los actores involucrados.

Posición 3.2

Adicionalmente, no queda claro en el Informe de la Propuesta sometida a Audiencia, si se pretende eliminar el primer párrafo del Punto 6.2 de la Resolución RJD-009-2010, en cuyo caso nos opondríamos, porque consideramos que lo correcto es que efectivamente, tal y como está dispuesto hoy en día, en cada fijación se actualicen todos los componentes del modelo tarifario (I, Ca, Xu, ke y Fp).

Respuesta

El punto 6.1 de la Resolución RJD-009-2010 se indica que:

“Después de la fijación inicial que se realizará de seguido a la aprobación de esta metodología, 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, aplicándose las fórmulas y metodologías vigentes y revisando todos los cinco componentes del modelo, utilizando la información disponible y de acuerdo con los criterios señalados en las secciones anteriores.”

Al no modificar la propuesta el punto 6.1 se desprende claramente que la actualización de las tarifas es anual, y siendo las variables (I, Ca, Xu, ke y Fp), sus componentes de cálculo, se entiende que se actualizarán de forma anual. En este sentido no resulta necesario mantener lo del punto 6.2, toda vez que se indica claramente que ese procedimiento se utilizará solamente si no se cuenta con información actualizada.

Posición 4. Sobre ampliación del alcance de la metodología tarifaria para plantas hidroeléctricas nuevas.

Posición 4.1.

(...)“En relación a la propuesta de aplicar la banda de plantas nuevas hidroeléctricas a potenciales proyectos nuevos de WTE y solares, consideramos que lo ideal es que se apruebe lo antes posible, en cuestión de 4 o 5 meses, metodologías específicas para WTE y para energía solar”(...).

Sin perjuicio de lo anterior, consideramos que en la medida de que no se atrase la aprobación de las nuevas metodologías específicas, no habría inconveniente en que se generalizara para esas otras fuentes de generación la banda tarifaria de plantas nuevas hidroeléctricas. Sin embargo, quisiéramos llamar la atención de la

Autoridad Reguladora, que al igual que sucede hoy en día con los proyectos eólicos existentes a los que se les aplica la tarifa hidroeléctrica, debe establecerse una estructura tarifaria específica para esa fuente.

En la determinación de esas estructuras tarifarias, se debe considerar que las plantas de WTE tiene un factor de planta muy alto y pueden generar durante el día y la noche durante todos los meses del año, mientras que en el caso de la energía solar, sólo se puede generar plenamente entre 5 y 6 horas al día, aspectos que deben ser tomados en consideración dentro de las estructuras tarifarias que sean aprobadas. En conclusión, nos oponemos a que se atrase la definición de metodologías específicas de WTE y de energía solar, ya que esos atrasos repercuten en el desarrollo de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. No obstante, no nos oponemos a que transitoriamente se utilice como referencia para WTE y para energía solar la banda tarifaria de plantas nuevas.

Respuesta

Los cambios incluidos en este documento amplían el alcance, con el objetivo, que de manera transitoria se aplique la banda de precios resultante para plantas hidroeléctricas nuevas a fuentes no convencionales. Lo que se utilizaría es la banda tarifaria de plantas hidro, no su estructura. Lo anterior, pretende dar una opción a los nuevos inversionistas con fuentes renovables y no convencionales de energía, como la energía solar y la energía generada a partir de desechos sólidos, para realizar y promover inversiones en este tipo de fuentes, al mismo tiempo que la ARESEP trabaja en la elaboración de las metodologías particulares para generación solar y mediante desechos sólidos. Las metodologías resultantes considerarán las condiciones y características particulares de cada fuente particular.

Posición 4.2 Concepto de planta nueva

Nos oponemos a que el concepto de planta nueva se restrinja a una planta que nunca haya operado, ya que esta definición impediría el aprovechamiento de proyectos nuevos dentro del Sistema Nacional, que hasta ese momento se hayan utilizado sólo para autoconsumo o proyectos que han generado en el pasado pero que han sido renovados en razón de que los equipos electromecánicos u otros hayan cumplido su vida útil. En virtud de lo antes expuesto, solicitamos que las tarifas de plantas nuevas puedan ser aplicables a los proyectos que renueven sus equipos por haber llegado a su vida útil.

Respuesta

Una vez que las plantas comiencen a generar se aplica la metodología para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas, considerando lo que el Por Tanto I. punto f. referente al Plazo de la deuda (d) y plazo del contrato, indica respecto al riesgo que asume el inversionista de la no renovación del contrato si es menor a 20 años. (...) "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.

La duración del contrato de compra-venta de energía utilizada en el modelo para el cálculo de las tarifas es de 20 años, que es el máximo permitido por la ley. Si el ICE contratara la compra de energía por un lapso menor que 20 años, el inversionista estaría asumiendo el riesgo de no ser contratado posteriormente. Ese riesgo se reduce, en la medida en que se avance en los procesos de apertura del mercado eléctrico nacional y de creación del mercado eléctrico regional. "(...)

Por otra parte, tal y como se indica en la metodología para generadores privados existentes que firmen un nuevo contrato, una vez que se renueve o suscriban contratos nuevos se aplicaría la tarifa establecida en esa metodología.

Posición 5. Factor ambiental

(...) "En la propuesta que ha sido sometida a Audiencia Pública dentro del Expediente OT-122-2013 de referencia, se ha omitido la definición del factor ambiental y no se está cumpliendo lo que había dispuesto el Regulador General en el Oficio de referencia. En virtud de lo anterior, solicitamos se incluya de la unificación de metodologías objeto de este procedimiento, la definición del factor ambiental aplicable a la generación privada de electricidad mediante fuentes renovables. A efectos de la determinación del cálculo del factor ambiental, solicitamos se tome en consideración la propuesta presentada por mi representada dentro de los Expedientes OT-29-2011 y OT-28-2011." (...).

En virtud de la espera de más de un año para que se corrijan los parámetros de cálculo del costo de capital para plantas existentes y para la definición del factor ambiental; solicitamos que se le dé máxima prioridad al presente procedimiento y que el mismo sea resuelto por parte de la Junta Directiva antes de que termine el presente año 2013, más aun si tomamos en cuenta que se nos había dicho que estaría resuelto antes de terminar el año 2012.

Respuesta

La posición está fuera de los alcances de la presente propuesta de modificación a las metodologías de generación privada.

5. Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. (COOPELESCA R.L.) representada por Omar Miranda Murillo, cédula: 5-165-019, Gerente General.

Posición 1. Alcance

Se apoya la propuesta de ampliar el alcance; sin embargo, se debe considerar lo siguiente:

Posición 1.1.

Debería haber consistencia en el texto de los alcances de todos los modelos tarifarios de generación privada con recursos renovables, para lo cual debería modificarse su redacción para que se lea igual, con excepción del tipo de fuente primaria de energía.

Respuesta

Existen metodologías que por la naturaleza de la fuente primaria a que se refieren deben contener criterios particulares en lo que respecta al alcance, e incluso en lo referente a otras secciones, debido a la presencia de elementos diferenciadores como el factor de planta, capacidad instalada, tipo de inversión, etc. Aunque se realiza un esfuerzo por estandarizar las diferentes metodologías de generación privada, se considera que existen elementos particulares que deben mantenerse y, por tanto, los textos del alcance no aplican necesariamente igual para todas. Un ejemplo de lo anterior es la inclusión, de manera transitoria, de un texto que permita emplear las bandas de precios que se establecen en la metodología de generación con plantas hidroeléctricas nuevas para las tarifas para de fuentes de generación que utilicen la energía solar o los residuos sólidos, lo anterior hasta que se desarrollen y aprueben las respectivas metodologías.

Posición 1.2.

La referencia a condiciones similares a las que establece la Ley 7200, deja por fuera a generadores privados con capacidad mayor que 20 MW, a los cuales las empresas distribuidoras podríamos comprarles energía. Dado que el Sistema Eléctrico Nacional requiere con urgencia la incorporación de nuevas plantas de generación con recursos renovables, debería considerarse la posibilidad de ampliar el alcance de estos modelos para plantas con capacidades mayores a 20 MW, al menos, mientras no exista un modelo tarifario aprobado por ARESEP para tal fin.

Respuesta

La posición presentada se encuentra fuera del alcance de la presente propuesta, ya que las metodologías aquí modificadas se circunscriben a proyectos de tamaños iguales al Capítulo 1 de la Ley 7200.

Posición 1.3.

ARESEP utiliza como regla, para las cooperativas de electrificación, que el promedio de los precios de compra a otros generadores distintos del ICE, debe ser igual o menor que la tarifa T-SD, a la cual las cooperativas le compran la energía al ICE. Eventualmente, dado el nivel de la banda tarifaria definida por la ARESEP y sus posteriores ajustes, el precio de compra a los generadores privados, podría ser superior a la tarifa T-SD.

Considerando la importancia de esta energía para el sistema Eléctrico Nacional y en procura de incentivar nuevos proyectos de generación de energía mediante el uso de fuentes renovables, debería reconsiderarse la citada regla para las empresas distribuidoras distintas del ICE.

Por otra parte, dicha regla pretendía proteger a los usuarios del servicio que prestan esas distribuidoras. Sin embargo, en las condiciones actuales y las proyecciones de generación para los siguientes años, la regla iría en detrimento de nuestros usuarios, ya que, comprar energía a otros generadores reduciría la dependencia de la generación térmica y por lo tanto nuestros usuarios se verían menos afectadas por tal dependencia.

Respuesta

En este caso particular, el Decreto Ejecutivo No. 29847-MP-MINAE-MEIC "Reglamento sectorial de servicios eléctricos", que se encuentra vigente, indica en el artículo 26 lo siguiente:

"Artículo 26.—De las tarifas para el servicio de generación. La tarifa de generación para venta a las empresas distribuidoras y a abonados que estén servidos en alta tensión, se definirá por los principios generales establecidos en el artículo 22 de este Reglamento.

Los costos de generación reconocidos por la compra de electricidad en bloque a las empresas distribuidoras, se establecerán con base en las tarifas vigentes que existen para ese mismo caso, de manera que no sobrepase otras opciones más económicas con que puede contar la empresa distribuidora.

En caso de que la empresa distribuidora genere con una planta de su propiedad, se le asignará a esta electricidad para efectos tarifarios, un valor que reconozca los costos y una rentabilidad razonable, pero que en ningún caso excederá la tarifa de compra de electricidad de menor costo existente en el mercado.

El cálculo del costo de las compras de electricidad debe permitir que las empresas distribuidoras tengan incentivos para contratar en forma económica el suministro de energía en bloque y a la vez, que parte de las ventajas en el precio de compra se apliquen en beneficio de los usuarios finales."

Como se observa, las decisiones de compra de energía eléctrica de las empresas distribuidoras, no solo deben ser orientadas a la oportunidad de dependencia o no de un recurso, sino también deben considerar la mejor opción económica para el beneficio de sus usuarios finales.

Posición 2. Estabilidad de precios

Posición 2.1.

Se considera conveniente que se otorgue la mayor estabilidad a los precios que se fijen con estos modelos tarifarios, para que los potenciales compradores (COOPELESCA) no se vean afectados por cambios abruptos en los precios de compra a los generadores privados y tampoco nuestros usuarios, para lo cual podría pensarse en una indexación de las tarifas usando índices razonables y uniformes para todos los modelos tarifarios.

Respuesta

El Decreto 37124-MINAET publicado en el Alcance N° 72 del Diario Oficial la Gaceta del 5 de junio del 2012 - Reglamento al capítulo I de la Ley N° 7200 Ley que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela establece en su artículo 20 y 21 los procesos de formalización de contratos de compra-venta de energía en lo que se refiere a tarifas, ajustes y precios de compra respectivamente:

Artículo 20. Tarifas.- (...) "La ARESEP, de conformidad con lo dispuesto en la Ley No. 7593, fijará las tarifas que regirán la compra – venta de electricidad al amparo del Capítulo I de la Ley N° 7200 y sus reformas. Estas tarifas podrán ser establecidas por la ARESEP, para cada tipo de fuente de energía, con base en modelos de estructuras de costo desarrollados para considerar las condiciones particulares de plantas nuevas y eficientes. Asimismo, la ARESEP podrá establecer las tarifas para cada tipo de fuente de energía que aplicarán al renovar los contratos, con base en modelos desarrollados a partir de información estadística sobre la estructura de costos y el desempeño de las plantas existentes." (...)

(...) "Las tarifas, tanto para plantas nuevas como para las plantas existentes, podrán ser fijadas bajo la modalidad de precio máximo, o de una banda con un precio máximo y un precio mínimo, y podrán tener

una estructura desagregada por épocas del año, horas del día, energía y potencia, definida de acuerdo con la evolución prevista de los costos del SEN (...).”

Artículo 21.- Precio de compra de la energía: *“El ICE comprará la energía al precio ofrecido por el Productor en el proceso en que resultó seleccionado. Dicho precio será ofrecido por el Productor respetando los rangos establecidos en la tarifa fijada por la ARESEP y que se encuentre vigente en el momento de presentar su propuesta.*

En el contrato que suscriba el ICE con el Productor se contemplará el precio ofrecido junto con la fórmula para su actualización durante la vigencia del Contrato.

La fórmula de actualización del precio de la energía deberá estar sustentada sobre la base del reconocimiento únicamente de las variaciones en los costos de explotación y deberá estar contemplada en los términos de referencia, de modo que forme parte integral del precio ofrecido.

El reconocimiento de cualquier ajuste resultante de la aplicación de la fórmula señalada quedará sujeto a que el precio de compra de energía, en todo momento, se encuentre dentro de los límites establecidos por la tarifa que tenga vigente la ARESEP.

De los artículos en mención se concluye que el ICE comprará la energía al precio que el productor ofrece en el proceso mediante el cual el oferente resultó seleccionado para la venta de electricidad al ICE, dichos precios deben respetar los rangos tarifarios establecidos por la ARESEP, asimismo, cualquier ajuste posterior quedará sujeto a que el mismo se encuentre dentro de los límites establecidos por la tarifa que al momento tenga vigente la ARESEP. Por tanto, los contratos establecidos entre los oferentes de energía eléctrica y el ICE, determinan las condiciones actuales y futuras que regirán el precio de compra y la forma de actualización de los costes de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 7200 y sus reformas, incluido el Decreto 37124-MINAET.

Posición 3. Indexación de los costos de inversión

Llama la atención que no se defina con precisión la regla de indexación para los costos de inversión, lo cual agrega incertidumbre a los posibles precios que se pagarán a futuro. Además, se menciona que las bases de datos excluyen los valores extremos, sin que se indique cómo se calcularán esos valores extremos y no se definen las reglas para la conformación de las bases de datos.

Respuesta

La exclusión de valores extremos por costos de explotación se realizará por monto de 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.

Así mismo, considera necesario y pertinente que la propuesta metodológica considere que la actualización del monto de inversión, podrá hacerse mediante la selección de un índice representativo del sector, siempre y cuando se justifique y argumente la razón técnica para ello. Lo anterior, puesto que en el pasado se han identificado índices que de forma más precisa representan la evolución y el comportamiento del sector para efectos de indexación, por lo que se considera necesario dejar abierta la posibilidad de incluir en las actualizaciones nuevos índices que de manera congruente y precisa reflejen en mejor medida las características del sector. En cada fijación, en caso de que el índice respectivo se haya modificado, es deber de la ARESEP presentar la justificación técnica y el valor del índice a emplear para que sea de conocimiento de todos los actores involucrados.

Posición 4. Ampliación del alcance

Nos oponemos a la ampliación del alcance, para que el modelo de plantas hidro nuevas se aplique a plantas de generación con otras fuentes de energías renovables, para las que la Autoridad Reguladora no haya aprobado un modelo tarifario específico.

Lo anterior, debido a que sería desatender radicalmente el principio de servicio al costo establecido en el artículo 3 de la ley 7593, por cuanto, una planta de generación con una fuente de energía primaria distinta de la hidroeléctrica, tiene costos que pueden ser muy diferentes a los de una planta hidro, lo cual, a su vez, implica que podría pagarse un sobre precio o bien pagársele por debajo de sus costos, o que atentaría contra su equilibrio financiero.

Por otra parte, habría una gran incertidumbre respecto a la estructura tarifaria que aplicaría la ARESEP en esos casos, lo que puede cambiar, radicalmente los resultados económicos, tanto para el comprador como para el vendedor, dependiendo del tipo de fuente de energía y tecnología que se trate.

Tanto el ICE como nuestra empresa, tienen interés en comprar energía eléctrica de generadores privados que utilicen otras fuentes de energías renovables diferentes a las que hoy disponen de un modelo tarifario aprobado por ARESEP, como podrían ser la energía solar fotovoltaica, la geotérmica de baja entalpia o bien la producida a partir de desechos sólidos municipales.

Mientras que la misma Autoridad Reguladora ha manifestado la necesidad que tiene el Sistema Eléctrico Nacional de generación de electricidad con otras fuentes renovables de energía, de manera tal que si realmente se quiere incentivar las inversiones en otras fuentes de energías no convencionales, lo correcto sería que la ARESEP apruebe los modelos tarifarios específicos para otras fuentes de energía, incluyendo su estructura tarifaria, para evitar la incertidumbre que frenan las inversiones.

Respuesta

Los cambios incluidos en este documento amplían el alcance, con el objetivo, que de manera transitoria se aplique la banda de precios resultante para plantas hidroeléctricas nuevas a fuentes no convencionales. Lo anterior, pretende dar una opción a los nuevos inversionistas con fuentes renovables y no convencionales de energía, como la energía solar y la energía generada a partir de desechos sólidos, para realizar y promover inversiones en este tipo de fuentes, al mismo tiempo que la ARESEP trabaja en la elaboración de las metodologías particulares para generación solar y mediante desechos sólidos. Las metodologías resultantes considerarán las condiciones y características específicas de cada fuente particular. Lo que se utilizaría es la banda tarifaria de plantas hidro, no su estructura.

Posición 5. Definición de plantas nuevas

La definición plantas nuevas incluidas en el modelo para plantas hidro nuevas, debe revisarse, ya que deja la duda, de si para una planta hidro con un año más de operación le aplica el modelo de plantas nuevas o el modelo plantas existentes.

Respuesta

Una vez que las plantas comiencen a generar se aplica la metodología para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas, considerando lo que el Por Tanto I. punto f. referente al Plazo de la deuda (d) y plazo del contrato, indica respecto al riesgo que asume el inversionista de la no renovación del contrato si es menor a 20 años. (...) "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. La duración del contrato de compra-venta de energía utilizada en el modelo para el cálculo de las tarifas es de 20 años, que es el máximo permitido por la ley. Si el ICE contratara la compra de energía por un lapso menor que 20 años, el inversionista estaría asumiendo el riesgo de no ser contratado posteriormente. Ese riesgo se reduce, en la medida en que se avance en los procesos de apertura del mercado eléctrico nacional y de creación del mercado eléctrico regional. "(...)

Por otra parte, tal y como se indica en la metodología para generadores privados existentes que firmen un nuevo contrato, una vez que se renueve o suscriban contratos nuevos se aplicaría la tarifa establecida en esa metodología.

Posición 6. Actualización de los costos de inversión

En cuanto a la actualización de los costos de inversión a considerar dentro de todos los modelos tarifarios, se debe señalar que es necesario, que se definan con precisión los índices que se utilizarán para tal efecto y no simplemente indicar que se hará con un índice representativo, lo cual significa que se deja al arbitrio de los técnicos de la ARESEP, creando incertidumbre a las partes involucradas, tanto al comprador como al vendedor. No queda claro en los modelos tarifarios, cómo se conforman las bases de datos y cómo se calculan los costos de inversión y de explotación de las plantas.

Respuesta

En la posición 3, se consigna la respuesta respectiva.

Posición 7. Respecto a las fuentes de información utilizadas para la tasa libre de riesgo y la prima por riesgo, los modelos indican:

Posición 7.1.

Pareciera que están desatendiendo a la teoría que sustenta el modelo CAPM, para el cual, una vez definido el periodo que se utilizará para el cálculo de la variable y su fuente de información, simplemente se toma el dato actualizado y se utiliza dentro de la fórmula del CAPM.

Si se revisa, el sitio de internet del profesor Damodaran de la Universidad de Nueva York, se encontrará todo el material teórico que explica cómo se obtienen los valores publicados y la consistencia que se requiere para las variables que se utilizan en el CAPM en cuanto a periodos incluidos en su cálculo. De manera que si la ARESEP desea modificar los preceptos del modelo CAPM, al menos debería fundamentar teóricamente por qué se aleja de los fundamentos teóricos de dicha metodología y en particular por qué solo para esas dos variables.

Respuesta

La presente propuesta metodológica sigue los criterios que la teoría establece en términos del enfoque regulatorio por tasa de retorno y, particularmente, en lo que al cálculo del CAPM se refiere. Los datos que se emplean son utilizados y tomados directamente de Damodaran como fuente de información, sin modificar tales valores. Los promedios estimados para las variables que entran en el cálculo del CAPM consideran un periodo de tiempo suficientemente amplio dado que Damodaran publica datos mayoritariamente anuales.

Posición 7.2.

Por último, se debe tener claro que la fuente alternativa de información que se cita para la prima de riesgo: "Ibbotson Cost of Capital Yearbook" no es una fuente de libre acceso (pública) y además no se explica en qué casos se utilizará dicha fuente de información.

Respuesta

Es necesario y pertinente que la propuesta metodológica considere que, la selección de la fuente de información financiera a utilizar para el cálculo del CAPM y las variables que lo componen (Prima por riesgo (PR), Riesgo país (RP) y Beta desapalancada (bd)) se podrá obtener de la información publicada ya sea por el Dr. Aswath Damodaran o, alternativamente, del "Ibbotson® Cost of Capital Yearbook". Dejando abierta la posibilidad de que si alguna de estas fuentes dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea pública y confiable. Esto permite emplear la fuente de información financiera que refleje más adecuadamente el sector que se tarifa.

Lo anterior, siempre y cuando se justifique y argumente la razón técnica para ello. En cada fijación, es deber de la ARESEP presentar la justificación técnica sobre la selección de la fuente de información a utilizar, de conformidad con la Ley General de Administración Pública, y el valor del índice a emplear para que sea de conocimiento de todos los actores involucrados.

Si bien el Ibbotson, así como otras fuentes de información rigurosa y fiable que desarrollan y presentan información requerida para el cálculo del CAPM son de pago, la ARESEP pondrá a disposición la información que se utilice en cada fijación tarifaria para que sea de conocimiento público.

6. Esteban José Lara Erramouspe, cédula de identidad 1-0785-0994

Sobre modificaciones a resolución RJD-009-2010 del 7 de mayo de 2010: "Metodología de fijación de tarifas para generadores privados existente (ley 7200) que firmen un nuevo contrato de compraventa de electricidad con el instituto costarricense de electricidad"

Es importante que se cambie el título de la misma metodología, ya que no es claro que se refiere a las plantas existentes antes de que se publicara la metodología, lo cual ocurrió hace más de tres años. Inclusive el mismo ICE ya ha tenido problemas para interpretar su aplicación.

Respuesta

Una vez que las plantas comiencen a generar se aplica la metodología para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas, considerando lo que el Por Tanto I. punto f. referente al Plazo de la deuda (d) y plazo del

contrato, indica respecto al riesgo que asume el inversionista de la no renovación del contrato si es menor a 20 años. (...) "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.

La duración del contrato de compra-venta de energía utilizada en el modelo para el cálculo de las tarifas es de 20 años, que es el máximo permitido por la ley. Si el ICE contratara la compra de energía por un lapso menor que 20 años, el inversionista estaría asumiendo el riesgo de no ser contratado posteriormente. Ese riesgo se reduce, en la medida en que se avance en los procesos de apertura del mercado eléctrico nacional y de creación del mercado eléctrico regional. "(...)

Por otra parte, tal y como se indica en la metodología para generadores privados existentes que firmen un nuevo contrato, una vez que se renueve o suscriban contratos nuevos se aplicaría la tarifa establecida en esa metodología.

Posición 1. En el texto sustitutivo del inciso "3.6 Rentabilidad (K_e)", en lo referente a las fuentes de información debe ser más específico, ya que la dirección dada para los siguientes valores no están claras.

Posición 1.1. Tasa libre riesgo (KL)

Al abrir la dirección dada se pide más información sobre los datos a obtener, y es necesario que el ARESEP aclare cuales son las escogencias correspondientes para evitar dudas de aplicación.

Respuesta

Se considera correcto que el instrumento a utilizar para la tasa libre de riesgo es la TCMNOM, sin embargo, el periodo de maduración del instrumento se deja sujeto al mismo periodo de maduración empleado por el Profesor Damodaran en el caso para estimar la prima por riesgo, de manera que el cálculo del Costo del capital (CAPM) sea consistente. Esto aplica exclusivamente para las fijaciones que utilicen Damodaran como fuente para obtener el CAPM.

Posición 1.2. Prima por riesgo (PR)

Al abrir la dirección dada abre una página genérica de información, es necesario que el ARESEP aclare cuales y como acceder las fuentes adecuadas para evitar dudas de aplicación.

Respuesta

Se acepta parcialmente la posición en el sentido de especificar en mayor medida como identificar la prima por riesgo a emplear en cualquiera de las fuentes de información indicadas para este propósito. Se aclara que en el caso del Profesor Damodaran los valores para la prima por riesgo están dados y lo que se propone es utilizar un promedio del valor anual observado para los últimos 5 años anteriores a la fijación tarifara.

La metodología es clara en indicar la fuente de donde se obtiene la información. En caso de emplear Damodaran como fuente de información, se considera dejar el vínculo al sitio web y no una dirección electrónica particular, dado que esta última puede cambiar o modificarse con el paso del tiempo. Se aclara que se emplea la variable denominada Implied Premium (FCFE).

Posición 1.3.

En cuanto a la referencia alternativa el "Ibootson Cost of Capital Yearbook" es importante que se aclare la fuente oficial (hay varias e inclusive algunas piden tarjeta de crédito) y que debe ser el último que esté disponible, así como, el apartado dentro del libro bajo el cual se debe buscar la información a utilizar.

Respuesta

Es considera necesario y pertinente que la propuesta metodológica considere que, la selección de la fuente de información financiera a utilizar para el cálculo del CAPM y las variables que lo componen (Prima por riesgo (PR), Riesgo país (RP) y Beta desapalancada (bd)) se podrá obtener de la información publicada ya sea por el Dr. Aswath Damodaran o, alternativamente, del "Ibbotson® Cost of Capital Yearbook". Dejando abierta la posibilidad de que si alguna de estas fuentes dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea pública y confiable. Esto permite emplear la fuente de información financiera que refleje más adecuadamente el sector que se tarifa.

Lo anterior, siempre y cuando se justifique y argumente la razón técnica para ello. En cada fijación, es deber de la ARESEP presentar la justificación técnica sobre la selección de la fuente de información a utilizar, de conformidad con la Ley General de Administración Pública, y el valor del índice a emplear para que sea de conocimiento de todos los actores involucrados.

Si bien el Ibbotson, así como otras fuentes de información rigurosa y fiable que desarrollan y presentan información requerida para el cálculo del CAPM son de pago, la ARESEP pondrá a disposición la información que se utilice en cada fijación tarifaria para que sea de conocimiento público.

Posición 2. Actualización del monto de inversión en activos fijos

En el texto sustitutivo del inciso “3.3.2 Fuente de información (...) Actualización del monto de inversión en activos fijos, en lo referente a la exclusión en las bases de datos de los valores extremos, el ARESEP debe aclarar si solo se refiere a los dos valores extremos de la muestra, o aplicará promedio simple y eliminará los valores fuera de la desviación estándar que se obtenga y recalculará el promedio simple sin estos datos, o si de acuerdo al método de regresión que utilice calculará la desviación correspondiente y eliminará los datos fuera de dicho ámbito y recalculará la regresión. Lo anterior debe ser claro, ya que en anteriores ocasiones hemos visto ejercicios de aplicación que cambian año a año.

Respuesta

La exclusión de valores extremos por costos de explotación se realizará por monto de 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.

Sobre modificaciones a resolución RJD-152-2011 del 10 de agosto de 2011: “Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas”

Posición 1. Costos de explotación

Sobre la modificación propuesta en los “Costos de explotación (CE)”, es importante que el ARESEP indique cuáles son los criterios para definir la regresión que “mejor se aproxima” en términos estadísticos/matemáticos para permitir la debida recreación del cálculo por parte de los regulados.

Respuesta

La información disponible para la actualización de los costos de explotación en función de la capacidad instalada y los costos de explotación puede variar de una fijación tarifaria a otra, asimismo, la cantidad de información con que se cuenta para el cálculo, por lo que no es adecuado especificar a priori la forma funcional o curva que mejor ajuste la relación entre capacidad instalada y costos de explotación. De igual manera, tal como lo establecen los procedimientos estadísticos y econométricos el coeficiente de determinación es solo un indicador del grado de ajuste de la variable independiente a las variables dependientes, sin embargo, el que este coeficiente sea cercano a uno no es un indicador exclusivo del mejor ajuste, es necesario descartar otros problemas clásicos de los modelos regresión para poder emplear los resultados del modelo en estimaciones puntuales. En este sentido, se establece en la presente metodología que se empleará la curva que mejor ajuste presente en términos del modelo de regresión resultante.

El que algunos cálculos queden abiertos a cierta discrecionalidad por parte de técnicos, por el tipo de información que se cuenta o por la variabilidad de la misma, por un lado no exime a estos a que los mismos deben estar muy bien justificados a la hora de aplicar el modelo y calcular la tarifa, y por otro no impide su revisión por parte de los interesados, toda vez que el informe técnico con los mismos se somete al proceso de audiencia pública, mediante la cual se puede opinar sobre los cálculos efectuados.

Posición 2. Rentabilidad sobre aportes al capital

En el texto sustitutivo del inciso “Rentabilidad sobre aportes al capital (p)”, en lo referente a las fuentes de información debe ser más específico, ya que la dirección dada para los valores no están claras, y deben revisarse tal y como se expuso anteriormente para la tasa libre riesgo (KL) (<http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>), para prima por riesgo (PR) (<http://www.stern.nyu.edu/~adamodar> y la referencia alternativa el “Ibbotson Cost of Capital Yearbook”).

Respuesta

Se considera necesario y pertinente que la propuesta metodológica considere que la selección de la fuente de información financiera a utilizar para el cálculo del CAPM y las variables que lo componen (Prima por riesgo (PR), Riesgo país (RP) y Beta desapalancada (bd)) se podrá obtener de la información publicada ya sea por el Dr. Aswath Damodaran o, alternativamente, del "Ibbotson® Cost of Capital Yearbook". Dejando abierta la posibilidad de que si alguna de estas fuentes dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea pública y confiable. Esto permite emplear la fuente de información financiera que refleje más adecuadamente el sector que se tarifa.

Lo anterior, siempre y cuando se justifique y argumente la razón técnica para ello. En cada fijación, es deber de la ARESEP presentar la justificación técnica sobre la selección de la fuente de información a utilizar, de conformidad con la Ley General de Administración Pública, y el valor del índice a emplear para que sea de conocimiento de todos los actores involucrados.

En caso de emplear Damodaran como fuente de información, se considera dejar el vínculo al sitio web y no una dirección electrónica particular, dado esta última puede cambiar o modificarse con el paso del tiempo.

Posición 3. Aspectos generales Generalidades sobre modificaciones a metodologías incisos a y b.

En general, para ambas metodologías tarifarias es necesario se tome en cuenta lo establecido por la misma Ley 7593 en su artículo 31:

Artículo 31.- Fijación de tarifas y precios para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, la Autoridad Reguladora tomará en cuenta las estructuras productivas modelo para cada servicio público, según el desarrollo del conocimiento, la tecnología, las posibilidades del servicio, la actividad de que se trate y el tamaño de las empresas prestadoras. En este último caso, se procurará fomentar la pequeña y la mediana empresa. Si existe imposibilidad comprobada para aplicar este procedimiento, se considerará la situación particular de cada empresa. Los criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica definidos en el Plan nacional de Desarrollo, deberán ser elementos centrales para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos. No se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestadoras del servicio público. La Autoridad Reguladora deberá aplicar modelos de ajuste anual de tarifas, en función de la modificación de variables externas a la administración de los prestadores de los servicios, tales como inflación, tipos de cambio, tasas de interés, precios de hidrocarburos, fijaciones salariales realizadas por el Poder Ejecutivo y cualquier otra variable que la Autoridad Reguladora considere pertinente. De igual manera, al fijar las tarifas de los servicios públicos, se deberán contemplar los siguientes aspectos y criterios, cuando resulten aplicables..."

Nota: El subrayado no es parte del original.

Es claro, que debe introducirse esta indicación como parte de los textos de ambas metodologías presentadas, ya que ninguna de las metodologías es aplicable a casos particulares donde por razones no contempladas por los desarrolladores de las metodologías, deba estudiarse la aplicación de la misma en casos específicos.

Respuesta

Las metodologías para fijar tarifas a los generadores privados, responden al criterio de fijación por industria, lo que implica que no es una fijación por empresa. En este sentido, es que se establece una banda tarifaria por parte de la ARESEP y las tarifas finales deben establecerse dentro de los límites de la misma.

El Decreto 37124-MINAET publicado en el Alcance N° 72 del Diario Oficial la Gaceta del 5 de junio del 2012 -Reglamento al capítulo I de la Ley N° 7200 Ley que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela establece en su artículo 20 y 21 los procesos de formalización de contratos de compra-venta de energía en lo que se refiere a tarifas y precios de compra respectivamente.

Posición 3.1. Tamaño de las plantas

Sobre el mismo tema, ninguna de los cambios en las metodologías propuestas para plantas hidroeléctricas (nuevas o viejas) hace distinción conforme al tamaño de las plantas o las muestras utilizadas para referencia, y generaliza en forma arbitraria su aplicación. Es necesario que se incorpore el establecimiento de tramos y límites de las muestras de datos para poder disminuir el sesgo entre plantas pequeñas y grandes. Al mezclar referencias de plantas fuera del rango del Capítulo I de la Ley 7200 y sin distinción de su tamaño, el análisis introduce datos erróneos pasando por alto el efecto de las economías de escala, poder de mercado, eficiencia y otros.

Respuesta

Como se menciona en la posición anterior, la metodología tarifaria aplica con criterio de fijación por industria. La exclusión de valores extremos por costos de explotación se realizará por monto de 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.

Posiciones presentadas por

7. **Azucarera El Viejo, S.A., representada por José Alvaro Jenkins Rodríguez cédula de identidad 2-367-664, con facultades de apoderado generalísimo.**
8. **Ingenio Taboga, representada por Adrián Rodolfo Guzmán Oreamuno, cédula de identidad número 1-0572-0515, con facultades de apoderado generalísimo.**

Posición 1.

Mi representada apoya la modificación propuesta a los alcances de los modelos tarifarios de generación privada con fuentes no convencionales, en el sentido de que se puedan aplicar los modelos tarifarios para otras compraventas de energía entre agentes autorizados y regulados por la ARESEP. Dicha ampliación del alcance de los modelos tarifarios facilitarían que se realicen nuevas inversiones en generación con energías renovables que el Sistema Eléctrico Nacional requiere con urgencia.

Respuesta

Se agradece el apoyo a la propuesta y su valiosa participación en este proceso.

Posición 2.

Considerando que las otras empresas distribuidoras pueden comprar a generadores privados de energía eléctrica con capacidades mayores que 20 MW, pareciera lógico que la ampliación del alcance de los modelos considere la venta por parte de generadores privados con capacidades mayores que 20MW, para lo cual el generador privado deberá obtener la concesión respectiva por parte del MINAE. De esa forma, también se podría obtener mayor aporte de energías renovables al sistema.

Respuesta

La posición presentada se encuentra fuera de los alcances de la presente metodología, ya que las metodologías aquí modificadas se circunscriben a proyectos de tamaños iguales al Capítulo 1 de la Ley 7200.

Posición 3. Respecto a los concursos

Para el caso de las empresas distribuidoras: Compañía Nacional de Fuerza y Luz, Empresa de Servicios Públicos de Heredia y Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago, que son empresas públicas, no queda claro si éstas deberán realizar concurso públicos, similares a los que promueve el ICE, para poder contratar la compra de energía con los generadores privados, utilizando las bandas tarifarias, definidas en los modelos tarifarios.

Respuesta

La presente propuesta de modificaciones a las metodologías para generadores privadas se refiere exclusivamente al método y forma de realizar las respectivas fijaciones tarifarias. La forma de realizar los concursos y contratos de compra y venta de energía queda fuera de los alcances de la presente metodología y depende de la normativa por la que se rija cada empresa.

Posición 4. Alcance**Posición 4.1.**

ARESEP debería ampliar la explicación de la ampliación del alcance, de modo que las reglas para todos los actores estén más claras y a la vez aprovechar para que el texto en todos los modelos sea el mismo.

Respuesta

Existen metodologías que por la naturaleza de la fuente primaria a que se refieren deben contener criterios particulares en lo que respecta al alcance, e incluso en lo referente a otras secciones, debido a la presencia de elementos diferenciadores como el factor de planta, capacidad instalada, tipo de inversión, etc. Aunque se realiza un esfuerzo por estandarizar las diferentes metodologías de generación privada, se considera que existen elementos particulares que deben mantenerse y, por tanto, los textos del alcance no aplican necesariamente igual para todas. Un ejemplo de lo anterior, es la inclusión de manera transitoria de un texto que permita emplear las bandas que se establecen en la metodología de generación con plantas hidroeléctricas nuevas para fijar tarifas, de manera transitoria, para fuentes de generación que utilicen la energía solar o los residuos sólidos, lo anterior hasta que se desarrollen y aprueben las respectivas metodologías.

Posición 4.2.

Respecto a la ampliación del alcance del modelo de plantas hidro nuevas para otras fuentes de energía renovables, para las cuales la ARESEP no ha aprobado un modelo tarifario, se considera que no es la solución correcta, ya que, cada fuente de energía primaria implica costos que pueden ser muy diferentes a los de una planta hidro y además no se tendría certeza de la estructura tarifaria a aplicar, lo cual resulta determinante para establecer la factibilidad de los proyectos de inversión y además implicaría abrir un nuevo expediente para su discusión lo que demoraría mucho tiempo.

Debido a que el ICE ha expresado su interés de contratar generación privada con fuentes renovables diferentes a las que hoy disponen de un modelo tarifario aprobado por ARESEP, como son la solar fotovoltaica u otro tipo de biomasa a la cual no le sea aplicable los modelos aprobados y la misma ARESEP ha expresado la necesidad que tiene el Sistema Eléctrico Nacional de esta generación, es que se requiere que, en el corto plazo, la ARESEP, apruebe los modelos tarifarios aplicables a esas otras fuentes de energías renovables.

Por lo anterior, si lo que se quiere es incentivar nuevas inversiones en generación privada con otras fuentes de energía primaria, lo correcto sería que la ARESEP apruebe los modelos tarifarios para otras fuentes de energía, incluyendo su estructura tarifaria.

Respuesta

Los cambios incluidos en este documento amplían el alcance, con el objetivo, que de manera transitoria se aplique la banda de precios resultante para plantas hidroeléctricas nuevas a fuentes no convencionales. Lo anterior, pretende dar una opción a los nuevos inversionistas con fuentes renovables y no convencionales de energía, como la energía solar y la energía generada a partir de desechos sólidos, para realizar y promover inversiones en este tipo de fuentes, al mismo tiempo que la ARESEP trabaja en la elaboración de las metodologías particulares para generación solar y mediante desechos sólidos. Las metodologías resultantes considerarán las condiciones y características particulares de cada fuente particular. Lo que se utilizaría es la banda tarifaria de plantas hidro, no su estructura.

Posición 4.3.

De acuerdo con todos los antecedentes de los modelos tarifarios que se pretende modificar, la utilización por parte de la ARESEP de las bandas tarifarias de referencia, obedeció a que con los concursos públicos que realizaría el ICE habría competencia, la cual genera precios más bajos, cercanos al costo marginal. Esta es una forma indirecta para que ARESEP cumpla con el principio de servicio al costo establecido en la Ley 7593.

Sin embargo, desde el punto de vista económico, los concursos representan una competencia por el mercado, lo que no es igual que la competencia en el mercado, como es el caso de los precios de los combustibles que se venden en los aeropuertos, donde se requiere estar ajustando las bandas de precios de acuerdo con las condiciones de competencia internacional y sobre todo en un mercado con tanta volatilidad de precios, como es el caso de los combustibles.

En el caso de las compra ventas de energía de los generadores privados con el ICE, el generador privado participa en un concurso público, donde oferta un precio, bajo unas condiciones económicas del momento del concurso, incluyendo las bandas tarifaria definidas de previo por la ARESEP y, de resultar adjudicado, deberá firmar un contrato de largo plazo para la venta de electricidad. Ese contrato obliga al generador en ese momento a realizar inversiones intensivas en capital que requieren financiamiento (de largo plazo) y que implican unos costos hundidos. O sea que el generador privado con base en las condiciones económicas y las bandas tarifarias de referencia del momento, compromete su capital, ofertando un precio que le permitirá recuperar todos sus costos y obtener una ganancia justa y razonable.

Dado que el concurso se realiza una sola vez, no resulta consistente que se le varíen las condiciones, sobre todo las de las bandas tarifarias en los periodos subsecuentes.

Respuesta

El Decreto 37124-MINAET publicado en el Alcance No 72 del Diario Oficial la Gaceta del 5 de junio del 2012 - Reglamento al capítulo I de la Ley N° 7200 Ley que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela establece en su artículo 20 y 21 los procesos de formalización de contratos de compra-venta de energía en lo que se refiere a tarifas y precios de compra respectivamente:

Artículo 20. Tarifas. - (...) “La ARESEP, de conformidad con lo dispuesto en la Ley No. 7593, fijará las tarifas que regirán la compra – venta de electricidad al amparo del Capítulo I de la Ley N° 7200 y sus reformas. Estas tarifas podrán ser establecidas por la ARESEP, para cada tipo de fuente de energía, con base en modelos de estructuras de costo desarrollados para considerar las condiciones particulares de plantas nuevas y eficientes. Asimismo, la ARESEP podrá establecer las tarifas para cada tipo de fuente de energía que aplicarán al renovar los contratos, con base en modelos desarrollados a partir de información estadística sobre la estructura de costos y el desempeño de las plantas existentes.” (...).

(...)“Las tarifas, tanto para plantas nuevas como para las plantas existentes, podrán ser fijadas bajo la modalidad de precio máximo, o de una banda con un precio máximo y un precio mínimo, y podrán tener una estructura desagregada por épocas del año, horas del día, energía y potencia, definida de acuerdo con la evolución prevista de los costos del SEN (...).”

Artículo 21.- Precio de compra de la energía: “El ICE comprará la energía al precio ofrecido por el Productor en el proceso en que resultó seleccionado. Dicho precio será ofrecido por el Productor respetando los rangos establecidos en la tarifa fijada por la ARESEP y que se encuentre vigente en el momento de presentar su propuesta.

En el contrato que suscriba el ICE con el Productor se contemplará el precio ofrecido junto con la fórmula para su actualización durante la vigencia del Contrato.

La fórmula de actualización del precio de la energía deberá estar sustentada sobre la base del reconocimiento únicamente de las variaciones en los costos de explotación y deberá estar contemplada en los términos de referencia, de modo que forme parte integral del precio ofrecido.

El reconocimiento de cualquier ajuste resultante de la aplicación de la fórmula señalada quedará sujeto a que el precio de compra de energía, en todo momento, se encuentre dentro de los límites establecidos por la tarifa que tenga vigente la ARESEP.

De los artículos en mención se concluye que el ICE comprará la energía al precio que el productor ofrece en el proceso mediante el cual el oferente resultó seleccionado para la venta de electricidad al ICE, dichos precios deben respetar los rangos tarifarios establecidos por la ARESEP, asimismo, cualquier ajuste posterior quedará sujeto a que el mismo se encuentre dentro de los límites establecidos por la tarifa que al momento tenga vigente la ARESEP. Por tanto, los contratos establecidos entre los oferentes de energía eléctrica y el ICE, determinan las condiciones actuales y futuras que regirán el precio de compra y la forma de actualización de los costes de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 7200 y sus reformas, y el Decreto 37124-MINAET. Además, La Autoridad Reguladora está en la obligación de revisar las tarifas al menos una vez al año, según la Ley 7593.

Posición 5. Actualización de costos

Existen diferencias en cuanto a los índices utilizados en los diferentes modelos tarifarios, las fórmulas y las fuentes de información de dichos índices, por lo que se pueden estar creando diferencias (discriminación no justificada) en el trato para la actualización de los costos; por lo que esos elementos debieran unificarse y definirse con la mayor precisión posible para evitar la discrecionalidad de los técnicos de la ARESEP a la hora de aplicar las fijaciones con carácter extraordinario.

Respuesta

Precisamente, la presente propuesta de modificación a las metodologías de generación privadas con recursos renovables, tiene como objetivo unificar y estandarizar criterios. Los criterios que se definieron estandarizar, unificar y modificar, se encuentran en la justificación y alcance la propuesta.

Por otra parte, el que algunos cálculos queden abiertos a cierta discrecionalidad por parte de técnicos, por el tipo de información que se cuenta o por la variabilidad de la misma, por un lado no exime a estos a que los mismos deben estar muy bien justificados a la hora de aplicar el modelo y calcular la tarifa, y por otro no impide su revisión por parte de los interesados, toda vez que el informe técnico con los mismos se somete al proceso de audiencia pública, mediante la cual se puede opinar sobre los cálculos efectuados.

Posición 6. Factor Ambiental

La Junta Directiva de la ARESEP aprobó un factor ambiental para el modelo de plantas hidro existentes, lo cual se considera como un paso importante en cuanto al incentivo de las energías renovables. Sin embargo, se considera discriminatorio que no se incluya en las otras metodologías tarifarias de generación privada.

Además, se debería aprovechar, no solo para incluir el factor ambiental en todos los modelos tarifarios, sino también para que se realice el cálculo del valor correspondiente para que se incorpore en la tarifa.

Respuesta

La posición está fuera de los alcances de la presente propuesta de modificación a las metodologías de generación privada.

Posición 7. Actualización de los costos de inversión

En cuanto a la actualización de los costos de inversión a considerar en los modelos tarifarios, se debe señalar que es necesario, que se definan con precisión los índices que se utilizarán para tal efecto y no simplemente indicar que se hará con un índice representativo, lo cual significa que se deja al arbitrio de los técnicos de la ARESEP, creando incertidumbre a las partes involucradas, tanto al comprador como al vendedor. Se debe recordar que cada aspecto que genere incertidumbre en las tarifas, hacen que el costo de financiamiento se incremente y por lo tanto los precios que finalmente pagaran los usuarios finales del servicio de suministro de electricidad.

Respuesta

ES necesario y pertinente que la propuesta metodológica considere que, la actualización del monto de inversión, podrá hacerse mediante la selección de un índice representativo del sector, siempre y cuando medie la razón técnica para ello. Lo anterior, puesto que en el pasado se han identificado índices que de forma más precisa representan la evolución y el comportamiento del sector para efectos de indexación, por lo que se considera necesario dejar abierta la posibilidad de incluir en las actualizaciones nuevos índices que de manera congruente y precisa reflejen en mejor medida las características del sector. En cada fijación, en caso de que el índice respectivo se haya modificado, es deber de la ARESEP presentar la justificación técnica, de conformidad con la Ley General de Administración Pública, y el valor del índice a emplear para que sea de conocimiento de todos los actores involucrados.

Posición 8. En cuanto al cálculo de la rentabilidad, los modelos tarifarios hacen referencia a lo siguiente:

"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 observaciones correspondientes a los 5 años más recientes para los que se disponga de información). En el caso de que, para alguna(s) de las variables citadas, no sea posible para ARESEP

contar con una serie histórica reciente que complete 5 observaciones anuales, se utilizará la serie histórica menor a 5 años igual para todas las variables".

Sin embargo, dentro de dicho texto no se explican las razones que tiene la ARESEP para tomar valores de las variables tasa libre de riesgo y prima por riesgo de fuentes de información públicas y serias y aplicarles cálculos adicionales, distorsionando lo que establece la teoría sobre el CAPM. En la abundante literatura sobre el CAPM, se pueden encontrar las diferentes opciones para calcular los valores de las variables usadas y la consistencia en cuanto a los periodos de los datos a partir de los cuales las fuentes de información reconocidas publican los valores actualizados de dichas variables. Por otra parte, la fuente alternativa de información Ibbotson Cost of Capital, no es pública y crea, de nuevo, incertidumbre en cuanto a cuándo se usará dicha fuente alternativa.

Respuesta

La presente propuesta metodológica sigue los criterios que la teoría establece en términos del enfoque regulatorio por tasa de retorno y, particularmente, en lo que al cálculo del CAPM se refiere. Los datos que se emplean son utilizados y tomados directamente de Damodaran como fuente de información, sin modificar tales valores. Los promedios estimados para las variables que entran en el cálculo del CAPM pretenden considerar una tasa de retorno que considere correctamente la información anual presentada por Damodaran para tales variables.

Si bien el Ibbotson, así como otras fuentes de información rigurosa y fiable que desarrollan y presentan información requerida para el cálculo del CAPM son de pago, la ARESEP asegurará pondrá a disposición la información que se utilice en cada fijación tarifaria para que sea de conocimiento público.

Posición 9.

Por último, se debe tener claro que la fuente alternativa de información que se cita para la prima de riesgo: "Ibbotson Cost of Capital Yearbook" no es una fuente de libre acceso (pública) y además no se explica en qué casos se utilizará dicha fuente de información.

Respuesta

En la posición 8 anterior se dio respuesta a este tema.

9. Molinos de Viento del Arenal, S.A., P.H. Don Pedro, S.A., y P.H. Río Volcán, representada por José Benavides, cédula de identidad número 1-0478-0037, en su condición de presidente de las citadas compañías

Posición respecto a la propuesta de modificación de las metodologías de fijación de tarifa para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables.

Posición 1. En lo referente al Cálculo de la rentabilidad sobre aportes al capital mediante el Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM por sus siglas en inglés) se presentan los siguientes

Posición 1.1: propuesta de modificación - Fuentes de información:

Para la obtención de los valores correspondiente a las variables macroeconómicas de prima por riesgo (PR), riesgo país (RP) y beta desapalancada (β_d), se indican dos posibles fuentes de información: el sitio web del Dr. Aswath Damodaran, y el Cost of Capital Yearbook publicado por Ibbotson.

Para evitar posibles subjetividades, es necesario definir e indicar expresamente en la metodología, cuál de las dos es la fuente que se deba utilizar. Adicionalmente, la fuente de Ibbotson se publica de manera anual durante el mes de marzo, por lo que no es posible contar con información real en tiempo real que permita dar seguimiento preciso a la variación en la fijación tarifaria.

Solicitud: Establecer como fuente a utilizar, la publicada en el sitio web de Dr. Aswath Damodaran. Adicionalmente publicar anualmente y previo a la fijación tarifaria, los valores precisos que Aresep utilizará para la fijación de las tarifas.

Respuesta

Es necesario y pertinente que la propuesta metodológica considere que, la selección de la fuente de información financiera a utilizar para el cálculo del CAPM y las variables que lo componen (Prima por riesgo (PR), Riesgo país (RP) y Beta desapalancada (bd)) se podrá obtener de la información publicada ya sea por el Dr. Aswath Damodaran o, alternativamente, del "Ibbotson® Cost of Capital Yearbook". Dejando abierta la posibilidad de que si alguna de estas fuentes dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea pública y confiable. Esto permite emplear la fuente de información financiera que refleje más adecuadamente el sector que se tarifa.

Lo anterior, siempre y cuando se justifique y argumente la razón técnica para ello. En cada fijación, es deber de la ARESEP presentar la justificación técnica sobre la selección de la fuente de información a utilizar, de conformidad con la Ley General de Administración Pública, y el valor del índice a emplear para que sea de conocimiento de todos los actores involucrados.

Si bien el Ibbotson, así como, otras fuentes de información rigurosa y fiable que desarrollan y presentan información requerida para el cálculo del CAPM son de pago, la ARESEP pondrá a disposición la información que se utilice en cada fijación tarifaria para que sea de conocimiento público.

Posición 1.2: Propuesta de modificación - Tasa libre de riesgo (KL)

La propuesta de modificación establece que el valor a utilizar para la tasa libre de riesgo (KL) corresponderá a la tasa nominal de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (USA) con el mismo plazo al que se calcula la prima por riesgo. Sin embargo, no es claro respecto los datos a utilizar, considerando que en el sitio web del Dr. Aswath Damodaran.

Solicitud: Considerando que es una práctica usual dentro del sector utilizar plazos de 20 años, se sugiere establecer los valores de Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (USA) a un plazo de 20 años como el valor a utilizar para la tasa libre de riesgo (KL).

Respuesta

Se considera correcto que el instrumento a utilizar para la tasa libre de riesgo es la TCMNOM, sin embargo, el periodo de maduración del instrumento se deja sujeto al mismo periodo de maduración empleado por el Profesor Damodaran en el caso para estimar la prima por riesgo, de manera que el cálculo del Costo del capital (CAPM) sea consistente. Esto aplica exclusivamente para las fijaciones que utilicen Damodaran como fuente para obtener el CAPM.

Posición 1.3. Propuesta de modificación - Prima por riesgo (PR)

Comentario: La propuesta de modificación establece que el valor a utilizar para la prima de riesgo (PR) corresponderá al promedio de los valores disponibles en el sitio web del Dr. Aswath Damodaran. Sin embargo, la fuente indicada publica dos tipos de prima por riesgo: ERP Trailing 12 months (ERP T12m) y ERP Smoothed.

De acuerdo con las modificaciones planteadas, para la estimación del valor de PR a utilizar, deberá considerarse una serie histórica igual a 5 años. No obstante se ha identificado que los datos disponibles de ERP Smoothed, instrumento seleccionado por la ARESEP en la última fijación tarifaria de generación privada eólica nueva, no cumplen con este criterio ya que la información disponible data desde 2012.

Solicitud: Establecer la utilización de los valores de ERP Trailing 12 months (ERP T12m) publicadas en el sitio web del Dr. Aswath Damodaran para la estimación del valor de PR, considerando que cuenta con más datos históricos publicados (a partir de setiembre 2008) así como publicar anualmente y previo a la fijación tarifaria, los valores precisos de PR a utilizar para la fijación de las tarifas.

Respuesta

Se considera necesario y pertinente que la propuesta metodológica considere que la selección de la fuente de información financiera a utilizar para el cálculo del CAPM y las variables que lo componen (Prima por riesgo (PR), Riesgo país (RP) y Beta desapalancada (bd)) se podrá obtener de la información publicada ya sea por el Dr. Aswath Damodaran o, alternativamente, del "Ibbotson® Cost of Capital Yearbook". Dejando abierta la

posibilidad de que si alguna de estas fuentes dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea pública y confiable. Esto permite emplear la fuente de información financiera que refleje más adecuadamente el sector que se tarifa.

Lo anterior, siempre y cuando se justifique y argumente la razón técnica para ello. En cada fijación, es deber de la ARESEP presentar la justificación técnica sobre la selección de la fuente de información a utilizar, de conformidad con la Ley General de Administración Pública, y el valor del índice a emplear para que sea de conocimiento de todos los actores involucrados.

Se aclara que en el caso del Profesor Damodaran los valores para la prima por riesgo están dados y lo que se propone es utilizar un promedio del valor anual observado para los últimos 5 años anteriores a la fijación tarifaria.

La metodología es clara en indicar la fuente de donde se obtiene la información. En caso de emplear Damodaran como fuente de información, se considera dejar el vínculo al sitio web y no una dirección electrónica particular, dado esta última puede cambiar o modificarse con el paso del tiempo. Se aclara que se emplea Implied Premium (FCFE).

Posición 1.4. Disposición relacionada: propuesta de modificación - Serie histórica

Comentario: La propuesta de modificación indica que para la estimación de los valores a utilizar de Tasa libre de riesgo (KL), prima por riesgo (PR), riesgo país (RP) y beta desapalancada (β_d) deberán utilizarse valores históricos de los 5 años más recientes para los que se disponga información. Sin embargo no se precisa si el histórico de 5 años corresponde a años calendario (datos recabados desde 1 enero a 31 diciembre) o corresponde a los últimos 60 meses previos a la fijación tarifaria.

Solicitud: Establecer que el histórico de 5 años corresponde a los 60 meses previos a la fijación de tarifas a fin de dar mayor transparencia al proceso de fijación de tarifas. Para el caso de las variables macroeconómicas que solamente son publicadas anualmente (riesgo país y beta desapalancada) y considerando que la variación de las mismas anualmente es mínima, establecer que el histórico de 5 años consista en los datos publicados anualmente correspondientes a años calendario (01 enero - 31 diciembre). Adicionalmente, publicar anualmente, y previo a la fijación tarifaria, los valores precisos de PR a utilizar para la fijación de las tarifas.

Respuesta

Se emplean valores anuales para estimar el promedio, y corresponden a los valores observados para los 5 años anteriores a la fijación tarifaria.

Posición 1.5. Disposición relacionada: propuesta de modificación - Apalancamiento financiero

Comentario: La propuesta de modificación establece que para la estimación de la relación entre deuda y capital se deberá utilizar un promedio ponderado por capacidad instalada de la información más reciente referente al nivel de financiamiento de cada tipo de planta privada de generación eléctrica que esté disponible en la ARESEP. No obstante de acuerdo con la "*Declaratoria de confidencialidad gestión de contratos para compra de energía al amparo del capítulo I de la Ley 7200 y sus reformas*" recientemente publicada por el ICE, se declara como confidencial la documentación financiera referente a la *disponibilidad de los recursos financieros necesarios para completar los estudios del proyecto*; por lo tanto la información sobre apalancamiento financiero no es pública, lo que no va en línea con lo establecido por ARESEP en la propuesta de modificación, en la que claramente indica que las fuentes de información deberán ser públicas y confiables.

Solicitud: Continuar utilizando valor de apalancamiento actual de 75%.

Respuesta

La posición se encuentra fuera del alcance de la presente propuesta de modificación metodológica. Por otra parte, el que algunos cálculos queden abiertos a cierta discrecionalidad por parte de técnicos, por el tipo de información que se cuenta o por la variabilidad de la misma, por un lado no exime a estos a que los mismos deben estar muy bien justificados a la hora de aplicar el modelo y calcular la tarifa, y por otro no impide su revisión por parte de los interesados, toda vez que el informe técnico con los mismos se somete al proceso de audiencia pública, mediante la cual se puede opinar sobre los cálculos efectuados.

Posición 1.6. Disposición relacionada: propuesta de modificación - Sección 3.3.3 "Actualización del monto de inversión en activos fijos"

Comentario: La propuesta de modificación establece que la actualización del monto de inversión en activos fijos se realizará utilizando un índice de precios representativo; considerando que la muestra puede componerse de datos de proyectos nacionales e internacionales, es recomendable utilizar un índice representativo internacional.

Solicitud: Establecer la utilización del índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América (IPP-EEUU) para la actualización de los costos de inversión, por tratarse de un índice representativo internacional realista y conservador, con el propósito de que los administrados puedan tener claridad de cuál es el índice a utilizar para cada fijación.

Respuesta

Se considera necesario y pertinente que la propuesta metodológica considere que la actualización del monto de inversión, podrá hacerse mediante la selección de un índice representativo del sector, siempre y cuando medie la razón técnica para ello. Lo anterior, puesto que en el pasado se han identificado índices que de forma más precisa representan la evolución y el comportamiento del sector para efectos de indexación, en este sentido, se considera necesario dejar abierta la posibilidad de incluir en las actualizaciones nuevos índices que de manera congruente y precisa reflejen en mejor medida las características del sector. En cada fijación, en caso de que el índice respectivo se haya modificado, es deber de la ARESEP presentar la justificación técnica, de conformidad con la Ley General de Administración Pública, y el valor del índice a emplear para que sea de conocimiento de todos los actores involucrados.

Posición 2. En lo referente a la "Metodología de fijación de tarifas para generadores privados existentes (Ley N° 7200) que firmen un nuevo contrato de compraventa de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad", se presentan los siguientes comentarios.**Posición 2.1. Metodología - sección 3.2 "Costos de explotación"**

Comentario: La metodología establece que este valor se calcula mediante la determinación de una muestra de los costos de explotación tanto de plantas nacionales como internacionales que se encuentren en operación; no obstante, actualmente no se establece una muestra de datos a utilizar de manera consistente para fijaciones posteriores, así como el tamaño que ésta debe tener para contar con datos representativos.

Solicitud: Establecer y publicar una muestra única con datos de proyectos nacionales e internacionales, ya construidos y en operación de acuerdo con las mejores prácticas disponibles, a utilizarse para estimar los costos de explotación de manera anual. Esta muestra deberá revisarse de manera anual y actualizarse de tal manera que incluya las nuevas plantas que paulatinamente se incorporen a los sistemas, así mismo deberá utilizarse de manera consistente para fijaciones posteriores, indicando claramente el índice de precios a utilizar, así como, el procedimiento para actualización de costos. La muestra, así como el índice a utilizar, deberá publicarse anualmente, y previo a la fijación de tarifas para dar transparencia al proceso.

Respuesta

La exclusión de valores extremos por costos de explotación se realizará por monto de 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.

Posición 2.2. Disposición relacionada: metodología - sección 3.3 "Costos de inversión"

Comentario: La metodología establece que este valor se calcula mediante la determinación de una muestra de los costos de inversión tanto de plantas nacionales como internacionales; no obstante, actualmente no se establece una muestra de datos a utilizar de manera consistente para fijaciones posteriores, así como el tamaño que ésta debe tener para contar con datos representativos.

Solicitud: Establecer y publicar una muestra única con datos de proyectos nacionales e internacionales, ya construidos y en operación de acuerdo con las mejores prácticas disponibles, a utilizarse para estimar los costos de inversión de manera anual. Esta muestra deberá revisarse de manera anual y actualizarse de tal manera que incluya las nuevas plantas que paulatinamente se incorporen a los sistemas, así mismo, deberá utilizarse de manera consistente para fijaciones posteriores, indicando claramente el índice de precios a utilizar, así como el

procedimiento para actualización de costos. La muestra, así como el índice a utilizar, deberá publicarse anualmente, y previo a la fijación de tarifas para permitir posiciones de los afectados y dar transparencia al proceso.

Respuesta

En la respuesta a la posición 2.2 anterior se da respuesta a lo relacionado con la definición de la muestra. Así mismo, en la posición 1.6, de este numeral ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. se consigna respuesta al tema de actualización mediante índices de precios.

Posición 2.3. Disposición relacionada: metodología - sección 3.4 "Factor de planta"

Comentario: La metodología establece que este valor se calcula a partir de los valores de factor de planta de una muestra compuesta por proyectos nacionales; no obstante, actualmente no se establece una muestra de datos a utilizar de manera consistente para fijaciones posteriores, así como el tamaño que ésta debe tener para contar con datos representativos.

Solicitud: Considerar como muestra, los proyectos nacionales utilizados para la determinación de los costos de explotación. En caso de que no pueda ser posible por falta de información, publicar la muestra a utilizar para estimar el factor de planta, esta muestra deberá utilizarse de manera consistente para fijaciones posteriores. La muestra deberá publicarse anualmente, y previo a la fijación de tarifa para permitir posiciones de los afectados y dar transparencia al proceso.

Respuesta

Respuesta consignada en la posición 2.1 de este numeral.

Posición 2.4. Disposición relacionada: metodología - sección 3.4 "Factor de planta"

Comentario: La metodología establece que deben considerarse los valores de factor de planta de los últimos tres años disponibles, sin embargo, utilizar un histórico de tres años no es representativo para el caso de las energías que se basan en fuentes intermitentes y fluctuantes de generación como son las energías renovables (solar, eólica e hidráulica), que pueden verse afectadas por diversos fenómenos como sequías y cambios en la velocidad del viento.

Solicitud: Definir una serie histórica de 10 años para la estimación del factor de planta a fin de que este valor sea más representativo.

Respuesta

La presente posición se encuentra fuera del alcance de la presente propuesta de modificación a las metodologías de generación privada.

Posición 5. Disposición relacionada: metodología - sección 3.4 "Repotenciación"

Comentario: La metodología de fijación de tarifas actual, no considera la repotenciación de los equipos y los costos asociados a esto. A medida que la industria renovable se desarrolla, una de las alternativas para el desarrollo y mantenimiento consiste en la repotenciación.

Solicitud: Actualmente la legislación europea otorga un beneficio por repotenciación que consiste en un bono (5€/MWh), el cual se añade a la tarifa convencional. De este modo se incentiva el cambio a modelos más eficientes y que ofrecen una alternativa financiera más atractiva que el seguir operando con equipo antiguo. A fin de incentivar la repotenciación, solicitamos definir una metodología que permita estimar un factor de repotenciación a fin de ser considerado dentro de la fijación de las tarifas.

Respuesta

La presente posición se encuentra fuera del alcance de la presente propuesta de modificación a las metodologías de generación privada. Las fijaciones tarifarias son por industria, no se realizan fijaciones individuales.

Posición 3. En lo referente a la “Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas”, se presentan los siguientes comentarios:

Posición 3.1. Disposición relacionada: metodología - "Costos de explotación"

Comentario: De acuerdo con la metodología, el valor de costo de explotación se determina mediante el ejercicio de una regresión a partir de los datos de costos de inversión y capacidad instalada incluidos en una muestra de proyectos hidroeléctricos nacionales, sin embargo es necesario indicar el tipo de regresión a utilizar, así la muestra a utilizar con el fin de obtener resultados más representativos y confiables.

Solicitud: Establecer y publicar una muestra única con datos de proyectos hidroeléctricos nacionales a utilizar para estimar los costos de explotación de manera anual, esta muestra deberá utilizarse de manera consistente para fijaciones posteriores, indicando claramente el índice de precios a utilizar, así como el procedimiento para actualización de los costos. Con respecto a la regresión a utilizar, se ha identificado que la regresión logarítmica representa de mejor manera la curva que relaciona la capacidad instalada y costos de explotación, por lo que se sugiere establecer ésta como la regresión a utilizar. Adicionalmente, deberá publicarse anualmente, y previo a la fijación de las tarifas, la muestra a utilizar para la estimación de costos, el índice de precios a utilizar, así como el procedimiento de actualización, la regresión a utilizar (en caso de no ser aceptada nuestra propuesta) y el procedimiento de cálculo de ésta (indicando exclusiones a la muestra), a fin de dar transparencia al proceso y aceptar posiciones de las partes afectadas respecto a esa muestra, antes de la fijación.

Respuesta

La información disponible para la actualización de los costos de explotación en función de la capacidad instalada y los costos de explotación puede variar de una fijación tarifaria a otra, asimismo, la cantidad de información con que se cuenta para el cálculo, por lo que no es adecuado especificar a priori la forma funcional o curva que mejor ajuste la relación entre capacidad instalada y costos de explotación. De igual manera, tal como lo establecen los procedimientos estadísticos y econométricos el coeficiente de determinación es solo un indicador del grado de ajuste de la variable independiente a las variables dependientes, sin embargo, el que este coeficiente sea cercano a uno no es un indicador exclusivo del mejor ajuste, es necesario descartar otros problemas clásicos de los modelos regresión para poder emplear los resultados del modelo en estimaciones puntuales. En este sentido, se establece en la presente metodología que se empleará la curva que mejor ajuste presente en términos del modelo de regresión resultante.

El que algunos cálculos queden abiertos a cierta discrecionalidad por parte de técnicos, por el tipo de información que se cuenta o por la variabilidad de la misma, por un lado no exime a estos a que los mismos deben estar muy bien justificados a la hora de aplicar el modelo y calcular la tarifa, y por otro no impide su revisión por parte de los interesados, toda vez que el informe técnico con los mismos se somete al proceso de audiencia pública, mediante la cual se puede opinar sobre los cálculos efectuados.

En relación a la muestra se ha dado respuesta en la posición 2.1 de este numeral.

Posición 3.2. Disposición relacionada: metodología - Apalancamiento financiero.

Comentario: La metodología establece que para la estimación de la relación entre deuda y capital se deberá utilizar un promedio ponderado por capacidad instalada de la información más reciente referente al nivel de financiamiento de cada tipo de planta privada de generación eléctrica que esté disponible en la ARESEP. No obstante de acuerdo con la “Declaratoria de confidencialidad gestión de contratos para compra de energía al amparo del capítulo I de la Ley 7200 y sus reformas” recientemente publicada por el ICE, se declara como confidencial la documentación financiera referente a la disponibilidad de los recursos financieros necesarios para completar los estudios del proyecto; por lo tanto la información sobre apalancamiento financiero no es pública, lo que no va en línea con lo establecido por ARESEP en la propuesta de modificación, en la que claramente indica que las fuentes de información deberán ser públicas y confiables. Solicitud: Continuar utilizando el valor de apalancamiento actual de 75%.

Respuesta

La presente posición se encuentra fuera del alcance de la propuesta de modificación metodológica. Por otra parte, el que algunos cálculos queden abiertos a cierta discrecionalidad por parte de técnicos, por el tipo de información que se cuenta o por la variabilidad de la misma, por un lado no exime a estos a que los mismos

deben estar muy bien justificados a la hora de aplicar el modelo y calcular la tarifa, y por otro no impide su revisión por parte de los interesados, toda vez que el informe técnico con los mismos se somete al proceso de audiencia pública, mediante la cual se puede opinar sobre los cálculos efectuados.

Posición 3.3. Disposición relacionada: metodología - Factor ambiental

Comentario: La Ley 7593 en su artículo 31 establece que el criterio de sostenibilidad ambiental, así como los costos y servicios ambientales, deberán ser elementos a considerar en la fijación de las tarifas de los servicios públicos. Adicionalmente, ARESEP ya ha identificado la necesidad de establecer un factor ambiental en las tarifas de los servicios públicos, así como instrucciones para que la propuesta de factor ambiental se defina e incluya en la tarifa; no obstante, la definición del factor ambiental se ha pospuesto indefinidamente y éste no ha podido ser incluido en la fijación de las tarifas.

Solicitud: Iniciar el procedimiento de convocatoria y realización de audiencia pública para la aprobación y establecimiento de la metodología para la estimación del factor ambiental para su pronta inclusión dentro de la fijación tarifaria tanto de proyectos nuevos, como de proyectos existentes de generación renovable.

Respuesta

La posición está fuera de los alcances de la presente propuesta de modificación a las metodologías de generación privada.

10. Desarrollo Solar Papagayo y Desarrollo Solar Nacascolo, representada por Enrique Alberto Morales González, cédula de identidad número 1-0606-0457. Presidente con facultades de apoderado generalísimo en ambas sociedades

Posición 1.

La tarifa que se propone utilizar para las plantas que produzcan con fuentes no convencionales de energía para las cuales no existen definidas metodologías específicas -como en el caso de la energía solar-, en los términos en que está planteada es poco recomendable en tanto cada medio de generación posee características técnicas y económicas que los diferencian sustancialmente, y que se analizarán en los siguientes acápite.

Respuesta

Los cambios incluidos en este documento amplían el alcance, con el objetivo, que de manera transitoria se aplique la banda de precios resultante para plantas hidroeléctricas nuevas a fuentes no convencionales. Lo anterior, pretende dar una opción a los nuevos inversionistas con fuentes renovables y no convencionales de energía, como la energía solar y la energía generada a partir de desechos sólidos, para realizar y promover inversiones en este tipo de fuentes, al mismo tiempo que la ARESEP trabaja en la elaboración de las metodologías particulares para generación solar y mediante desechos sólidos. Las metodologías resultantes considerarán las condiciones y características particulares de cada fuente particular. Lo que se utilizaría es la banda tarifaria de plantas hidro, no su estructura.

Posición 2. Factor de Planta

En la metodología para el cálculo de tarifas hidroeléctricas nuevas se utiliza un Factor de Planta del sesenta por ciento (60%), que es muy distante de la realidad para la energía solar, ya que en esta tecnología el factor de planta ronda un porcentaje del catorce al veintitrés por ciento (14%-23%).

Respuesta

El análisis del factor de planta se encuentra fuera del alcance de la presente metodología.

Posición 3. Costos de explotación

Los costos de operación y mantenimiento de planta propuestos por ARESEP son de doscientos dieciséis dólares por kilovatio (\$216/kw), nuevamente tomando como referencia la generación hidroeléctrica. Sin embargo, estos costos de explotación y mantenimiento, en el caso de la energía solar son considerablemente inferiores, ya que rondan los cincuenta dólares por kilovatio (\$50/kw), siendo así, la utilización de los costos de operación y mantenimiento de la tecnología hidroeléctrica, eliminaría cualquier ventaja competitiva de la energía solar sobre la hidroeléctrica.

Respuesta

La presenta metodología propone ampliar el alcance de las metodologías de tarifas fijadas para proyectos hidroeléctricos privados, para ser empleadas en las fijaciones de fuentes no convencionales de energía como la solar y la generación mediante desechos sólidos, únicamente de forma transitoria mientras la ARESEP desarrolla las respectivas metodologías. Al respecto, se amplía en la posición 1 de este numeral.

Posición 4. Monto de la inversión unitaria

La inversión para proyectos hidroeléctricos es en promedio de tres mil diecisiete dólares por kilovatio (\$3017/kw), mientras que para una planta solar este costo se reduce a un monto que ronda los dos mil quinientos dólares por kilovatio (\$2500/kw), disminución que nuevamente no se vería reflejada en la tarifa.

Respuesta

En la posición 3 de este numeral se ha dado respuesta al tema.

Posición 5.

Al calcular el monto de la inversión tomando en consideración únicamente proyectos hidroeléctricos, la desviación estándar carece de fundamento para proyectos solares. Esto resulta crucial por cuanto dicha desviación es la que dicta el tamaño de las bandas, y la fijación de la tarifa únicamente tomando en cuenta la energía hidroeléctrica, perjudica especialmente a otras tecnologías como el caso de la energía solar.

Al realizar un ejercicio tomando esta metodología de cálculo de tarifa y colocar variables propias de la tecnología solar, obtenemos una tarifa que ronda los diecisiete centavos de dólar por megavatio hora (\$0,17/kwH).

Respuesta

En la posición 3 de este numeral se ha dado respuesta esta posición respecto a la utilización de la banda tarifaria definida para los proyectos de generación privada hidroeléctrica y su aplicación transitoria a proyectos con fuentes no convencionales como la generación solar y la generación a partir de residuos sólidos.

Posición 6.

Petitoria: Por los motivos expuestos, solicitamos se proceda a rechazar la metodología de cálculo propuesta y en su lugar se fijen tarifas diferenciadas para cada tecnología, que tomen en consideración las particularidades propias de cada una de ellas.

Respuesta

En la posición 3 de este numeral se ha dado respuesta esta posición respecto a la utilización de la banda tarifaria definida para los proyectos de generación privada hidroeléctrica y su aplicación transitoria a proyectos con fuentes no convencionales como la generación solar y la generación a partir de residuos sólidos. Las recomendaciones son tomadas en consideración para el desarrollo metodológico que la ARESEP realiza en materia de generación solar y a partir de desechos sólidos.

11. Asociación Costarricense de Energía Solar (ACESOLAR), representada por Carlos Meza Benavides, Cédula de Identidad número 1-1016-764, representante judicial y extrajudicial**Posición 1. Fundamentación técnica**

Las tecnologías solar e hidroeléctrica tienen importantes diferencias relacionadas con sus costos y funcionamiento, las cuales según nuestra legislación necesariamente se deben reconocer en los modelos tarifarios.

La aplicación del modelo tarifario para plantas hidroeléctricas nuevas a plantas de generación solar tal y como lo sugiere la ARESEP en la presente propuesta, carece de fundamentación técnica pues no explica cómo va a conciliar dichas diferencias. Desde nuestra perspectiva, existen variables que son muy distintas y pueden afectar sensiblemente la tarifa final.

Respuesta

Los cambios incluidos en este documento amplían el alcance, con el objetivo, que de manera transitoria se aplique la banda de precios resultante para plantas hidroeléctricas nuevas a fuentes no convencionales. Lo anterior, pretende dar una opción a los nuevos inversionistas con fuentes renovables y no convencionales de energía, como la energía solar y la energía generada a partir de desechos sólidos, para realizar y promover

inversiones en este tipo de fuentes, al mismo tiempo que la ARESEP trabaja en la elaboración de las metodologías particulares para generación solar y mediante desechos sólidos. Las metodologías resultantes considerarán las condiciones y características particulares de cada fuente particular. Lo que se utilizaría es la banda tarifaria de plantas hidro, no su estructura.

Posición 1.1.

La radiación solar está disponible solamente durante horas del día y su factor de planta depende de las condiciones de radiación solar de cada localidad, dichos valores usualmente rondan entre el 15 - 28% (según OpenEI, una plataforma en línea abierta que recolecta información sobre las energía renovables de distintas fuentes alrededor del mundo). Otros estudios (IEA, 2010) citan rangos de entre el 11 - 23% dependiendo de la localidad; IRENA menciona un 20% como promedio (IRENA, 2012); entre muchas otras fuentes. En la metodología para el cálculo de tarifas hidroeléctricas nuevas se utiliza un factor de planta del 60%. Esto es muy distante de la realidad en el caso de la energía solar, ya que en esta tecnología el factor de planta ronda los 17%-20%.

Respuesta

En la posición 1 de este numeral se ha dado respuesta esta posición respecto a la utilización de la banda tarifaria definida para los proyectos de generación privada hidroeléctrica y su aplicación transitoria a proyectos con fuentes no convencionales como la generación solar y la generación a partir de residuos sólidos.

Posición 1.2.

Costos de Explotación: Se refieren a los costos de operación y mantenimiento de una planta. En este caso se consideran \$216 por kW, lo cual es muy distante a los costos solares, que deben rondar los \$50/kW.

Respuesta

En la posición 1 de este numeral se ha dado respuesta esta posición respecto a la utilización de la banda tarifaria definida para los proyectos de generación privada hidroeléctrica y su aplicación transitoria a proyectos con fuentes no convencionales como la generación solar y la generación a partir de residuos sólidos.

Posición 1.3.

Costo nivelado de la electricidad: Dadas las diferencias en costos de operación y mantenimiento existentes entre plantas hidroeléctricas nuevas y centrales fotovoltaicas, así como su diferencia en factor de planta anteriormente expuesto; hacen que el costo nivelado de electricidad, p.ej. cuánto cuesta generar 1 kWh, difieren considerablemente, y tal como lo ha hecho la ARESEP debe existir una diferenciación por tecnología.

Respuesta

En la posición 1 de este numeral se ha dado respuesta esta posición respecto a la utilización de la banda tarifaria definida para los proyectos de generación privada hidroeléctrica y su aplicación transitoria a proyectos con fuentes no convencionales como la generación solar y la generación a partir de residuos sólidos.

Posición 2.

Que no se aplique el modelo tarifario para plantas hidroeléctricas nuevas aprobada mediante resolución núm. RJD-152-2011 del 10 de agosto del 2011, para establecer las tarifas de la generación eléctrica con sistemas FV.

Respuesta

En la posición 1 de este numeral se ha dado respuesta a esta posición respecto a la utilización de la banda tarifaria definida para los proyectos de generación privada hidroeléctrica y su aplicación transitoria a proyectos con fuentes no convencionales como la generación solar y la generación a partir de residuos sólidos.

Posición 3. Inobservancia de los principios generales para la fijación de tarifas

De conformidad con el artículo 31 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley núm. 7593, la fijación de tarifas debe establecerse con base en principios objetivos que tomen en cuenta las estructuras productivas modelo para cada servicio público, la tecnología, las posibilidades del servicio, y el tamaño de las empresas prestadoras. Adicionalmente, se debe observar el principio del servicio al costo, así como criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia.

Por su parte, el artículo 22 del Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos, Decreto Ejecutivo núm. 29847-MP-MINAE-MEIC establece:

"Las tarifas tendrán como propósito la recuperación de los gastos propios de operación, los asociados a la reposición, el mantenimiento y una rentabilidad razonable para la industria eléctrica; además deben permitir la obtención de los recursos necesarios para utilizar las tecnologías que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad del mismo"

El artículo 23 señala que con base en los principios, objetivos y obligaciones establecidos en la Ley No 7593, la ARESEP debe aprobar y controlar la estructura tarifaria y tarifas de los servicios, de forma que permitan la operación óptima, la eficiencia económica, el suministro del servicio a niveles aceptables de calidad, la expansión y mejora del servicio; al menor costo y acorde con las necesidades del mercado de los servicios de la energía eléctrica.

En el considerando vi) de la justificación de la propuesta en análisis, la ARESEP señaló que *"en el país no existe experiencia en la generación con celdas FV de última generación"*. Por consiguiente, *"la ARESEP debe recurrir al apoyo de especialistas externos para desarrollar las metodologías tarifarias"*. Es decir, la ARESEP reconoce que en estos momentos no cuenta con la capacidad técnica para tomar decisiones complejas en este tema.

En ese sentido, nos preocupa que la ARESEP no cuente con información objetiva, actualizada y representativa para adaptar el modelo propuesto a la generación con sistemas FV. Por ello, se afirma que la aplicación del modelo propuesto no garantiza la aplicación de los principios básicos establecidos por la legislación. Es decir, la aplicación del modelo tarifario tal y como se propone no garantiza el establecimiento de la tarifa de forma objetiva, no es predecible que la tarifa vaya a reflejar una "rentabilidad razonable para la industria eléctrica" ni le da seguridad a los usuarios que la tarifa fue establecida siguiendo principios de servicio al costo y eficiencia económica.

Respuesta

En la posición 1 de este numeral se ha dado respuesta esta posición.

Posición 4. Medida ineficaz para cumplir el fin de facilitar el desarrollo de mercados de venta de energía solar.

En el considerando vii) de la justificación de la propuesta en análisis, la ARESEP visualiza esta medida como una opción para facilitar desde su ámbito de competencia, el desarrollo de los mercados de venta de electricidad con fuentes limpias. Consideramos que es muy probable que esa medida no sea la idónea para promover la generación y venta de energía solar tal y como lo pretende la ARESEP.

Respuesta

En la posición 1 de este numeral se ha dado respuesta a esta posición. Se recalca que la medida es transitoria hasta el momento en que la ARESEP tenga desarrolladas las metodologías tarifarias para fuentes de generación solar.

12. El Ángel S.A., representada por Domingo Argenti Alfayate, cédula de identidad 8-076-703, con facultades de apoderado generalísimo

Argumentos de Posición: Nuestros argumentos se refieren al punto c) de la propuesta de cambio, el cual contiene las modificaciones propuestas para la "Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas, aprobada mediante resolución RJD-152-2011, del 10 de agosto del 2011". En concreto nos vamos a referir a dos temas:

Posición 1. En relación con la definición de planta nueva

Vacío legal para fijar las tarifas de plantas reconstruidas por caso fortuito o fuerza mayor

Posición 1.1

Actualmente, la ARESEP fija las tarifas de plantas hidroeléctricas con base en dos metodologías: i) metodología para plantas hidroeléctricas existentes aprobadas mediante resolución N° RJD-009-2010 del 7 de mayo del 2010 (en adelante, "metodología para plantas existentes", ii) metodologías para plantas hidroeléctricas nuevas, según resolución RJD-152-2011, del 10 de agosto del 2011 (en adelante, "metodología para plantas nuevas").

De esta manera, en la actualidad, cualquier generador de energía hidroeléctrica que tenga un contrato de venta de energía con el ICE, debe adoptar o la tarifa fijada conforme a la metodología para plantas existentes, o la tarifa fijada conforme a la metodología para plantas nuevas.

No obstante, hay un tipo de planta que no se encuentran reguladas en el ámbito de las metodologías de fijación de tarifas de la ARESEP; aquellas plantas hidroeléctricas que han sido sustituidas o reconstruidas en su totalidad por motivos de fuerza mayor o caso fortuito. Según la regulación actual de ARESEP, una planta hidroeléctrica reconstruida en su totalidad por caso fortuito o fuerza mayor no puede ser considerada como existente ni como nuevas, pues la reconstrucción implica la renovación de la mayoría de sus componentes tangibles e intangibles.

Por ello, se afirma que hay un vacío normativo que la ARESEP debe subsanar, pues con base en la Ley núm. 7593 y el Decreto Ejecutivo núm. 29847-MINAE-MEIC, está obligada a fijar las tarifas para las plantas hidroeléctricas que por caso fortuito o fuerza mayor se deban reconstruir

Debido a lo anterior, la aplicación de la metodología para plantas existentes a una planta hidroeléctrica reconstruida sería ilegal, pues dicho modelo regularía una realidad completamente distinta a la de la planta reconstruida en su totalidad por caso fortuito o fuerza mayor. Ello resultaría en una tarifa insuficiente para cubrir los costos de generación.

Respuesta

Los temas abordados en esta posición se encuentran fuera del alcance de la presente propuesta de modificación a las metodologías de generación privada. Sin embargo cabe aclarar que una vez que las plantas comiencen a generar se aplica la metodología para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas, considerando lo que el Por Tanto I. punto f. referente al Plazo de la deuda (d) y plazo del contrato, indica respecto al riesgo que asume el inversionista de la no renovación del contrato si es menor a 20 años.

(...) "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.

La duración del contrato de compra-venta de energía utilizada en el modelo para el cálculo de las tarifas es de 20 años, que es el máximo permitido por la ley. Si el ICE contratara la compra de energía por un lapso menor que 20 años, el inversionista estaría asumiendo el riesgo de no ser contratado posteriormente. Ese riesgo se reduce, en la medida en que se avance en los procesos de apertura del mercado eléctrico nacional y de creación del mercado eléctrico regional. "(...)

Por otra parte, tal y como se indica en la metodología para generadores privados existentes que firmen un nuevo contrato, una vez que se renueve o suscriban contratos nuevos se aplicaría la tarifa establecida en esa metodología.

Posición 2. A la definición de planta nueva que incluye la Propuesta

Posición 2.1

Ante la situación descrita, la ARESEP debe aplicar la metodología para plantas nuevas a las plantas hidroeléctricas que han sido reconstruidas debido acaso fortuito o fuerza mayor. Hay varios criterios admitidos por la doctrina para determinar que es caso fortuito y fuerza mayor²²:

- Origen del evento: la fuerza mayor se debería a un hecho de la naturaleza, mientras que en el caso fortuito se trataría de un hecho humano.
- Grado de imprevisibilidad del evento: el caso fortuito es un evento imprevisible; pero que aun utilizando una conducta diligente si se hubiera prevista sería inevitable. La fuerza mayor, es un evento que, aun cuando pudiera preverse es inevitable.
- Esfera en que tiene lugar el evento si el acontecimiento tiene lugar, se origina, en la empresa o círculo afectado, estaríamos en presencia de un caso fortuito. Si el acontecimiento se origina fuera de la empresa, o círculo afectado, con violencia tal que, considerado objetivamente, queda fuera de los casos fortuitos que deban preverse en el curso ordinario de la vida, estaríamos en presencia de la fuerza mayor.

²² Tribunal Contencioso Administrativo, Sección I, resolución núm. 319 a las 11:00 horas del 12 de octubre del 2001.

En síntesis, la fuerza mayor es previsible pero inevitable y responde a hechos de la naturaleza, en tanto que el caso fortuito es imprevisible pero evitable y se debe a hechos de carácter humano.

Según se verá, desde el punto de vista legal y económico contable, una planta hidroeléctrica que ha sido construida nuevamente en su totalidad, es una edificación nueva y por lo tanto la aplicación de la metodología para fijar la tarifa a las plantas hidroeléctricas nuevas resulta razonable, ya que se acerca a la realidad de una planta reconstruida en su totalidad.

Respuesta

En la posición 1.1 se consigna respuesta al tema planeado.

Posición 2.2. Definición para plantas nuevas

La Propuesta de la ARESEP incluye una definición de planta nueva. Sin embargo, nos oponemos a la definición de planta nueva sugerida por esta Propuesta, pues no soluciona el vacío normativo ya que no incluye las plantas reconstruidas en su totalidad por caso fortuito o fuerza mayor. La definición de "planta nueva" propuesta es la siguiente:

"Se entiende por planta nueva, aquella cuya inversión en capital físico no ha sido utilizada aún en ningún proceso de producción de electricidad. En consecuencia, las plantas nuevas por definición no podrían haber generado energía que fuera vendida en el marco de algún contrato de compraventa de electricidad o para fines de autoconsumo"

Dicha definición es inapropiada por las siguientes razones:

- a) La definición hace referencia a la inversión en capital físico. No obstante, el término "capital físico" no se utiliza en la literatura financiero contable, y es inexistente en las normas internacionales de contabilidad y financieras, por lo que sería necesario una labor interpretativa para definir qué es capital físico.

La definición no aporta criterios claros, objetivos y determinantes para regular cuáles planta se podrían considerar nuevas y cuáles se deben de considerar como plantas existentes en caso de que por un evento de fuerza mayor o caso fortuito la planta se deba volver a construir.

Por el contrario, la definición da opción de pensar que a pesar de que una planta fue construida totalmente por haber sido destruida toda la obra civil anterior por evento de la naturaleza o cualquier otra causa de fuerza mayor o caso fortuito pueda no ser considerada nueva porque se encuentra en un terreno que fue utilizado por la planta siniestrada y por lo tanto, considerarse que ya participo en algún "proceso de producción de electricidad". Esto es aún más viable al no existir un concepto claro de qué es "capital físico".

- b) Ausencia de justificación técnica de la propuesta gramatical de planta nueva Además de que el término capital físico es inexistente o al menos inusual contable y financieramente, la Propuesta no justifica las razones por cuales se llega a esa fórmula gramatical, lo que hace a un más difícil entender si la metodología para plantas nuevas aplica a los generadores con plantas en situaciones como la mencionada, y si no es así, cuales son las razones técnicas que llevaron a la ARESEP a excluirlas, o al menos a no incluirlas momentáneamente mientras se desarrolla una metodología que se ajusta cien por ciento a su realidad. Esto último es de gran relevancia ya que precisamente en esta Propuesta, la ARESEP con el fin de no dejar por fuera la generación de energía eléctrica de otras fuentes, propone aplicar al menos transitoriamente e la metodología de plantas hidroeléctricas nuevas a centrales que generan a partir de otras fuentes no reguladas tarifariamente, mientras se promulga una metodología que se ajuste a su realidad.
- c) Todo lo anterior, genera incertidumbre y probablemente va a ocasionar que la ARESEP tenga que seguir interviniendo para decidir casuísticamente si una planta reconstruida en su totalidad por caso fortuito o fuerza mayor se considera nueva o no. Esto no solo es contrario a lógica de la propuesta que consiste en regular industrias y no empresas, sino que también atenta contra la seguridad jurídica del generador privado, pues no tiene certeza de que su nueva inversión va a ser reconocida en la tarifa.

Respuesta

En la posición 1.1 se da respuesta al tema planeado.

Posición 2.3. Justificación de porqué una planta hidroeléctrica que ha sufrido por un evento de fuerza mayor o caso fortuito, y a sido construida nuevamente, debe ser considerada como nueva.

Como a continuación se verá, existen criterios objetivos para considerar como nueva una planta hidroeléctrica que ha sido nuevamente construida para sustituir una planta que sufrió por caso fortuito o fuerza mayor.

Posición 3.1. Justificación contable

De acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 16 (NIC 16), que tiene como objetivo "... establecer el tratamiento contable aplicable al activo fijo, de forma que los usuarios de los estados financieros puedan conocer la información acerca de la inversión que la entidad tiene en activo fijo, así como los cambios que se hayan producido en dicha inversión", un bien se reconoce como elemento inmovilizado material (término equivalente a activo fijo a) cuando sea "probable que la entidad obtenga los beneficios económicos futuros derivados del mismo; y ... (b) el costo del activo para la entidad pueda ser valorizado con fiabilidad."

Otra de las definiciones que da la NIC 16 complementaria a la anterior, define inmovilizado material o activo fijo como aquellos "activos tangibles que: (a) posee una entidad para su uso en la producción o suministro de bienes y servicios, para arrendarlos a terceros o para fines administrativos; y (b) que se esperan usar durante más de un período".

Como se desprende de lo anterior, una planta hidroeléctrica es un activo fijo en tanto permite que el generador obtenga beneficios económicos de su operación que le permite producir un bien durante varios periodos, además su costo puede ser valorizado.

Cuando este activo fijo sufre un daño ocasionado por caso fortuito o fuerza mayor, ese dato puede ser de diferentes magnitudes. Para efectos del objeto de la Propuesta y de esta Posición, nos interesan los daños graves.

a. Retiro en libros

De acuerdo a las Normas Internacionales de Contabilidad, un bien considerado activo fijo deja de serlo cuando ya no puede generar beneficios económicos debido a que no puede ser usado para producir bienes.

Precisamente, cuando una planta hidroeléctrica sufre por causas de un evento que sea considerado caso fortuito o fuerza mayor, por lo mencionado, deja de ser un activo fijo al no poder generar beneficios económicos por no poder producir bienes. Al quedar el activo totalmente inutilizado debe darse su baja en los libros por dos razones:

La Norma Internacional de Contabilidad 36 (NIC 36) establece que la pérdida por deterioro es el monto en que excede el valor en libros de un activo o su monto recuperable. Al no haber valor recuperable, la pérdida es el 100% del valor en libros. La NIC 36 establece que el valor en libros de una partida de activo fijo se eliminará de las cuentas cuando se enajene o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su uso o enajenación. La destrucción del activo imposibilita la generación de beneficios futuros.

En estos casos la planta se retira de los libros contables.

b. Reversión de una pérdida por deterioro

Existen casos en donde el daño es igualmente grave a tal punto que deja la planta hidroeléctrica sin poder generar beneficios económicos, pero es posible recuperar algunos de los activos que la componen.

El valor recuperado de los activos no puede ser considerado como activo fijo y ni siquiera pueden ser considerados como un restablecimiento de la vida útil de la planta puesto que no constituyen por sí solos un grupo identificable de activos generadores de efectivo y son dependientes de otros activos o líneas de producción para generar tales beneficios económicos.

La inutilización de la planta por el evento clasificado caso fortuito o fuerza mayor no permite reutilizar el activo para producción, tampoco permite hacer cambios en las estimaciones utilizadas para determinar el importe recuperable del activo destruido, sino que siempre es declarado como pérdida total o casi. Por lo tanto en ningún momento es posible efectuar una reversión de la pérdida del activo fijo en los libros contables. La única forma de

restablecer las operaciones es mediante la construcción y adquisición de casi la totalidad de unidades de generadoras de beneficios que no participaron de la operación anterior y que han quedado inutilizadas por el evento caso fortuito o fuerza mayor.

c- La construcción de una nueva planta a un en el sitio donde se encontraba la otra contablemente es considerada como una planta nueva

En ambas situaciones anteriormente mencionadas, las NIC establecen que cuando un activo fijo (planta generadora de energía hidroeléctrica) ha dejado de generar beneficios económicos, aun cuando es posible rescatar algunos de sus activos y el generador decide reconstruirla, su reconocimiento en libros contables no se hará como una revaloración o recapitulación del antiguo activo ya que este desapareció, sino que se registra como un activo totalmente nuevo. Por lo tanto, contable y financieramente se trata de una planta nueva.

Justificación con base en la normativa de seguros: La normativa legal y técnica en materia de seguros siguen los lineamientos trazados por las NIC mencionados con anterioridad.

Cuando una planta hidroeléctrica ha sufrido un daño derivado de un evento calificado como caso fortuito o fuerza mayor, para efectos de seguro se considera pérdida total del activo fijo cuando los costos de su reparación son iguales o superiores al valor de los bienes inmediatamente antes de ocurrir el siniestro, lo que es coincidente con lo que establece la NIC 36 según ya se comentó.

No obstante, hay seguros que establecen un porcentaje de pérdida a partir del cual declaran la pérdida total como por ejemplo: http://www.sugese.fi.cr/polizas_servicios/generales/G06A08369_Proteccion_Hogar__Colones.pdf

Los contratos de seguro de obra civil terminada (plantas hidroeléctricas), según el cual se paga la indemnización del siniestro en plantas hidroeléctricas prevé esta regla de valoración de pérdidas en el **artículo 18** del producto registrado bajo el número **G06-44-A01-140** (http://www.sugese.fi.cr/polizas/generales/versiones_anteriores/g06-44*01_140_seguro_obra_civil_terminada_dolares.pdf).

Indica literalmente el artículo 18 inciso b, apartado iii de la póliza mencionada:

Art. 18 inciso v, apartado iii lo siguiente: "(...) Sin embargo, si los costos para un daño son iguales o superiores al valor de los bienes inmediatamente antes de ocurrir el siniestro, éste se ajustará según el precedente inciso b".

La misma regla se establece en la póliza de seguro que el INS tiene para todo tipo de construcciones en su artículo 22, página 17: (http://www.sugese.fi.ce/polizas_servisios/generales/G07-29-A01-023-VLCR_Seguro_Todo_Riesto_Construccion_Dolares.pdf)

Justificación con base en concepto de nuevo dado por la Real Academia Española

Según el Diccionario de la Real Academia, se entiende por "nuevo" algo:

1. *adj. Recién hecho o fabricado.*
2. *adj. Que se ve o se oye por primera vez.*
3. *adj. Repetido o reiterado para renovarlo.*
4. *adj. Distinto o diferente de lo que antes había o se tenía aprendido.*
5. *adi. Que sobreviene o se añade a algo que había antes.*
6. *adj. Recién incorporado a un lugar o a un grupo. Es nuevo en el colegio.*
7. *adi. Principiante en una profesión o en alguna actividad.*
8. *adj. Dicho de un producto agrícola: De cosecha recentísima, en Posición al almacenado de cosechas anteriores. Patatas nuevas Trigo nuevo Maíz nuevo.*
9. *adj. Dicho de una cosa: Que está poco o nada deteriorada por el uso, por Posición a viejo...."*

Conforme a las anteriores definiciones, una construcción de una planta hidroeléctrica puede ser calificada de "nuevo" cuando está "recién hecho..." independientemente si ahí existió otro proyecto igual o similar, o si se está reconstruyendo.

Como se desprende del concepto 9, la diferencia entre algo "viejo" y algo «nuevo" tiene que ver con el tiempo y el uso que se le ha dado al objeto. Según la definición, algo nuevo es una cosa que tiene poco uso o está poco deteriorado por su uso.

De esta manera, es fácilmente identificable como los conceptos dados en materia entable de seguros y lingüística, son coincidentes, ya que cuando un activo fijo afectado por un evento considerado como fuerza mayor o caso fortuito deja de generar beneficios económicos futuros y su valor de restitución es igual o más alto es declarado pérdida total y por lo tanto retirado de los libros contables por lo que deja de existir contablemente. Si se construye un activo fijo similar al destruido, este no puede ser considerado ni contable, ni en materia de seguros ni por la Real Academia, como algo viejo, sino que es nuevo porque según esta última hasta recién hecho y tiene poco uso o deterioro.

Posición 4. Modificaciones a la Propuesta

Consideramos que los inconvenientes anteriormente señalados de la Propuesta se pueden solucionar haciendo las siguientes modificaciones a la definición de planta nueva.

Posición 4.1. Sustituir el término "capital físico"

Hay amplio consenso en la literatura económica sobre la definición de "capital" y "activo fijo" o "inmovilizado material". Sin embargo, no encontramos una definición oficial o unívoca de "capital físico". Es posible que ARESEP considere que capital es sinónimo de activo fijo. Sin embargo, no es claro que significa capital físico al no encontrarse referencias claras en la literatura ni en las normas contables y financieras, por lo que resulta en un concepto indeterminado que le resta claridad y precisión a la definición de "planta nueva". Por consiguiente, para reducir el ámbito de subjetividad e indeterminación sugerimos sustituir el término capital físico por "activo fijo" que sí se encuentra claramente definido por normas contables.

De conformidad con la norma NIC 16, un activo se considera un activo fijo si cumple con dos criterios: i) le permite a la entidad obtener beneficios económicos futuros derivados de sí mismos, ii) su costo puede ser valorizado con fiabilidad.

Respuesta

En la posición 1.1 se consigna respuesta al tema planeado.

Posición 4.2.

Incluir criterios contables para determinar si una planta reconstruida por caso fortuito o fuerza mayor es nueva o existente para efectos de fijar la tarifa para la venta de energía al ICE.

Si un activo fijo como lo es una planta de generación hidroeléctrica por caso fortuito o fuerza mayor queda totalmente inutilizado para generar beneficios económicos futuros, de conformidad con la NIC 36 deja de ser un activo y debe darse de baja en los libros por varias razones:

- La pérdida por deterioro es el monto en que excede el valor en libros de un activo a su monto recuperable. Al no haber valor recuperable, la pérdida es al 100 % del valor en libros.
- La destrucción del activo imposibilita la generación de beneficios futuros desaparecer físicamente como unidad productiva.
- Debido a la destrucción del activo, se declara como pérdida total. Impidiendo la posibilidad de hacer reversión de la pérdida.

Consideramos que utilizar un criterio contable como principal criterio de decisión para determinar si una planta que se construye después de haberse afectado totalmente una planta de generación de energía por un hecho considerado caso fortuito fuerza mayor es nueva o no, es lo suficientemente preciso y apropiado para tomar la decisión por lo siguiente:

- Es un criterio objetivo definido por normas internacionales aceptadas y aplicadas globalmente, y son la base para otras normas como en el caso de seguros. Esto reduce el margen de interpretación e indeterminación que pueden generar otros criterios.

- Si se declara la pérdida total, el siguiente bien necesariamente va a ser nuevo. Esto también implica que dicho bien cuenta con financiamiento independiente.
- Se evita definir un porcentaje de pérdida, siguiendo el criterio de la norma, que dice simplemente si el bien está disponible para seguir generando beneficios futuros o no. Si no lo está se dará baja en libros, y lo que se haga después con el será otro bien, que será valorizado y registrado como algo independiente en libros, y también se depreciará como si fuera un bien independiente.

Respuesta

En la posición 1.1 se da respuesta al tema planeado.

Posición 4.3.

La inclusión de una definición de planta nueva que abarque aquellas plantas de generación de energía hidroeléctrica que han sido construidas posterior a un hecho considerado caso fortuito o fuerza mayor, debe incluirse en la metodología para cumplir con los preceptos de la Ley.

Si bien es cierto la metodología de plantas hidroeléctricas nuevas se pensó originalmente para incentivar la inversión nueva, consideramos que la inclusión de lo anteriormente comentado no riñe con ese objetivo, y por el contrario, al no existir una metodología específica para estas plantas, se estaría causando un grave perjuicio no solo a los generadores en esa situación, sino también al interés público y al servicio público.

1. Como se ha visto, una planta hidroeléctrica construida posterior a un evento de caso fortuito o fuerza mayor es contable, económica y financieramente una planta nueva. Aplicarle la metodología de plantas existentes no sólo no se justifica y es contrario a las reglas de la ciencia y técnica representadas en este caso por las normas contables y financieras citadas, sino que torna imposible una inversión de este tipo.
2. Al salir de operación una planta hidroeléctrica por hechos considerados caso fortuito o fuerza mayor, se ve afectada la oferta eléctrica y por lo tanto el servicio público. La actividad de generación de energía eléctrica es de interés público, por lo que la restitución de la planta siniestrada también debe ser considerada de interés.
3. Si bien la nueva planta está sustituyendo otra, en sentido contable financiero, es una nueva inversión, comparable con las inversiones que se buscan incentivar con la metodología de plantas nuevas.
4. Es claro que ese objetivo inicial se a visto superado y debido a la realidad que vive el país, existe interés del sector público y privado de incentivar la generación de energía de fuentes renovables en general, al punto que la Propuesta propone aumentar el alcance de la metodología para plantas nuevas, plantas que generen energía eléctrica a partir de otras fuentes y que actualmente no haya metodología que las regule. Consideramos que entonces, con mucha mayor razón, la ARESEP debe incluir en su Propuesta la situación de plantas hidroeléctricas que se han construido debido a hechos de caso fortuito o fuerza mayor que destruyeron la anterior planta, a partir de criterios objetivos como los señalados.

Por último, se propone la siguiente redacción para la definición de “plantas nuevas”.

“Se entiende por planta nueva, aquella cuya inversión en activo fijo no ha sido utilizado aún en ningún proceso de producción de electricidad. En consecuencia, las plantas nuevas por definición no podrían haber generado energía que fuera vendida en el marco de algún contrato de compraventa de electricidad o para fines de autoconsumo.

Cuando una planta existente haya sido afectada por un hecho considerado como caso fortuito o fuerza mayor al punto que el activo fijo o inmovilizado material no pueda generar beneficios económicos al generador y que tenga que ser retirado de los libros de acuerdo con las normas internacionales de contabilidad, y que esto motive la construcción de una nueva planta para la producción de electricidad, ésta será considerada una planta nueva y por lo tanto se le aplicará toda la normativa que como tal regula esta resolución”.

Respuesta

En la posición 1.1 se da respuesta al tema planeado.

Posición 5 Observaciones específicas para la metodología tarifaria de referencia para plantas de generación hidroeléctricas nueva.**Posición 5.1. Costos de explotación.**

La Propuesta sugiere modificar la metodología para que en lugar de la regresión exponencial se utilice la mejor función que relacione la capacidad instalada con el costo de explotación.

Observaciones:

- a) Este cambio va a generar un ajuste negativo en la tarifa por cambio de metodología, tal como se analiza en el oficio DEN-237-2012, página 61:

"Es importante señalar que la regresión que se debería de utilizar es la que mejor se ajuste a la curva según la información disponible que en escaso la potencial, la cual tiene un R2 de 72,56% contra un R2 de 59,32% de la regresión exponencial. Con la ecuación de la regresión potencial el costo de explotación sería de \$174,85 en lugar de los \$216,08 que da como resultado utilizar la regresión exponencial, en la banda tarifaria esto se refleja en una variación de entre un once y un seis por ciento más. A pesar de esto se utiliza la regresión exponencial pues así se indica en la resolución RJD-152-2011".

La ARESEP va a generar un claro perjuicio a los proveedores del servicio por este ajuste que era conocido por el regulador al definir las bandas tarifarias y que no fue corregido en la fijación inicial.

- b) El ajuste va a ser discrecional del analista y se pierde la objetividad que existe actualmente en la metodología tarifaria. Si decide mantenerse este cambio sin especificar la curva a utilizar, se debe establecer con claridad los procedimientos que va a seguir el analista para determinar la curva de mejor ajuste, es decir el criterio que se va a utilizar para seleccionar la curva, las curvas que se van a evaluar por ejemplo.

Respuesta

La información disponible para la actualización de los costos de explotación en función de la capacidad instalada y los costos de explotación puede variar de una fijación tarifaria a otra, asimismo, la cantidad de información con que se cuenta para el cálculo, por lo que no es adecuado especificar a priori la forma funcional o curva que mejor ajuste la relación entre capacidad instalada y costos de explotación. De igual manera, tal como lo establecen los procedimientos estadísticos y econométricos el coeficiente de determinación es solo un indicador del grado de ajuste de la variable independiente a las variables dependientes, sin embargo, el que este coeficiente sea cercano a uno no es un indicador exclusivo del mejor ajuste, es necesario descartar otros problemas clásicos de los modelos de regresión para poder emplear los resultados del modelo en estimaciones puntuales. En este sentido, se establece en la presente metodología que se empleará la curva que mejor ajuste presente en términos del modelo de regresión resultante.

El que algunos cálculos queden abiertos a cierta discrecionalidad por parte de técnicos, por el tipo de información que se cuenta o por la variabilidad de la misma, por un lado no exime a estos a que los mismos deben estar muy bien justificados a la hora de aplicar el modelo y calcular la tarifa, y por otro no impide su revisión por parte de los interesados, toda vez que el informe técnico con los mismos se somete al proceso de audiencia pública, mediante la cual se puede opinar sobre los cálculos efectuados.

Posición 5.2.

La metodología no define la fuente de información que se va a utilizar para determinar las referencias de costos, es decir el proveedor de la información de los datos de los costos de explotación para la muestra de plantas hidroeléctricas del país. Debe aclararse estas fuentes de información.

La metodología debe establecer únicamente capacidades que sean representativas para el análisis. Claramente en la muestra que se utilizó para la fijación de bandas tarifarias vigente, proyectos con capacidades superiores a 60 MW tienen beneficios de escala y menores costos de explotación por MW que no son posibles en proyectos con capacidades menores a los 20 MW.

La muestra utilizada no es representativa para el análisis de las centrales de limitada capacidad de conformidad como se define en la ley 7200, es decir proyectos cuya capacidad no sobrepase los 20 MW y es importante que la metodología limite las referencias a proyectos que similares a los autorizados por la ley y para los cuales se definen las metodologías genéricas.

Respuesta

La exclusión de valores extremos por costos de explotación se realizará por monto de 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.

Posición 6. Observaciones generales para la rentabilidad sobre los aportes de capital**Posición 6.1. Tasa libre de riesgo**

La metodología debe establecer con claridad el plazo del bono que se va utilizar para determinar la tasa libre de riesgo. Si para el análisis se están considerando 20 años de vida económica del proyecto, el bono que debería utilizarse debería ser consecuente con este plazo y utilizarse la referencia de 20 años.

Respuesta

Se considera correcto que el instrumento a utilizar para la tasa libre de riesgo es la TCMNOM, sin embargo, el periodo de maduración del instrumento se deja sujeto al mismo periodo de maduración empleado por el Profesor Damodaran en el caso para estimar la prima por riesgo, de manera que el cálculo del Costo del capital (CAPM) sea consistente. Esto aplica exclusivamente para las fijaciones que utilicen Damoran como fuente para obtener el CAPM.

Posición 6.2. Extensión de la serie histórica, frecuencia de las observaciones y proyectos

La metodología establece lo siguiente:

“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). En el caso de que, para alguno(a)s de las variables citadas, no sea posible para ARESEP contar con una serie histórica reciente que complete 5 observaciones anuales, se utilizará la serie histórica menor a 5 años igual para todas las variables”

Observaciones:

El texto no es claro y entendemos que se trata de tomar un promedio simple de 60 observaciones mensuales de los últimos 5 años. Si la metodología únicamente va a considerar 5 observaciones, esta muestra de datos es insuficiente para algunas variables y puede generar cambios abruptos en la tarifa, que pueden generar perjuicios importantes al consumidor o afectar el equilibrio financiero de las entidades prestatarias del servicio, por condiciones temporales en el entorno. En nuestro criterio:

- La muestra de 60 datos es válida para la tasa libre de riesgo y para la prima por riesgo. Existen datos mensuales y suficiente información pública que permite disponer de esta información.
- El beta desapalancado de Damoradan ya considera 5 años de observaciones mensuales, de manera que se debe tomar la última referencia publicada. En general los betas que se publican normalmente consideran promedios de 5 años y es información que está disponible.
- En el caso de la prima por riesgo país Damoradan publica una o dos referencias anuales. Para este caso, si se decide mantener esta fuente, la cantidad de información va a ser limitada.

Se puede utilizar una metodología diferente que permita determinar la prima de la tasa libre de riesgo de un bono costarricense con el bono del tesoro. En este caso podría disponerse de suficiente información histórica para trabajar con un promedio de 60 observaciones.

Respuesta

La presente propuesta metodológica sigue los criterios que la teoría establece en términos del enfoque regulatorio por tasa de retorno y, particularmente, en lo que al cálculo del CAPM se refiere. Los datos que se emplean son utilizados y tomados directamente de Damodaran como fuente de información, sin modificar tales valores. Los promedios estimados para las variables que entran en el cálculo del CAPM pretenden considerar una tasa de retorno para un periodo de tiempo que se considera adecuado.

Se emplean valores anuales para estimar el promedio, y corresponden a los valores observados para los 5 años anteriores a la fijación tarifaria.

Posición 6.3. Fuentes de información

Observaciones:

- a) Damoradan o Ibbotson son fuentes de información muy amplias que tienen que delimitarse y justificarse para cada una de las variables: prima por riesgo, prima por riesgo país y beta desapalancada. A manera de ejemplo, para los betas, la metodología no especifica la industria que se va a utilizar, que se entiende es la de electricidad. Tampoco se aclara si el beta que se utiliza es la global o la de alguna región o país que publica Damoradan. Tampoco se aclara si la fuente de beta desapalancada tiene o no un ajuste por efectivo, como se determina en Damoradan.

En el caso de Ibbotson, para el beta se debe especificar el SIC a utilizar y el beta desapalancado que se tomaría (la media, la de empresas grandes o pequeñas).

Es recomendable que la fuente de información sea precisa y que el regulador aclare las razones por las que se utilizan las referencias.

Esta falta de precisión no permite realizar simulaciones ni entender variaciones históricas con precisión. Es recomendable que ARESEP facilite al público información de estas referencias históricas para revisar la integridad de la información utilizada.

- b) Damoradan es una referencia que puede contener errores de cálculo como lo advierte el autor (http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datacavear.htm).

ARESEP debe verificar los cálculos realizados y validar que son correctos en especial cuando se dan variaciones importantes entre fijaciones tarifarias. Por ejemplo se han identificado en el cálculo de los betas inconsistencias en las referencias publicadas por Damoradan y que deben analizarse cuidadosamente.

Respuesta

La presente propuesta metodológica sigue los criterios que la teoría establece en términos del enfoque regulatorio por tasa de retorno y, particularmente, en lo que al cálculo del CAPM se refiere. Los datos que se emplean son utilizados y tomados directamente de Damodaran como fuente de información, sin modificar tales valores. Los promedios estimados para las variables que entran en el cálculo del CAPM pretenden considerar una tasa de retorno que de corto plazo congruente con la información anual presentada en el caso particular de Damodaran.

Es necesario y pertinente que la propuesta metodológica considere que, la selección de la fuente de información financiera a utilizar para el cálculo del CAPM y las variables que lo componen (Prima por riesgo (PR), Riesgo país (RP) y Beta desapalancada (bd)) se podrá obtener de la información publicada ya sea por el Dr. Aswath Damodaran o, alternativamente, del "Ibbotson® Cost of Capital Yearbook". Dejando abierta la posibilidad de que si alguna de estas fuentes dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea pública y confiable. Esto permite emplear la fuente de información financiera que refleje más adecuadamente el sector que se tarifa.

Lo anterior, siempre y cuando se justifique y argumente la razón técnica para ello. En cada fijación, es deber de la ARESEP presentar la justificación técnica sobre la selección de la fuente de información a utilizar, de conformidad con la Ley General de Administración Pública, y el valor del índice a emplear para que sea de conocimiento de todos los actores involucrados.

Si bien el Ibbotson, así como otras fuentes de información rigurosa y fiable que desarrollan y presentan información requerida para el cálculo del CAPM son de pago, la ARESEP pondrá disposición la información que se utilice en cada fijación tarifaria para que sea de conocimiento público. Tal y cómo se presenta en la metodología en el caso de emplear el Ibbotson se indica que será el valor puntual para el CAPM.

Posición 7. Aspectos omitidos en la metodología que deben ser incorporados

Nuevas inversiones que realiza el prestatario del servicio

Los modelos tarifarios para el sector electricidad no reconocen ni definen los costos que se van a reconocer al prestatario del servicio por servicios ambientales, que es uno de los aspectos y criterios que debe contemplar la

fijación de tarifas de los servicios públicos (Ley 7593, artículo 31): De igual manera, al fijar las tarifas de los servicios públicos, se deberán contemplar los siguientes aspectos y criterios, cuando resulten aplicables:

- a) Garantizar el equilibrio financiero.
- b) El reconocimiento de los esquemas de costos de los distintos mecanismos de contratación de financiamiento de proyectos, sus formas especiales de pago y sus costos efectivos; entre ellos, pero no limitados a esquemas tipo B: (construya y opere, o construya, opere y transfiera, BOO), así como arrendamientos operativos y/o arrendamientos financieros y cualesquiera otros que sean reglamentados.
- c) La protección de los recursos hídricos, costos y servicios ambientales.

Este tema ha sido reconocido por el Regulador como un elemento que es parte integral de las metodologías y las fijaciones tarifarias. Sin embargo se sigue postergando esta definición afectando al prestatario. Es necesaria esta definición y debe ser parte integral del análisis que se está realizando de las diferentes metodologías porque el no hacerlo afecta la calidad del servicio que puede ofrecer el prestatario o su equilibrio económico.

Respuesta

Los temas planteados en la presente posición se encuentran fuera del alcance de la propuesta metodológica sometida a audiencia. Sin embargo, son tomados en cuenta y se revisará su pertinencia en futuras modificaciones metodológicas.

13. Instituto costarricense de Electricidad (ICE), representada por el señor Luis Enrique Pacheco Morgan, cédula de identidad 1-462-902 gerente de electricidad con facultades de apoderado generalísimo.

Posición 1.

Solicita definir el plazo de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América utilizados en la fuente de información de la variable tasa libre de riesgo (K1), manifiesta que no se indica el plazo, es decir, 5 años, 10 años o 20 años. La dirección de internet: "<http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>", no permite el vínculo directo a la información de la tasa libre de riesgo (K1), además la página presenta diferentes opciones de plazo y tipo de bonos, lo cual da libertad para diferentes interpretaciones. Dado lo anterior solicita establecer la dirección de Internet e indicar la página y los pasos que se deben de seguir de tal forma que permita llegar de manera directa a la información indicada y sin dar lugar a interpretaciones.

Respuesta

Se considera correcto que el instrumento a utilizar para la tasa libre de riesgo es la TCMNOM, mismo que aparece en la dirección electrónica consignada. Sin embargo, el periodo de maduración del instrumento se deja sujeto al mismo periodo de maduración empleado por el Profesor Damodaran en el caso para estimar la prima por riesgo, de manera que el cálculo del Costo del capital (CAPM) sea consistente. Esto aplica exclusivamente para las fijaciones que utilicen Damodaran como fuente para obtener el CAPM.

Posición 2.

Manifiesta que la dirección de Internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamadar>, direcciona a una página donde aparecen diferentes opciones de prima de riesgo (PR) y de beta, siendo poco flexible y difícil de ubicar la información. Solicita que para el caso de la información de prima de riesgo (PR) que se obtiene del Dr. Aswath Damodaran, mostrar la página e indicar los pasos a seguir para poder ubicar los índices señalados.

Respuesta

Se acepta parcialmente la posición en el sentido de especificar en mayor medida como identificar la prima por riesgo a emplear en cualquiera de las fuentes de información indicadas para este propósito. Se aclara que en el caso del Profesor Damodaran los valores para la prima por riesgo están dados y lo que se propone es utilizar un promedio del valor anual observado para los últimos 5 años anteriores a la fijación tarifaria.

La metodología es clara en indicar la fuente de donde se obtiene la información. En caso de emplear Damodaran como fuente de información, se considera dejar el vínculo al sitio web y no una dirección electrónica particular, dado esta última puede cambiar o modificarse con el paso del tiempo. Se aclara que se emplea la variable denominada Implied Premium (FCFE).

Posición 3.

Indica que la fuente alternativa utilizada para la variable prima de riesgo (PR) del "Ibbotson cost of capital Yearbook, no es de acceso libre pues establece un pago para su adquisición, por lo que no se tiene acceso para corroborar la información indicada. Debido a esto solicita que la ARESEP ponga a disposición de los interesados la información con el fin de que el trámite sea transparente y todos los implicados en el proceso tengan a la disposición la información necesaria para establecer las variables de manera precisa.

Respuesta

Es necesario y pertinente que la propuesta metodológica considere que la selección de la fuente de información financiera a utilizar para el cálculo del CAPM y las variables que lo componen (Prima por riesgo (PR), Riesgo país (RP) y Beta desapalancada (bd)) se podrá obtener de la información publicada ya sea por el Dr. Aswath Damodaran o, alternativamente, del "Ibbotson® Cost of Capital Yearbook". Dejando abierta la posibilidad de que si alguna de estas fuentes dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea pública y confiable. Esto permite emplear la fuente de información financiera que refleje más adecuadamente el sector que se tarifa.

Lo anterior, siempre y cuando se justifique y argumente la razón técnica para ello. En cada fijación, es deber de la ARESEP presentar la justificación técnica sobre la selección de la fuente de información a utilizar, de conformidad con la Ley General de Administración Pública, y el valor del índice a emplear para que sea de conocimiento de todos los actores involucrados.

Si bien el Ibbotson, así como otras fuentes de información rigurosa y fiable que desarrollan y presentan información requerida para el cálculo del CAPM son de pago, la ARESEP pondrá a disposición la información que se utilice en cada fijación tarifaria para que sea de conocimiento público.

Posición 4.

Solicita ampliar el periodo histórico para obtener los diferentes promedios de las variables utilizadas en el cálculo de la tasa libre de riesgo (Kl) y la prima por riesgo (PR), así como, determinar fuentes de información que dispongan de series históricas de datos de 10 años o más. Manifiesta que actualmente la ARESEP no cuenta con fuentes de información que contengan series históricas de datos mayores a 5 años, lo que podría estar sesgando la información, provocado por una etapa específica de los ciclos económicos. Estos sesgos tienden a reducirse al emplear periodos más extensos. Según lo anterior y dado que los datos promedios históricos de las variables como prima de riesgo, beta y riesgo país son indicativos para estimar los rendimientos esperados, indica que se considera conveniente utilizar un periodo de 10 años o más.

Respuesta

La presente propuesta metodológica sigue los criterios que la teoría establece en términos del enfoque regulatorio por tasa de retorno y, particularmente, en lo que al cálculo del CAPM se refiere. Los datos que se emplean son utilizados y tomados directamente de Damodaran como fuente de información, sin modificar tales valores. Los promedios estimados para las variables que entran en el cálculo del CAPM pretenden considerar una tasa de retorno que de mayor estabilidad a los actores involucrados pues minimiza posibles cambios abruptos en el muy corto plazo.

Se emplean valores anuales para estimar el promedio, y corresponden a los valores observados para los 5 años anteriores a la fijación tarifaria.

Posición 5.

Aclarar el concepto de apalancamiento financiero y la fórmula de cálculo del mismo que se indican en las 5 metodologías. Manifiesta que según indica la versión propuesta, la fórmula (Relación deuda y capital propio) (D/K_p) se expresa como $D/K_p = Y/1-Y$, donde Y es el apalancamiento financiero.

Respuesta

El apalancamiento se refiere a la relación deuda respecto a los aportes de capital propio.

Posición 6. A la Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas, aprobada mediante la Resolución RJD-152-2011, del 10 de agosto de 2011, y publicada en La Gaceta N.º 168 del 01 de setiembre de 2011, y modificada mediante las Resoluciones RJD-161-2011, del 26 de octubre de 2011, publicada en La Gaceta N.º 230 del 30 de noviembre de 2011 y RJD-013- 2012 del 29 de febrero de 2012, publicada en La Gaceta N.º 74 del 17 de abril de 2012.

Posición 6.1.

Manifiesta que la Autoridad Reguladora al modificar el alcance de esta metodología, establece que puede ser utilizada para; además de compraventas nuevas que generen mediante una fuente hidroeléctrica, compraventas de energía provenientes de plantas nuevas que produzcan con fuentes no convencionales, para los cuales no exista aún una metodología tarifaria específica. Por ello se puede inferir que compraventas privadas que generen con residuos sólidos y con un sistema fotovoltaico, al ser no convencionales, se les puede aplicar esta metodología. Asimismo, indica que no queda claro a qué se refiere la ARESEP cuando plantea que dichas plantas no convencionales se les estimaría la banda tarifaria estimada mediante esta metodología, sin considerar la estructura estacional.

Dado lo anterior solicita:

a. Aclarar si la banda estimada en esta metodología será la misma para las compraventas privadas no convencionales o si solamente se utiliza la metodología para establecer la banda tarifaria según el tipo de compraventa privada no convencional.

Respuesta

Se aclara que la banda de precios establecida en aplicaciones a la metodología RJD-152-2011, será la misma para las compraventas privadas con fuentes no convencionales, sin la estructura estacional. No es correcto concluir que la metodología se podrá aplicar con datos específicos para una empresa o fuente en particular.

b. Determinar la estructura estacional que se utilizaría en el caso de las compraventas privadas no convencionales y definir si se publicará una estructura estacional para cada compraventa privada no convencional o si se calcularía una tarifa plana.

Respuesta

Los cambios incluidos en este documento amplían el alcance, con el objetivo, que de manera transitoria se aplique la banda de precios resultante para plantas hidroeléctricas nuevas a fuentes no convencionales. Lo anterior, pretende dar una opción a los nuevos inversionistas con fuentes renovables y no convencionales de energía, como la energía solar y la energía generada a partir de desechos sólidos, para realizar y promover inversiones en este tipo de fuentes, al mismo tiempo que la ARESEP trabaja en la elaboración de las metodologías particulares para generación solar y mediante desechos sólidos. Las metodologías resultantes considerarán las condiciones y características particulares de cada fuente particular. Lo que se utilizaría es la banda tarifaria de plantas hidro, no su estructura.

Posición 6.2.

Manifiesta que es acertado por parte de la ARESEP establecer que se utilice una regresión de mejor ajuste para el cálculo de los costos de explotación, dado que el comportamiento de los datos no va a ser siempre de forma exponencial. Solicita especificar el criterio técnico que utilizará la ARESEP para definir la regresión de mejor ajuste.

Respuesta

La información disponible para la actualización de los costos de explotación en función de la capacidad instalada y los costos de explotación puede variar de una fijación tarifaria a otra, asimismo, la cantidad de información con que se cuenta para el cálculo, por lo que no es adecuado especificar a priori la forma funcional o curva que mejor ajuste la relación entre capacidad instalada y costos de explotación. De igual manera, tal como lo establecen los procedimientos estadísticos y econométricos el coeficiente de determinación es solo un indicador del grado de ajuste de la variable independiente a las variables dependientes es necesario descartar otros problemas clásicos de los modelos regresión para poder emplear los resultados del modelo en estimaciones puntuales. En este sentido, se establece en la presente metodología que se empleará la curva que mejor ajuste presente en términos del modelo de regresión resultante.

El que algunos cálculos queden abiertos a cierta discrecionalidad por parte de técnicos, por el tipo de información que se cuenta o por la variabilidad de la misma, por un lado no exime a estos a que los mismos deben estar muy bien justificados a la hora de aplicar el modelo y calcular la tarifa, y por otro no impide su revisión por parte de los interesados, toda vez que el informe técnico con los mismos se somete al proceso de audiencia pública, mediante la cual se puede opinar sobre los cálculos efectuados.

Posición 6.3.

Manifiesta que con respecto al plazo de la deuda (d) y plazo del contrato la ARESEP plantea que la vida económica del proyecto es de 20 años (que es igual al plazo máximo de los contratos según la Ley 7200), lo cual es únicamente para efectos tarifarios, dado que la vida útil de la planta es de 40 años y el generador privado tiene la posibilidad de seguir recibiendo flujos de efectivo durante otros 20 años. Para ello se hace una renovación de contrato con el ICE de acuerdo con la tarifa establecida por el Ente Regulador en donde se reconocen los 20 años restantes de vida útil. Con base en lo anterior solicita:

- a- Hacer la aclaración de que una vez transcurrido los 20 años de contrato permitidos por ley, el generador mantiene la propiedad de la planta pudiendo disponer de ella a su conveniencia, incluyendo la posibilidad de suscribir un nuevo contrato hasta por otros 20 años, por lo cual se debe reconocer un valor de rescate a la planta al finalizar el contrato.
- b- Revisar el criterio de establecer la vida económica igual al plazo del contrato.

Respuesta

Una vez que las plantas comiencen a generar se aplica la metodología para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas, considerando lo que el Por Tanto I. punto f. referente al Plazo de la deuda (d) y plazo del contrato, indica respecto al riesgo que asume el inversionista de la no renovación del contrato si es menor a 20 años. (...) "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.

La duración del contrato de compra-venta de energía utilizada en el modelo para el cálculo de las tarifas es de 20 años, que es el máximo permitido por la ley. Si el ICE contratara la compra de energía por un lapso menor que 20 años, el inversionista estaría asumiendo el riesgo de no ser contratado posteriormente. Ese riesgo se reduce, en la medida en que se avance en los procesos de apertura del mercado eléctrico nacional y de creación del mercado eléctrico regional." (...).

Por otra parte, tal y como se indica en la metodología para generadores privados existentes que firmen un nuevo contrato, una vez que se renueve o suscriban contratos nuevos se aplicaría la tarifa establecida en la metodología de plantas para plantas existentes.

Posición 6.4.

Manifiesta que en la aplicación e indexación de las metodologías de fijación de tarifas de generación privada, se han venido utilizando diferentes índices de precios en cuanto a la actualización de montos de inversión, por lo que no ha habido consistencia. Es acertado el hecho de que la ARESEP estandarice el índice de actualización del monto de inversión en activos fijos. Sin embargo, indica que es necesario que dicho índice de precios sea específico y se defina en cada una de las metodologías de generación privada de acuerdo con el tipo de activo fijo que se actualice, de manera que no se preste a interpretaciones por parte de los diferentes actores al momento de su aplicación. Dado lo anterior solicita que la ARESEP defina el índice de precios específico que se utilizaría para la actualización del monto de inversión en activos fijos, según la metodología correspondiente.

Respuesta

Es necesario y pertinente que la propuesta metodológica considere que, la actualización del monto de inversión, podrá hacerse mediante la selección de un índice representativo del sector, siempre y cuando medie la razón técnica para ello. Lo anterior, puesto que en el pasado se han identificado índices que de forma más precisa representan la evolución y el comportamiento del sector para efectos de indexación por lo que se considera necesaria dejar abierta la posibilidad de incluir en las actualizaciones nuevos índices que de manera congruente y precisa reflejen en mejor medida las características del sector. En cada fijación, en caso de que el índice respectivo se haya modificado, es deber de la ARESEP presentar la justificación técnica, de conformidad con la Ley General de Administración Pública, y el valor del índice a emplear para que sea de conocimiento de todos los actores involucrados.

Posición 7. Al “Modelo y estructura de costos de una planta de generación de electricidad con biomasa distinta de bagazo de caña de azúcar y su fórmula de Indexación” aprobada mediante la Resolución RJD-162-2011 del 09 de noviembre 2011 y publicada en La Gaceta N.º 233 del 05 de diciembre 2011

Posición 7.1.

La Autoridad Reguladora al modificar el alcance de esta metodología, establece: "...y para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas generadoras de electricidad con fuentes biomásicas privadas nuevas con condiciones similares a las que establece el Capítulo 1 de la Ley 7200...". Dado lo anterior, solicita aclarar que se entiende por condiciones similares; ya que el concepto es muy amplio y puede interpretarse según la conveniencia de los diferentes generadores privados.

Respuesta

Se refiere a las condiciones establecidas en la Ley 7200.

Posición 7.2.

Manifiesta que en la metodología propuesta se cita "...La actualización del monto de inversión en activos fijos que conforma la base tarifaria, se realizará utilizando un índice de precios representativo...". Indica que al respecto es importante señalar que un índice representativo es ambiguo y la selección del mismo dependerá de los criterios técnicos que utilice el generador para su estimación. Estos criterios pueden diferir de acuerdo a la visión que se tenga del mismo. Dado lo anterior solicita que la ARESEP defina el índice de precios específico que se utilizaría para la actualización del monto de inversión en activos fijos, según la metodología correspondiente.

Respuesta

Es necesario y pertinente que la propuesta metodológica considere que, la actualización del monto de inversión, podrá hacerse mediante la selección de un índice representativo del sector, siempre y cuando medie la razón técnica para ello. Lo anterior, puesto que en el pasado se han identificado índices que de forma más precisa representan la evolución y el comportamiento del sector para efectos de indexación por lo que se considera necesaria dejar abierta la posibilidad de incluir en las actualizaciones nuevos índices que de manera congruente y precisa reflejen en mejor medida las características del sector. En cada fijación, en caso de que el índice respectivo se haya modificado, es deber de la ARESEP presentar la justificación técnica, de conformidad con la Ley General de Administración Pública, y el valor del índice a emplear para que sea de conocimiento de todos los actores involucrados.

Posición 8. Al "Modelo para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólica nuevas", aprobada mediante la Resolución RJD-163-2011, del 30 de noviembre de 2011, y publicada en La Gaceta N° 245 del 21 de diciembre de 2011".

Posición 8.1

Manifiesta que en la metodología propuesta se cita: “el valor del apalancamiento financiero se utiliza para estimar la relación entre deuda y capital propio, la cual es parte de la fórmula del beta apalancado que se define posteriormente. El cálculo se realizará de conformidad con el punto b.4 siguiente”. Solicita que en este punto se aclare el concepto de apalancamiento financiero y la ecuación de cálculo.

Respuesta

La metodología es clara en definir el apalancamiento financiero como la relación entre el nivel de endeudamiento y capital propio.

Posición 8.2.

Manifiesta que en la metodología propuesta se cita "La actualización del monto de inversión en activos fijos que conforma la base tarifaria, se realizará utilizando un índice de precios representativo...". Indica que al respecto es importante señalar que un índice representativo es ambiguo y la selección del mismo dependerá de los criterios técnicos que utilice el generador para su estimación. Estos criterios pueden diferir de acuerdo a la visión que se tenga del mismo. Dado lo anterior solicita que la ARESEP defina el índice de precios específico que se utilizaría para la actualización del monto de inversión en activos fijos, según la metodología correspondiente.

Respuesta

Se considera necesario y pertinente que la propuesta metodológica considere que la actualización del monto de inversión, podrá hacerse mediante la selección de un índice representativo del sector, siempre y cuando medie la razón técnica para ello. Lo anterior, puesto que en el pasado se han identificado índices que de forma más precisa representan la evolución y el comportamiento del sector para efectos de indexación por lo que se considera necesaria dejar abierta la posibilidad de incluir en las actualizaciones nuevos índices que de manera congruente y precisa reflejen en mejor medida las características del sector. En cada fijación, en caso de que el índice respectivo se haya modificado, es deber de la ARESEP presentar la justificación técnica, de conformidad con la Ley General de Administración Pública, y el valor del índice a emplear para que sea de conocimiento de todos los actores involucrados.

Posición 9. A la "Metodología según la estructura de costos típica de una planta modelo de generación de electricidad con bagazo de caña para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad y su fórmula de indexación", aprobada mediante la Resolución RJD-004-2010 del 26 de abril de 2010 y publicada en La Gaceta N.º 98 del 21 de mayo de 2010.

Posición 9.1.

Manifiesta que el alcance propuesto por la Autoridad Reguladora deja abierto la opción para que otra empresa distribuidora pueda comprar electricidad a empresas que generen energía mediante bagazo de caña. Dado lo anterior, solicita aclarar a qué se refiere la ARESEP cuando establece que esta metodología es aplicable a "aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas generadoras de electricidad con bagazo de caña en condiciones similares a la que establece el Capítulo 1 de la ley 7200".

Respuesta

Se refiere a las condiciones establecidas en la Ley 7200.

Posición 9.2.

Manifiesta que en la aplicación e indexación de las metodologías de fijación de tarifas de generación privada, se han venido utilizando diferentes índices de precios en cuanto a la actualización de montos de inversión y no ha habido consistencia. Es acertado el hecho de que la ARESEP estandarice el índice de actualización del monto de inversión en activos fijos. Sin embargo, es necesario que dicho índice de precios sea específico y se defina en cada una de las metodologías de generación privada de acuerdo con el tipo de activo fijo que se actualice, de manera que no se preste a interpretaciones por parte de los diferentes actores al momento de su aplicación. Dado lo anterior, solicita que la ARESEP defina el índice de precios específico que se utilizaría para la actualización del monto de inversión en activos fijos, según la metodología correspondiente.

Respuesta

Es necesario y pertinente que la propuesta metodológica considere que, la actualización del monto de inversión, podrá hacerse mediante la selección de un índice representativo del sector, siempre y cuando medie la razón técnica para ello. Lo anterior, puesto que en el pasado se han identificado índices que de forma más precisa representan la evolución y el comportamiento del sector para efectos de indexación por lo que se considera necesaria dejar abierta la posibilidad de incluir en las actualizaciones nuevos índices que de manera congruente y precisa reflejen en mejor medida las características del sector. En cada fijación, en caso de que el índice respectivo se haya modificado, es deber de la ARESEP presentar la justificación técnica, de conformidad con la Ley General de Administración Pública, y el valor del índice a emplear para que sea de conocimiento de todos los actores involucrados.

Posición 9.3.

En la aplicación de esta metodología se considera el costo interno en dólares y se convierte a colones multiplicándolo por un tipo de cambio de referencia del Banco Central de Costa Rica (BCCR). Posteriormente se indexa aplicando la variación del IPPI, también de referencia del BCCR. Una vez indexadas las cifras en colones, se convierte nuevamente a dólares dividiéndolo entre el tipo de cambio de referencia del BCCR. Analizadas las resoluciones de años anteriores que han dado origen a la tarifa de generación privada con bagazo de caña (RJD-004-2010 y 302-RCR-2011) y la modificación en esta propuesta, en relación con la indexación de costos internos, no existe claridad sobre el tipo de cambio a utilizar para convertir las cifras de dólares a colones y viceversa, dejando un vacío en esta metodología. Además adjunta las observaciones emitidas previamente a la

Aresep, número 0510-1590-2012 con fecha 2012-12-12, con el fin de sean tomadas en cuenta e las modificaciones

- a- Dado lo anterior solicita a la ARESEP indicar claramente el tipo de cambio promedio mensuales de compra de referencia del BCCR a utilizar para la conversión de los costos internos en dólares a colones. Así como, indicar claramente el tipo de cambio promedio mensual de venta de referencia del BCCR a utilizar para la conversión de los costos internos en colones indexados a dólares.
- b- Debe indicarse además que la metodología tradicionalmente usada por la ARESEP y por el ICE para escalonar cifras requiere, antes de aplicar el índice de indexación, convertir los montos en dólares a su valor en colones original, para lo cual se multiplican por el tipo de cambio de la fecha base. Luego se aplica la variación en índice local para ajustados al valor en colones de la fecha más reciente y se dividen entre el tipo de cambio de esta última fecha para trasladarlos nuevamente a dólares.
- c- Adjunta las observaciones enviadas previamente a la Aresep por parte del ICE mediante, número de documento 0510-1590-2012 con fecha 2012-12-12, relacionadas con la indexación de los costos totales y otros temas relacionadas con la metodología con el fin de que sean tomadas en cuenta en las modificaciones.

Respuesta

La presente posición se encuentra fuera de los alcances de la propuesta de modificación de las metodologías de generación privada.

Posición 9.4.

Manifiesta que la metodología para establecer la tarifa para plantas que generan mediante bagazo de caña, se fundamenta en una planta modelo nueva, lo que no corresponde a la realidad costarricense. En el caso del Ingenio, El Viejo inició su operación en 1994 y se ha ido ampliando. En el caso del Ingenio Taboga inició operación en el año 2003 e igualmente ha tenido ampliaciones. En ambos plantas la vida en operación supera los 10 años, lo que evidentemente no corresponde a una planta nueva. Dado lo anterior, solicita ajustar la metodología de la planta modelo para que refleje la realidad costarricense de las plantas que generan con bagazo de caña.

Respuesta

La presente posición se encuentra fuera de los alcances establecidos a la propuesta de modificación de las metodologías de generación privada. Es la tarifa utilizando una metodología de planta modelo.

Posición 10. A la “Metodología de fijación de tarifas para los generadores privados existentes (Ley N° 7200) que firme un nuevo contrato de compraventa de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad”, aprobada mediante Resolución RJD-009-2010 del 7 de mayo de 2010 y publicada en La Gaceta N.º 109 del 07 de junio del 2010”.

Posición 10.1.

Indica que es importante señalar que una de las premisas fundamentales de esta metodología es que la deuda, así como los costos financieros de la empresas de generadores privados existentes, han sido cubiertos en su totalidad durante la vigencia del primer contrato de compraventa de los generadores privados con el ICE y que, por tanto, las tarifas aplicables para los siguientes contratos solamente deben reconocer la parte del financiamiento correspondiente al capital propio. La Metodología aprobada en el año 2010 es genérica para todos los generadores privados y busca eliminar las fijaciones individuales.

Ecuación propuesta por la ARESEP:

$$K_e = K_L + \beta_a * P_R + R_P$$

Donde:

El beta apalancado se obtiene de la siguiente fórmula:

$$\beta_a = \beta_d * (1 + (1-t) * D/K_p)$$

Manifiesta que si en esta ecuación se asume que la deuda es cero, la beta apalancada sería igual a la beta desapalancada, por tanto sería equivalente a utilizar la ecuación de tasa de rentabilidad vigente y aprobada en la RJD-009-2010, ratificando la premisa fundamental. En los casos en que la empresa ha asumido una nueva deuda para financiar inversiones adicionales para una repotenciación o ampliación de la planta existente y que

podría o debería ser reconocida en la tarifa, a criterio del ICE - Sector Electricidad en estas situaciones las fijaciones tarifarias tendrían un carácter específico, por lo tanto no solo se debe corregir el costo de inversión, sino también el costo de explotación, el factor de antigüedad y la beta, en relación con la metodología vigente para plantas existentes.

- a- Declarar explícitamente que bajo la metodología para plantas existentes se parte de la premisa de que la deuda es cero.
- b- Establecer que en los casos cuando la empresa incurra en nuevos financiamientos para cubrir inversiones adicionales para repotenciación o modernización de las plantas, se realizarán estudios individuales ajustando todos los parámetros de la metodología para el caso particular.

Respuesta

La presente posición se encuentra fuera de los alcances establecidos en la propuesta de modificación de las metodologías de generación privada. Las fijaciones tarifarias son por industria, no se realizan fijaciones individuales.

Posición 10.2

Manifiesta que en la actualización del monto de la inversión en activos fijos, en la aplicación e indexación de las metodologías de fijación de tarifas de generación privada, se han venido utilizando diferentes índices de precios en cuanto a la actualización de montos de inversión, por lo que no ha habido consistencia. Indica que es acertado el hecho de que la ARESEP estandarice el índice de actualización del monto de inversión en activos fijos. Sin embargo, es necesario que dicho índice de precios sea específico y se defina en cada una de las metodologías de generación privada de acuerdo con el tipo de activo fijo que se actualice, de manera que no se preste a interpretaciones por parte de los diferentes actores al momento de su aplicación.

Además, que estos índices normalmente se reflejan en dólares debido a que los equipos para generación de energía eléctrica son importados y los precios están dados por el mercado internacional. De acuerdo con lo señalado en la resolución 783-RCR-2012, punto 3.3.2 se debe utilizar el índice de Precios al Productor de los Estados Unidos. En la propuesta por la ARESEP se indica que la variable "I" se podrá actualizar de acuerdo con un índice de precios representativo. Dado lo anterior solicita que la ARESEP defina el índice de precios específico que se utilizaría para la actualización del monto de inversión en activos fijos, según la metodología correspondiente.

Respuesta

Se considera necesario y pertinente que la propuesta metodológica considere que la actualización del monto de inversión, podrá hacerse mediante la selección de un índice representativo del sector, siempre y cuando medie la razón técnica para ello. Lo anterior, puesto que en el pasado se han identificado índices que de forma más precisa representan la evolución y el comportamiento del sector para efectos de indexación por lo que se considera necesaria dejar abierta la posibilidad de incluir en las actualizaciones nuevos índices que de manera congruente y precisa reflejen en mejor medida las características del sector. En cada fijación, en caso de que el índice respectivo se haya modificado, es deber de la ARESEP presentar la justificación técnica, de conformidad con la Ley General de Administración Pública, y el valor del índice a emplear para que sea de conocimiento de todos los actores involucrados.

Posición 10.3.

Manifiesta que para la actualización del monto del costo anual de explotación, en la aplicación de esta metodología se considera el costo interno en dólares y se convierte a colones multiplicándolo por un tipo de cambio de referencia del BCCR. Posteriormente se indexa aplicando la variación del IPPI también de referencia del BCCR. Una vez indexadas las cifras en colones, se convierte nuevamente a dólares dividiéndolo entre el tipo de cambio de referencia del BCCR. Sin embargo en la modificación propuesta, en relación con la indexación de costos internos, no existe claridad sobre el tipo de cambio a utilizar para convertir las cifras de dólares a colones y viceversa, dejando un vacío en esta metodología. Dado lo anterior solicita:

- a- Indicar claramente el tipo de cambio promedio mensuales de compra de referencia del Banco Central de Costa Rica a utilizar para la conversión de los costos internos en dólares a colones.

- b- Indicar claramente el tipo de cambio promedio mensuales de venta de referencia del Banco Central de Costa Rica a utilizar para la conversión de los costos internos en colones indexados a dólares.
- c- indicar además que la metodología tradicionalmente usada por la ARESEP y por el ICE para escalar cifras requiere, antes de aplicar el índice de indexación, convertir los montos en dólares a su valor en colones original, para lo cual se multiplican por el tipo de cambio de la fecha base. Luego se aplica la variación en el índice local para ajustados al valor en colones de la fecha más reciente y se dividen entre el tipo de cambio de esta última fecha para trasladarlos nuevamente a dólares.

Respuesta

La presente posición se encuentra fuera de los alcances establecidos a la propuesta de modificación de las metodologías de generación privada.

Posición 10.4.

(...) “Manifiesta que es importante señalar que el ICE-Sector Electricidad ha indicado en reiteradas ocasiones la necesidad de hacer una revisión exhaustiva de la "Metodología de fijación de tarifas para generadores privados existentes (Ley N° 7200) que firmen un nuevo contrato de compraventa de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad" aprobada mediante la Resolución RJD-009-2010, principalmente a la forma de cálculo del costo de explotación y el factor de antigüedad. Expresa observaciones y comentarios respecto de esta metodología, indicando que en la resolución 783-RCR-2012 "Conoce el Comité de Regulación del recurso de revocatoria planteado por el Instituto Costarricense de Electricidad contra la resolución 750-RCR-2012", se rechaza lo argumentado por el ICE sobre el costo de operación y factor de antigüedad, quedando abierta la posibilidad de iniciar un nuevo trámite metodológico en el cual se someta a criterio de los diferentes actores la nueva propuesta.

Indica que de acuerdo con lo anterior el ICE-Sector Electricidad mediante nota N° 0510-1590-2012 de fecha 2012-12-12 y recibida por la ARESEP el 14 de diciembre 2012, presentó una serie de inquietudes con respecto a la metodología planteada, las cuales siguen teniendo vigencia, ya que en la propuesta de cambio, la ARESEP se refiere básicamente a una estandarización de variables utilizadas en el modelo para el cálculo de la tarifa, pero no se corrige la fórmula de cálculo de las mismas. A continuación se presentan las principales conclusiones contenidas en la nota citada y derivadas de análisis de la fórmula de cálculo de tarifa. “(...).

(...) “Lo actuado por la ARESEP para establecer la tarifa para generadores privados corresponde a la metodología establecida en la RJD-009-2010, sin embargo es criterio del ICE que se deben realizar un ajuste a la fórmula de cálculo con el fin de que se ajuste al criterio de tarifa al costo sin detrimento del ICE-Sector Electricidad ni de los clientes finales del Sector Eléctrico. Dado lo anterior se solicita:

- a- Realizar una revisión integral de la metodología de cálculo establecida en la RJD-009-2010.

Respuesta

Realizar una revisión integral de la metodología de cálculo establecida en la RJD-009-2010, no está comprendido en el alcance de esta metodología, por lo que no se acepta esta posición.

- b- Ajustar la ecuación de cálculo del costo de explotación, eliminando del denominador el factor de antigüedad.

Respuesta

La presente propuesta de modificaciones a las metodologías para generadores privadas no considera realizar modificaciones en la ecuación de cálculo del costo de explotación, al no estar considerados esto entre los cambios propuestos queda fuera de los alcances de la presente metodología.

- c- Establecer la metodología que se debe emplear en los casos específicos donde se demuestre que los generadores privados existentes que renueven contratos de compra-venta de electricidad con el ICE inviertan en repotenciación o ampliación de la planta existente.

Respuesta

La presente posición se encuentra fuera de los alcances de la presente propuesta de modificación a las metodologías de generación privada.

14. Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE), cédula jurídica 3-002-115819, representada por don Mario Alvarado Mora, cédula de identidad 4-0129-0640, en calidad de apoderado generalísimo

Posición 1.

Manifiesta que no se ha definido una metodología de cálculo para fijar el valor del factor ambiental, y aunque la propuesta metodológica en cuestión (expediente OT-122-2013) no hacen una mención directa al factor ambiental, este punto tiene relación directa con todas las metodologías que están siendo consultadas, por lo que es fundamental resolver la inacción que tiene la definición de su cálculo. Además, indica que ya han pasado dos años desde que se emitió la resolución. Solicita a la ARESEP que cumpla con las indicaciones establecidas en la resolución RJD-152-2011 y en el artículo 31 de la ley 7593, e inicie de inmediato el procedimiento de convocatoria y realización de audiencia pública para la definición de la metodología de cálculo del factor ambiental; y que efectúe la aplicación de manera homologa para las restantes metodologías de fijación tarifaria, a saber: RJD-004-2012, RJD-009-2010, RJD-162-2011, y RJD-163-201.

Respuesta

La posición está fuera de los alcances de la presente propuesta de modificación a las metodologías de generación privada

Posición 2.

Se opone a la definición de planta nueva que se utilizada en la Propuesta metodológica porque: a-) La definición hace referencia a la inversión en capital físico. No obstante, el término "capital físico" no se utiliza en la literatura financiero contable, lo cual genera incertidumbre. b-) La definición no aporta criterios claros, objetivos y trazables para regular cuáles plantas se podrían considerar nuevas y cuáles se deben de considerar como plantas existentes., y c-) Excluye, sin justificación alguna, las plantas que han sido reconstruidas por razones de caso fortuito o fuerza mayor, o que han debido repotenciarse al cumplir su vida útil, con el riesgo de aplicar a estas plantas una fijación tarifaria que atenta contra la recuperación de la inversión y los gastos propios de la operación, el mantenimiento y una rentabilidad razonable para la empresa; lo que puede resultar insuficiente para cubrir los costos y mantener el servicio público de generación. Solicita que ARESEP modifique la definición de planta nueva para que reconsidere al caso de las plantas eléctricas que han sido reconstruidas o repotenciadas, o alternativamente se les aplique la metodología para plantas nuevas.

Respuesta

La posición esta fuera del alcance de las modificaciones sometidas a audiencia pública. Sin embargo, cabe aclarar que una vez que las plantas comiencen a generar se aplica la metodología para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas, considerando lo que el Por Tanto I. punto f. referente al Plazo de la deuda (d) y plazo del contrato, indica respecto al riesgo que asume el inversionista de la no renovación del contrato si es menor a 20 años. (...) "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.

La duración del contrato de compra-venta de energía utilizada en el modelo para el cálculo de las tarifas es de 20 años, que es el máximo permitido por la ley. Si el ICE contratara la compra de energía por un lapso menor que 20 años, el inversionista estaría asumiendo el riesgo de no ser contratado posteriormente. Ese riesgo se reduce, en la medida en que se avance en los procesos de apertura del mercado eléctrico nacional y de creación del mercado eléctrico regional. "(...)

Por otra parte, tal y como se indica en la metodología para generadores privados existentes que firmen un nuevo contrato, una vez que se renueve o suscriban contratos nuevos se aplicaría la tarifa establecida en esa metodología.

Posición 3.

Manifiesta que se deben realizar ajustes a las definiciones de las variables del componente costo de capital en las fórmulas que fijan la tarifa en las metodologías RJD-004-2012, RJD-009-2010, RJD-152-2011, RJD-162-2011, y RJD-13-2011 y considera que se dejan indefinidas algunas fuentes de información y deja otras sujetas a la interpretación discrecional de las personas que se encargan de la fijación tarifaria. Solicita a la ARESEP que se ajusten las definiciones de la Propuesta en las metodologías de cálculo tarifario incluidas en el expediente OT-122-2013 para las siguientes variables y en la siguiente forma:

Posición 3.1 Para el caso de la tasa libre de riesgo (KL), concretamente en la serie de datos (plazo e instrumento financiero) propone la siguiente redacción: “La serie TCMNOM corresponde a Bonos del Tesoro de los Estados Unidos, con un vencimiento constante de 20 años, en términos nominales”. Manifiesta que de esta forma, plazo de los bonos de referencia a utilizar es más consistente con el horizonte de la inversión (largo plazo).

Respuesta

Se considera correcto que el instrumento a utilizar para la tasa libre de riesgo es la TCMNOM, mismo que aparece en la dirección electrónica consignada. Sin embargo, el periodo de maduración del instrumento se deja sujeto al mismo periodo de maduración empleado por el Profesor Damodaran en el caso para estimar la prima por riesgo, de manera que el cálculo del Costo del capital (CAPM) sea consistente. Esto aplica exclusivamente para las fijaciones que utilicen Damodaran como fuente para obtener el CAPM.

Posición 3.2 Para la variable prima por riesgo (PR), específicamente en la fuente y forma de obtener el dato requerido propone: i-) El Dr. Aswath Damodaran, en la dirección <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/histretSP.xls>, usando los datos "Stocks - T.Bonds", a alternativamente. ii-) El "Ibbotson Cost of Capital Yearbook", usando el valor denominado "Long-Horizon". Además, manifiesta que se debe utilizar el promedio aritmético de la prima por riesgo, para el período más largo disponible (20 años o más), ya que el uso de períodos de datos cortos introduce errores de estimación muy grandes.

Respuesta

Los promedios estimados para las variables que entran en el cálculo del CAPM pretenden considerar una tasa de retorno de corto plazo dado que la fuente de información Damodaran presenta valores anuales para la mayoría de las variables.

Posición 3.3 Manifiesta que cuando se citan dos fuentes de datos para la determinación de un mismo valor es necesario definir previa y expresamente el orden de prioridad en que se escogerán. Y propone: a-) “para las variables prima por riesgo (PR), riesgo país (RP), y beta desapalancada (bd) la fuente preferida es la información publicada por el Dr. Damodaran. En el caso de que, para alguna(s) de las variables citadas, no sea posible para ARESEP contar con la información de esta fuente, se utilizará la información del "Ibbotson Cost of Capital Yearbook" únicamente para las variables no disponibles en la fuente preferida”. b-) “Asimismo para las variables tasa libre de riesgo (KL), prima por riesgo (PR), riesgo país (RP), y beta desapalancada (bd) se calculará y usará el promedio aritmético de los valores publicados en los 5 años más recientes en caso de estar disponibles. En el caso de que, para alguna(s) de las variables citadas, no sea posible para ARESEP contar con una serie histórica reciente que complete 5 observaciones anuales, se utilizará la serie histórica menor a 5 años para esta variable únicamente.”

Respuesta

Se considera necesario y pertinente que la propuesta metodológica considere que la selección de la fuente de información financiera a utilizar para el cálculo del CAPM y las variables que lo componen (Prima por riesgo (PR), Riesgo país (RP) y Beta desapalancada (bd)) se podrá obtener de la información publicada ya sea por el Dr. Aswath Damodaran o, alternativamente, del “Ibbotson® Cost of Capital Yearbook”. Dejando abierta la posibilidad de que si alguna de estas fuentes dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea pública y confiable. Esto permite emplear la fuente de información financiera que refleje más adecuadamente el sector que se tarifa.

Lo anterior, siempre y cuando se justifique y argumente la razón técnica para ello. En cada fijación, es deber de la ARESEP presentar la justificación técnica sobre la selección de la fuente de información a utilizar, de conformidad con la Ley General de Administración Pública, y el valor del índice a emplear para que sea de conocimiento de todos los actores involucrados.

Si bien el Ibbotson, así como otras fuentes de información rigurosa y fiable que desarrollan y presentan información requerida para el cálculo del CAPM son de pago, la ARESEP pondrá a disposición la información que se utilice en cada fijación tarifaria para que sea de conocimiento público.

Posición. 4.

Manifiesta que debido a que la ARESEP deja indefinidas algunas fuentes de información y otras sujetas a discrecionalidad de las personas que se encargan de la fijación tarifaria, solicita que ARESEP corrija estos defectos de la propuesta de ajuste en las metodologías de cálculo tarifario incluidas en el expediente OT-122-2013 que se indican a continuación:

1. Considera que en cuanto a la base de datos GTPIR para el cálculo del costo de inversión esta fuente de información refleja una serie de problemas en cuanto a la trazabilidad de sus datos en cuanto a: a-) No se define la fuente de información de dónde se tomaron los datos de los diversos proyectos que pueda ser corroborada. b-) No existe homogeneidad en el nivel de detalle y avance de los proyectos de la base para establecer una cifra de inversión que no contenga asimetrías en estos campos. En otras palabras los proyectos de esta base de datos están a niveles distintos de desarrollo (fase de reconocimiento, pre factibilidad, factibilidad, central hidroeléctrica construida) y no se corrigen las asimetrías de costo producto de esta disparidad. c-) No se hace una homologación del tratamiento fiscal diferenciado de los diversos países centroamericanos (exoneraciones del impuesto de renta, ventas, cargas sociales sobre la mano de obra). No existe evidencia en el sentido que los datos de inversión ya estén ajustados según el tratamiento fiscal diferenciado de cada país centroamericano.

Dado lo anterior solicitan a la ARESEP que la base de datos GTPIR para el cálculo del costo de inversión sea ajustada a la realidad costarricense con base en una metodología que contemple las diferencias en el costo de inversión de las plantas de energía renovable a nivel de cada país centroamericano. En ese mismo sentido, en caso que ARESEP incluya en esta base de datos, alguna planta local de energía que disfrute de exoneraciones fiscales adicionales, por ejemplo de tipo cooperativo o de institución pública, que proceda a realizar el ajuste impositivo correspondiente en el costo de inversión.

Respuesta

La posición se encuentra fuera del alcance de la presente modificación metodológica. Sin embargo se aclara que si bien el opositor no aportó la información técnica necesaria para cuantificar las diferencias entre los costos de inversión de proyectos de generación de energía de Costa Rica en comparación con el resto de Centroamérica, se considera que la información extraída del “Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación. Período 2012-2027”, elaborado por el Consejo de Electrificación de América Central - Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR), además de ser una fuente de información avalada por esta Autoridad Reguladora, incorpora proyectos hidroeléctricos con condiciones físicas y económicas similares a los que se tarifó.

2. Indica que es fundamental establecer cuál de los tipos de regresiones distintas a la exponencial aproximan mejor la relación entre la capacidad instalada y los costos de explotación, e indicar cuál debe usarse en la fijación tarifaria. Manifiesta que eso se logra incluyendo en la metodología aprobada mediante la Resolución RJD-152-2011 que la curva de mejor ajuste es aquella que tiene un mayor coeficiente de determinación (más cercano al valor absoluto de 1), que mide el grado de variación en la variable dependiente explicada por el cambio en la o las variables independientes. Dado lo anterior solicita la eliminación de la referencia a la regresión de tipo exponencial en las metodologías aprobadas mediante la Resolución RJD-152-2011 y Resolución RJD-152-2011.

Respuesta

La información disponible para la actualización de los costos de explotación en función de la capacidad instalada y los costos de explotación puede variar de una fijación tarifaria a otra, asimismo, la cantidad de información con que se cuenta para el cálculo, por lo que no es adecuado especificar a priori la forma funcional o curva que mejor ajuste la relación entre capacidad instalada y costos de explotación. De igual manera, tal como lo establecen los procedimientos estadísticos y econométricos el coeficiente de determinación es solo un indicador del grado de ajuste de la variable independiente a las variables dependientes, sin embargo, el que este coeficiente sea cercano a uno no es un indicador exclusivo del mejor ajuste, es necesario descartar otros problemas clásicos de los modelos regresión para poder emplear los resultados del modelo en estimaciones puntuales. En este sentido, se establece en la presente metodología que se empleará la curva que mejor ajuste presente en términos del modelo de regresión resultante.

El que algunos cálculos queden abiertos a cierta discrecionalidad por parte de técnicos, por el tipo de información que se cuenta o por la variabilidad de la misma, por un lado no exime a estos a que los mismos deben estar muy bien justificados a la hora de aplicar el modelo y calcular la tarifa, y por otro no impide su revisión por parte de los interesados, toda vez que el informe técnico con los mismos se somete al proceso de audiencia pública, mediante la cual se puede opinar sobre los cálculos efectuados.

3. Manifiesta que no se establece una metodología de exclusión de valores extremos para los datos de inversión por lo que solicita indicar el procedimiento para la eliminación de valores extremos estos datos, en las metodologías aprobadas mediante la Resolución RJD-152-2011 y Resolución RJD-152-201 y, propone el uso de dos desviaciones estándar; en vez de la exclusión de valores extremos, que, al no tener un método definido, introduce gran incertidumbre y una inapropiada discrecionalidad interpretativa, alejándose de la claridad que deben tener las reglas para el cálculo de la fijación tarifaria.

Respuesta

La exclusión de valores extremos por costos de explotación se realizará por monto de 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.

4. Se opone a que la selección del índice externo para la actualización de las inversiones en activos fijos quede a discreción de la ARESEP por las siguientes razones: a-) La propia ARESEP ha considerado que, como índice externo, de las opciones identificadas el índice de costos de construcción del Bureau of Reclamation Construction Cost Trend es la más representativa y adecuada para actualizar el costo de los activos fijos de las plantas hidroeléctricas privadas. b-) este índice ya ha sido aplicado por la ARESEP para el cálculo de la fijación tarifaria. c-) Este índice mide los cambios de construcción, proporcionando un medio rápido para determinar el costo actual de construcción de diversas infraestructuras basado en anteriores estimaciones. d-) Su fuente de información es totalmente trazable y pública. Dado lo anterior solicitan que se establezca con claridad el índice y su fuente bajo la siguiente redacción: “La actualización del monto de inversión en activos fijos que conforman la base tarifaria, en caso de que los datos utilizados muestren una antigüedad superior a un año, se realizará utilizando el índice de costos de construcción del Bureau of Reclamation Construction Cost trends (Composite Trend), según se indica en el sitio web del U.S. Department of the Interior, Bureau of Reclamations http://www.usbr.gov/pmts/estimate/cost_trend.html). La actualización del monto de inversión en activos fijos se realizará anualmente y se aplicará de manera consistente el mismo índice”.

Respuesta

Se considera necesario y pertinente que la propuesta metodológica considere que la actualización del monto de inversión, podrá hacerse mediante la selección de un índice representativo del sector, siempre y cuando medie la razón técnica para ello. Lo anterior, puesto que en el pasado se han identificado índices que de forma más precisa representan la evolución y el comportamiento del sector para efectos de indexación por lo que se considera necesaria dejar abierta la posibilidad de incluir en las actualizaciones nuevos índices que de manera congruente y precisa reflejen en mejor medida las características del sector. En cada fijación, en caso de que el índice respectivo se haya modificado, es deber de la ARESEP presentar la justificación técnica, de conformidad con la Ley General de Administración Pública, y el valor del índice a emplear para que sea de conocimiento de todos los actores involucrados.

15. El Embalse S.A., representada por José Alberto Rojas Rodríguez, Cédula de identidad 2-279-612, representante legal.

Posición 1. Estandarización metodológica, seguridad jurídica, y nivel de detalle

Por su naturaleza, las inversiones en infraestructura de generación eléctrica renovable son cuantiosas desde el inicio, y por lo tanto requieren de un largo plazo para repagarse. Esto implica que los inversionistas requieran de señales y reglas claras, que se mantengan vigentes durante todo el periodo de la inversión, ya que de otra manera se genera inseguridad jurídica. De esta forma vemos como un aporte positivo la iniciativa de la ARESEP por estandarizar aquellos aspectos que son similares entre las metodologías tarifarias para generación eléctrica con fuentes renovables.

Manifiesta que es criterio de su representada que para evitar revisiones recurrentes en las metodologías que puedan dar señales de inseguridad jurídica a los inversionistas, es importante que la ARESEP se tome su tiempo para hacer el análisis correspondiente a las metodologías. Asimismo es fundamental que exista un amplio nivel de detalle en las metodologías, en particular a la hora de identificar con precisión las fuentes de información a utilizar para las variables. Esto para lograr delimitar que las fijaciones tarifarias se limiten únicamente a la actualización de indicadores independientes, verificables, y públicamente disponibles para los prestatarios y usuarios del servicio público.

Petitoria: Que en búsqueda de la seguridad jurídica a la inversión en infraestructura de generación eléctrica la ARESEP vele por mantener vigentes las metodologías de fijación tarifaria por plazos prolongados y se defina el mayor nivel de detalle posible dentro de las metodologías, de tal forma que el acto de fijación tarifaria se circunscriba únicamente a la actualización de índices e indicadores públicamente disponibles, trazables, y verificables.

Respuesta

La presente posición se encuentra fuera del alcance de las modificaciones a las metodologías de generación privada sometidas a audiencia pública. Sin embargo, debe aclararse que no son viables las fijaciones tarifarias por periodos largos. De conformidad con lo que establece la Ley 7593 los valores de la banda tarifaria se revisarán al menos una vez al año. Todos los valores que determinan la tarifa se actualizarán en cada fijación tarifaria.

Posición 2. Factor Ambiental

Existe una importante carencia en todas las metodologías tarifarias para generación con fuentes renovables, que corresponde a la determinación del factor ambiental. Desde hace bastante tiempo la Junta Directiva de ARESEP ha reconocido la importancia de incluir esta variable, pero el tiempo transcurre sin que se defina, y por mientras los prestadores del servicio público están dejando de percibir este componente que por ley les corresponde. Debe aprovecharse esta oportunidad de modificación de las metodologías para incluir de una vez por todas la variable del factor ambiental es común a todas las metodologías.

Petitoria: Que la Junta Directiva incluya de una vez por todas el factor ambiental en todas las metodologías de fijación tarifaria para generación eléctrica con fuentes renovables.

Respuesta

La posición está fuera de los alcances de la presente propuesta de modificación a las metodologías de generación privada.

Posición 3. Cambio sobre trato de valores extremos en la “Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas”.

Petitoria: Que para la propuesta de modificación de la metodología para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas no se incluya la frase: "... de los cuales se excluirán los valores extremos...", según lo descrito anteriormente, ya que implicaría una doble exclusión de valores extremos. Además, que el concepto de valores extremos sea definido claramente por ARESEP en las metodologías, y se incluya en esta definición un rango mayor que refleje la variabilidad inherente al desarrollo de infraestructura de generación. Se sugiere aplica dos desviaciones estándar en lugar de una desviación estándar, tal y como lo aplica el Banco Central de Costa Rica para la fijación de la tasa básica pasiva. Lo anterior por cuanto al tomar en cuenta sólo una desviación estándar, suponiendo una distribución normal de los datos, se considera sólo un 68% de los datos, excluyendo a ambos lados el 16% de las observaciones en cada cola. Por el contrario, con dos desviaciones estándar se incluye el 95% de los datos, excluyéndose lo que estrictamente califica como extremo, que es un 2.5% de las observaciones en cada cola.

Respuesta

La exclusión de valores extremos por costos de explotación se realizará por monto de 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.

Posición 4. Homologación de costos de inversión de fuentes extranjeras a la realidad costarricense

Una de las principales fuentes de información identificada por ARESEP para la variable de monto de inversión es el GTPIR (Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación). En nuestro criterio esta fuente de información es útil, ya que es de las pocas bases de datos regionales que existen. Al respecto cabe señalar que ARESEP debe especificar como parte de los requisitos de la metodología que para utilizar esta fuente de información en la fijación tarifaria, ésta debe de pasar por tres procesos adicionales para homologar los datos a la realidad costarricense:

- i- Ampliación del nivel de información.**
- ii- Homologación del tratamiento fiscal.**
- iii- Homologación de los costos constructivos.**

Petitoria: Que la ARESEP defina explícitamente en las metodologías que la base de datos del GTPIR sea ajustada a la realidad costarricense, con base una metodología que contemple las diferencias en el costo de inversión de las plantas de energía renovable a nivel de cada país centroamericano, específicamente en lo concerniente a las exoneraciones fiscales y precio de insumos como los combustibles. En ese mismo sentido, en caso que la ARESEP incluya en la base de datos de costos de inversión alguna planta local de energía que disfrute de exoneraciones fiscales adicionales, por ejemplo de tipo cooperativo, que proceda a realizar el ajuste impositivo correspondiente en el costo de inversión.

Respuesta

La posición se encuentra fuera del alcance de la presente modificación metodológica. Sin embargo se aclara que la información extraída del “Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación. Período 2012-2027”, elaborado por el Consejo de Electrificación de América Central - Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR), además de ser una fuente de información avalada por esta Autoridad Reguladora, incorpora proyectos hidroeléctricos con condiciones físicas y económicas similares a los que se tarifó.

Posición 5. Curva de ajuste para variable de costos explotación en la "Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas"

En el folio 24 del expediente OT-122-2013 se propone modificar la metodología vigente:

- b) Se hace un ejercicio de regresión (se elimina la palabra exponencial,) para estimar la curva que mejor aproxima la función que relaciona capacidad instalada y costo de explotación.*

En este sentido, se le solicita a la ARESEP que se especifique claramente en la metodología cuál es la curva de mejor ajuste para la variable de costos de explotación. Según se ha evidenciado en procesos anteriores en ARESEP, los costos de explotación por unidad de potencia instalada disminuyen aceleradamente conforme aumenta el tamaño de la central de generación. Esto es de esperar, ya que existe una cantidad de costos fijos que son iguales en centrales pequeñas o grandes.

Por ejemplo centrales como la que posee mi representada, por su pequeño tamaño, son particularmente vulnerables a una subestimación en la variable de costos de explotación. Debe entonces definirse la curva de mejor ajuste en la metodología, usando la mayor cantidad de datos disponibles, y aplicando un ajuste que represente el mayor coeficiente de determinación (más cercano al valor absoluto de 1), que mide el grado de variación en la variable dependiente explicada por el cambio en la o las variables independientes.

Petitoria: Que la ARESEP especifique en la metodología tarifaria para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas, cuál es la curva de mejor ajuste para costos de explotación, siendo aquella que tiene un mayor coeficiente de determinación (más cercano al valor absoluto de 1), concepto que mide el grado de variación en la variable dependiente explicada por el cambio en la o las variables independientes.

Respuesta

La información disponible para la actualización de los costos de explotación en función de la capacidad instalada y los costos de explotación puede variar de una fijación tarifaria a otra, asimismo, la cantidad de información con que se cuente para el cálculo, por lo que no es adecuado especificar a priori la forma funcional

o curva que mejor ajuste la relación entre capacidad instalada y costos de explotación. De igual manera, tal como lo establecen los procedimientos estadísticos y econométricos el coeficiente de determinación es solo un indicador del grado de ajuste de la variable independiente a las variables dependientes, sin embargo, el que este coeficiente sea cercano a uno no es un indicador exclusivo del mejor ajuste, es necesario descartar otros problemas clásicos de los modelos regresión para poder emplear los resultados del modelo en estimaciones puntuales. En este sentido, se establece en la presente metodología que se empleará la curva que mejor ajuste presente en términos del modelo de regresión resultante.

El que algunos cálculos queden abiertos a cierta discrecionalidad por parte de técnicos, por el tipo de información que se cuenta o por la variabilidad de la misma, por un lado no exime a estos a que los mismos deben estar muy bien justificados a la hora de aplicar el modelo y calcular la tarifa, y por otro no impide su revisión por parte de los interesados, toda vez que el informe técnico con los mismos se somete al proceso de audiencia pública, mediante la cual se puede opinar sobre los cálculos efectuados.

Posición 6. Cambio sobre trato de valores extremos en la "Metodología de fijación de tarifas para generadores privados existentes (Ley N° 7200) que firman un nuevo contrato de compraventa de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad", aprobada mediante la resolución RJD-009-2010, se relaciona el concepto de valores extremos con capacidades de planta menores de 1.000 kW y mayores de 50.000 kW: Ahora ARESEP propone modificar el texto en la metodología dejándolo abierto e indefinido:

La actualización del monto de inversión en activos fijos que conforman la base tarifaria, se realizará utilizando un índice de precios representativo, en caso de que los datos utilizados muestren una antigüedad superior al año. La selección del índice considerará los siguientes aspectos: que provenga de una fuente de acceso público, especializada en la generación de información técnica y con la información más reciente. La actualización del monto de inversión en activos fijos se realizará anualmente y se aplicará de manera consistente el mismo índice. En el evento de que se llegue a considerar necesario en el futuro modificar el índice a utilizar, justificará la razón técnica que fundamente dicha decisión.

Los datos contenidos en las bases de datos excluyen los valores extremos, (el subrayado no es del original). Sobre el particular es necesario resaltar la necesidad de que se defina formalmente en la metodología el concepto de valor extremo. En ese sentido es importante anotar que cuando se eliminan los valores extremos de una base de datos, implícitamente se está excluyendo la noción de riesgo y la variabilidad real que existe en lo referente al monto de inversión de proyectos hidroeléctricos, lo cual no deja de ser paradójico. También debe reconocerse que Costa Rica es un país pequeño, en donde cada año se desarrolla poca nueva capacidad de generación eléctrica, por lo cual es importante dar espacio a utilizar esos pocos datos que sí están disponibles para nuestra realidad nacional, en lugar de omitirlos como ha sido el caso en fijaciones tarifarias anteriores.

Por último, es nuestro criterio que utilizar una sola desviación estándar como límite para definir los valores extremos es excesivamente restrictivo, y obvia que existe importante variabilidad en los costos y configuraciones de centrales de generación eléctrica. Para la determinación de los valores extremos debería utilizarse el mismo parámetro que utiliza el Banco Central de Costa Rica³ a la hora de definir el cálculo para la Tasa Básica Pasiva, que es equivalente a dos desviaciones estándar.

Respuesta

En la posición 3 se consigna respuesta al trato de los valores extremos.(...)"

IV. Que de conformidad con resultandos y considerandos que preceden y el mérito de los autos, lo procedente es: 1) Modificar las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables, en los términos indicados en el informe técnico remitido mediante el oficio 29-CDR-2013 (sic)". 3) Tener como respuesta a los opositores lo señalado en el Considerando I de esta resolución y agradecerles por su valiosa participación en este proceso, tal y como se dispone.

³ (Metodología de cálculo de la Tasa Básica Pasiva, Vigente a partir del 26/12/2012). <http://indicadoreseconomicos.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/Documentos/DocumentosMetodologiasNotasTecnicas/Nueva%20Metodologia%20de%20C%C3%Allculo%20de%20la%20Tasa%20B%C3%Alsica%20Pasiva.htm>

POR TANTO

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley 7593, el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y sus órganos desconcentrados,

**LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS
RESUELVE**

ACUERDO 09-13-2014

I. Modificar las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables, en los siguientes términos :

- 1.** De la “Metodología tarifaria según la estructura de costos típica de una planta modelo de generación de electricidad con bagazo de caña para la venta al Instituto Costarricense de electricidad y su fórmula de indexación”, aprobada mediante la Resolución RJD-004-2010, del 26 de abril de 2010, y publicada en La Gaceta N° 98 del 21 de mayo de 2010:

1.1 Modificar el primer párrafo de la sección 1., de la siguiente forma:

“I. ASPECTOS GENERALES

*El presente procedimiento tiene como objetivo definir la metodología y demás características para la definición y aprobación de la tarifa aplicable a los contratos de compraventa de energía eléctrica entre el ICE y los generadores privados al amparo de la Ley 7200, cuya fuente sea el bagazo de caña y tengan una concesión válida para este tipo de actividad, y para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas generadoras de electricidad con bagazo de caña con condiciones similares a las que establece el Capítulo 1 de la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por ARESEP.
(...)”*

1.2 Modificar el punto 2.18, de la siguiente forma:

“2.18. Rentabilidad (Ke)

El cálculo de la rentabilidad sobre los aportes al capital se determina mediante el método denominado Modelo de Valoración de Activos de Capital, conocido comúnmente como CAPM (en inglés, “Capital Asset Pricing Model”).

El método CAPM se basa en considerar que los cambios en el retorno de un activo, están relacionados con el riesgo asociado a éste y puede ser separado en dos grandes componentes: el riesgo relacionado con el mercado en su conjunto (riesgo sistémico) y el derivado de las inversiones específicas (riesgo específico).

El CAPM determina el costo del capital propio promedio para cada industria, según la siguiente fórmula:

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

Donde:

K_e = Rentabilidad sobre los aportes de capital propio.

K_L = Tasa libre de riesgo, la cual corresponde a una alternativa de inversión que no tiene riesgo para el inversionista.

PR = Prima por riesgo. Se define como la diferencia entre la tasa libre de riesgo y la tasa de rendimiento del mercado.

RP = Riesgo país. Es el riesgo de una inversión económica debido sólo a factores específicos y comunes de un cierto país.

β_a = Beta apalancada de la inversión. Es la co-varianza de la rentabilidad de un activo determinado y la rentabilidad del mercado. Se denomina “apalancada” cuando parte de la inversión se financia con deuda.

El beta apalancado se obtiene de la siguiente fórmula:

$$\beta_a = \beta_d * (1 + (1-t) * D/K_p)$$

Donde:

β_a = Beta apalancada.

β_d = Beta desapalancada.

D/K_p = Relación entre deuda y capital propio (estimada por medio del apalancamiento financiero)

t = Tasa de impuesto sobre la renta.

Los parámetros que se requiere calcular para estimar la rentabilidad sobre aportes al capital son los siguientes: tasa libre de

riesgo, prima por riesgo, riesgo país, beta desapalancada, relación entre deuda y capital propio, y tasa de impuesto sobre la renta. La fuente de cada uno de ellos es la siguiente:

3. *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>.*

4. *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>*

3. *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). En el caso de que, para alguna(s) de las variables citadas, no sea posible para ARESEP contar con una serie histórica reciente que complete 5 observaciones anuales, se utilizará la serie histórica menor a 5 años pero que sea igual para todas las variables.*

4. *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 los datos incluidos en la sección 2.16. El dato de apalancamiento podrá ser actualizado con base estudios técnicos avalados por la Autoridad Reguladora.*

5. *Tasa de impuesto sobre la renta: Es la tasa impositiva para personas jurídicas con fines de lucro, correspondiente al último tracto de impuestos sobre la renta –la tasa marginal mayor-, establecida y actualizada vía decreto por el Ministerio de Hacienda."*

1.3 Incluir el siguiente texto al final de la sección "2.1. Inversión Total":

" (...)

Actualización del monto de inversión en activos fijos

La actualización del monto de inversión en activos fijos que conforman la base tarifaria, se realizará utilizando un índice de precios representativo, en caso de que los datos utilizados muestren una antigüedad superior al año. La selección del índice considerará los siguientes aspectos: que provenga de una fuente de acceso público, especializada en la generación de información técnica y con la información más reciente. La actualización del monto de inversión en activos fijos se realizará anualmente y se aplicará de manera consistente el mismo índice. En el evento de que se llegue a considerar necesario en el futuro modificar el índice a utilizar, se justificará la razón técnica que fundamenta dicha decisión con base en la ciencia, técnica y lógica tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública."

1.4 Modificar el texto de las secciones "2.11. Indexación de costos totales"; "2.12 Costo interno" y "2.13 costo externo" de la siguiente forma:

"2.11. Indexación de costos totales

La actualización de los costos se hará indexando los costos fijos y los costos variables con excepción de los gastos financieros y depreciación. Las variables a indexar tienden a variar en el tiempo (salarios, precios de repuestos y otros), mediante un componente local, debido a que generalmente son costos pagados en colones.

Los costos de explotación están determinados por la sumatoria de: el costo de la materia prima (Cmp), el costo del combustible (Ccb), el costo del transporte (Ctr), los impuestos (Cimp), los costos de la mano de obra (Cmo), el costo del seguro (Cse) y los costos indirectos de fabricación (Cif). Los costos de explotación serán indexados con el Índice de Precios al Productor Industrial, IPPI, calculado por el Banco Central de Costa Rica.

Los valores del costo se ajustarán anualmente, mediante un proceso extraordinario que debe iniciarse en agosto de cada año, de acuerdo con los factores de variación de costos, como es la inflación, por medio de la siguiente fórmula de indexación o automática que permite a la tarifa contrarrestar la pérdida del poder adquisitivo en términos reales, tal y como se detalla a continuación:

$$CE_i = CE_{i-1} * (IPPI_i / IPPI_{i-1})$$

Donde:

*CE: Costos de explotación (costos fijos y variables con excepción de los gastos financieros y depreciación) de la planta de generación o cogeneración mediante biomasa
IPPI: Índice de Precios al Productor Industrial, IPPI, calculado por el Banco Central de Costa Rica."*

1.5 Eliminar el Por Tanto II de la resolución y ajustar la numeración de los Por Tanto siguientes.

2. De la “Metodología de fijación de tarifas para generadores privados existentes (Ley N° 7200) que firmen un nuevo contrato de compraventa de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad”, aprobada mediante la Resolución RJD-009-2010, del 7 de mayo de 2010, y publicada en La Gaceta N° 109 del 07 de junio de 2010:

2.1 Modificar el punto 3.6 de la siguiente forma:

“3.6. Rentabilidad (K_e)

El cálculo de la rentabilidad sobre los aportes al capital se determina mediante el método denominado Modelo de Valoración de Activos de Capital, conocido comúnmente como CAPM (en inglés, “Capital Asset Pricing Model”).

El método CAPM se basa en considerar que los cambios en el retorno de un activo, están relacionados con el riesgo asociado a éste y puede ser separado en dos grandes componentes: el riesgo relacionado con el mercado en su conjunto (riesgo sistémico) y el derivado de las inversiones específicas (riesgo específico).

El CAPM determina el costo del capital propio promedio para cada industria, según la siguiente fórmula:

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

Donde:

K_e = Rentabilidad sobre los aportes de capital propio.

K_L = Tasa libre de riesgo, la cual corresponde a una alternativa de inversión que no tiene riesgo para el inversionista.

PR = Prima por riesgo. Se define como la diferencia entre la tasa libre de riesgo y la tasa de rendimiento del mercado.

RP = Riesgo país. Es el riesgo de una inversión económica debido sólo a factores específicos y comunes de un cierto país.

β_a = Beta apalancada de la inversión. Es la co-varianza de la rentabilidad de un activo determinado y la rentabilidad del mercado. Se denomina “apalancada” cuando parte de la inversión se financia con deuda.

El beta apalancado se obtiene de la siguiente fórmula:

$$\beta_a = \beta_d * (1 + (1-t) * D/K_p)$$

Donde:

β_a = Beta apalancada.

β_d = Beta desapalancada.

D/K_p = Relación entre deuda y capital propio (estimada por medio del apalancamiento financiero)

t = Tasa de impuesto sobre la renta.

Los parámetros que se requiere calcular para estimar la rentabilidad sobre aportes al capital son los siguientes: tasa libre de riesgo, prima por riesgo, riesgo país, beta desapalancada, relación entre deuda y capital propio, y tasa de impuesto sobre la renta. La fuente de cada uno de ellos es la siguiente:

3. *Tasa libre de riesgo (K_L): 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>.*

4. *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>*

3. *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). En el caso de que, para alguna(s) de las variables citadas, no sea posible para ARESEP contar con una serie histórica reciente que complete 5 observaciones anuales, se utilizará la serie histórica menor a 5 años pero que sea igual para todas las variables.*

4. *Relación entre deuda y capital propio (D/K_p): Se estima con la fórmula $D/K_p = Y/(1-Y)$, donde Y es el apalancamiento financiero. Para este cálculo se utilizará un promedio ponderado por capacidad instalada de la información más reciente referente al nivel de financiamiento de cada tipo de planta privada de generación eléctrica que esté disponible en la Autoridad Reguladora.*

5. *Tasa de impuesto sobre la renta: Es la tasa impositiva para personas jurídicas con fines de lucro, correspondiente al último tramo de impuestos sobre la renta –la tasa marginal mayor-, establecida y actualizada vía decreto por el Ministerio de Hacienda.”*

2.2 Modificar el punto 3.3.2 de la siguiente forma:

“3.3.2. Fuente de información

(...)

Actualización del monto de inversión en activos fijos

La actualización del monto de inversión en activos fijos que conforman la base tarifaria, se realizará utilizando un índice de precios representativo, en caso de que los datos utilizados muestren una antigüedad superior al año. La selección del índice considerará los siguientes aspectos: que provenga de una fuente de acceso público, especializada en la generación de información técnica y con la información más reciente. La actualización del monto de inversión en activos fijos se realizará anualmente y se aplicará de manera consistente el mismo índice. En el evento de que se llegue a considerar necesario en el futuro modificar el índice a utilizar, se justificará la razón técnica que fundamente dicha decisión con base en la ciencia, técnica y lógica tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública.

La exclusión de valores extremos se realizará por monto de 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

2.3 Modificar la sección “6.2. Criterios para los ajustes tarifarios”, de la siguiente forma:

“6.2. Criterios para los ajustes tarifarios

Actualización del monto del costo anual de explotación

Si no es posible obtener información actualizada de la variable Ca esta se podrá actualizar de acuerdo con el índice de precios al productor local:

$$Ca_n = Ca_{n-1} * (IPPICR_n / IPPICR_{n-1})$$

Donde:

Ca_n = Costo anual de explotación actualizado.

Ca_{n-1} = Costo anual de explotación del periodo anterior.

IPPICR_n = Índice de Precios al Productor Industrial de Costa Rica actual

IPPICR_{n-1} = Índice de Precios al Productor Industrial de Costa Rica del periodo anterior.

La fuente oficial de este índice es la siguiente: <http://www.bccr.fi.cr>

Actualización del monto de inversión en activos fijos

Si no es posible obtener información actualizada de la variable I esta se podrá actualizar de acuerdo con el índice de precios representativo:

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

En donde:

I_n = Inversión actualizada.

I_{n-1} = Inversión del periodo anterior.

IPR_n = Índice de Precios representativo actual

IPR_{n-1} = Índice de Precios representativo del periodo anterior.

Para seleccionar el índice de precios representativo se utilizará el criterio indicado en la sección 3.3.2”

3. De la “Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas”, aprobada mediante la Resolución RJD-152-2011, del 10 de agosto de 2011, y publicada en La Gaceta N° 168 del 01 de setiembre de 2011, y modificada mediante las Resoluciones RJD-161-2011, del 26 de octubre de 2011, publicada en La Gaceta N° 230 del 30 de noviembre de 2011 y RJD-013-2012, del 29 de febrero de 2012, publicada en La Gaceta No 74 del 17 de abril de 2012:

3.1 Eliminar sección de “Generalidades”.

3.2 Adicionar después de la sección “Objetivo”, lo siguiente:

“Alcance

El modelo que se presenta es aplicable a las fijaciones tarifarias de las ventas de energía al ICE por parte de generadores privados que produzcan con plantas hidroeléctricas nuevas, en el marco de lo que establece el Capítulo 1 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 metodología tarifaria específica aprobada por la Autoridad Reguladora.

La banda tarifaria aplicable a la generación privada con fuentes no convencionales de energía para las que no existe una metodología específica, es la banda tarifaria que se estime mediante esta metodología, sin considerar estructura estacional.

Se entiende por planta nueva, aquella cuya inversión en capital físico no ha sido utilizada aún en ningún proceso de producción de electricidad. En consecuencia, las plantas nuevas por definición no podrían haber generado energía que fuera vendida en el marco de algún contrato de compraventa de electricidad o para fines de autoconsumo.”

3.3 Modificar el texto de la siguiente forma:

“Costos de explotación (CE)

(...)

b) Se hace un ejercicio de regresión para estimar la curva que mejor aproxima la función que relaciona capacidad instalada y costo de explotación.

(...)”

“Rentabilidad sobre aportes al capital (ρ)

El cálculo de la rentabilidad sobre los aportes al capital se determina mediante el método denominado Modelo de Valoración de Activos de Capital, conocido comúnmente como CAPM (en inglés, “Capital Asset Pricing Model”).

El método CAPM se basa en considerar que los cambios en el retorno de un activo, están relacionados con el riesgo asociado a éste y puede ser separado en dos grandes componentes: el riesgo relacionado con el mercado en su conjunto (riesgo sistémico) y el derivado de las inversiones específicas (riesgo específico).

El CAPM determina el costo del capital propio promedio para cada industria, según la siguiente fórmula:

$$\rho = KL + \beta_a * PR + RP$$

Donde:

ρ = Rentabilidad sobre los aportes de capital propio.

KL= Tasa libre de riesgo, la cual corresponde a una alternativa de inversión que no tiene riesgo para el inversionista.

PR = Prima por riesgo. Se define como la diferencia entre la tasa libre de riesgo y la tasa de rendimiento del mercado.

RP = Riesgo país. Es el riesgo de una inversión económica debido sólo a factores específicos y comunes de un cierto país.

β_a = Beta apalancada de la inversión. Es la co-varianza de la rentabilidad de un activo determinado y la rentabilidad del mercado. Se denomina “apalancada” cuando parte de la inversión se financia con deuda.

El beta apalancado se obtiene de la siguiente fórmula:

$$\beta_a = \beta_d * (1 + (1-t) * D/Kp)$$

Donde:

β_a = Beta apalancada.

β_d = Beta desapalancada.

D/Kp= Relación entre deuda y capital propio (estimada por medio del apalancamiento financiero)

t = Tasa de impuesto sobre la renta.

Los parámetros que se requiere calcular para estimar la rentabilidad sobre aportes al capital son los siguientes: tasa libre de riesgo, prima por riesgo, riesgo país, beta desapalancada, relación entre deuda y capital propio, y tasa de impuesto sobre la renta. La fuente de cada uno de ellos es la siguiente:

3. 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/data/download/Build.aspx?rel=H15>.

4. 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>

3. 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). En el caso de que, para alguna(s) de las variables citadas, no sea posible para ARESEP contar con una serie histórica reciente que complete 5 observaciones anuales, se utilizará la serie histórica menor a 5 años pero que sea igual para todas las variables.

4. 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.

5. *Tasa de impuesto sobre la renta: Es la tasa impositiva para personas jurídicas con fines de lucro, correspondiente al último tracto de impuestos sobre la renta –la tasa marginal mayor-, establecida y actualizada vía decreto por el Ministerio de Hacienda.”*

6. Otras variables

a. Tasa de interés (i)

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.

b. Vida económica del proyecto (v)

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 está suponiendo que esa vida económica es la mitad de la vida útil del proyecto, estimada en 40 años.

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

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. La duración del contrato de compra-venta de energía utilizada en el modelo para el cálculo de las tarifas es de 20 años, que es el máximo permitido por la ley. Si el ICE contratara la compra de energía por un lapso menor que 20 años, el inversionista estaría asumiendo el riesgo de no ser contratado posteriormente. Ese riesgo se reduce, en la medida en que se avance en los procesos de apertura del mercado eléctrico nacional y de creación del mercado eléctrico regional.

d. Edad de la planta (e)

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

3.4 Modificar el texto de la siguiente forma:

“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 de este valor se efectuará a partir de los datos sobre costos de inversión de plantas hidroeléctricas con capacidades instaladas iguales o menores que 20MW, de los cuales se excluirán los valores extremos, provenientes de tres fuentes de información:

a) *La versión más reciente del Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación, publicado por el Consejo de Electrificación de América Central-Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR).*

(...)”

3.5 Adicionar al final de la sección “Monto de la inversión unitaria (M)”, lo siguiente:

“Actualización del monto de inversión en activos fijos

La actualización del monto de inversión en activos fijos que conforman la base tarifaria, se realizará utilizando un índice de precios representativo, en caso de que los datos utilizados muestren una antigüedad superior al año. La selección del índice considerará los siguientes aspectos: que provenga de una fuente de acceso público, especializada en la generación de información técnica y con la información más reciente. La actualización del monto de inversión en activos fijos se realizará anualmente y se aplicará de manera consistente el mismo índice. En el evento de que se llegue a considerar necesario en el futuro modificar el índice a utilizar, se justificará la razón técnica que fundamente dicha decisión con base en la ciencia, técnica y lógica tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública.”

4. Del “Modelo y estructura de costos de una planta de generación de electricidad con biomasa distinta de bagazo de caña de azúcar y su fórmula de indexación”, aprobada mediante la Resolución RJD-162-2011, el 09 de noviembre de 2011, y publicada en La Gaceta N° 233 del 05 de diciembre de 2011:

4.1 Modificar la sección “1.1. Objetivo y alcances” de la siguiente forma:

“1.1. Objetivo y alcances. El objetivo del modelo tarifario que se propone en este informe es contar con el marco normativo específico para fijar y ajustar las tarifas de venta de electricidad por parte de generadores o cogeneradores privados que produzcan energía con fuentes biomásicas mediante sistemas de combustión, al ICE en el marco del Capítulo 1 de la Ley N° 7200, y para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas generadoras de electricidad con fuentes biomásicas privadas nuevas con condiciones similares a las que establece el Capítulo 1 de la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por ARESEP.

Se excluyen de esta metodología las fijaciones de tarifas asociadas con ventas de electricidad producidas únicamente con

bagazo de caña de azúcar, a las cuales se les aplica la metodología aprobada por la Junta Directiva mediante la resolución RJD-004-2010. También se excluyen las fijaciones tarifarias para ventas de energía generada por plantas que utilizan residuos municipales como insumo.

El modelo no es aplicable a plantas que incluyen procesos distintos a los de combustión para generar electricidad con biomasa, tales como los de gasificación, pirolisis, o reactores de plasma.”

4.2 Modificar el punto 4.4.1 de la siguiente forma:

“4.4.1 Rentabilidad.

(...)

Los parámetros que se requiere calcular para estimar la rentabilidad sobre aportes al capital son los siguientes: tasa libre de riesgo, prima por riesgo, riesgo país, beta desapalancada, relación entre deuda y capital propio, y tasa de impuesto sobre la renta. La fuente de cada uno de ellos es la siguiente:

3. 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>.

4. 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>

3. 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). En el caso de que, para alguna(s) de las variables citadas, no sea posible para ARESEP contar con una serie histórica reciente que complete 5 observaciones anuales, se utilizará la serie histórica menor a 5 años pero que sea igual para todas las variables.

4. 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 los datos incluidos en la sección 4.2.3.2.

5. Tasa de impuesto sobre la renta: Es la tasa impositiva para personas jurídicas con fines de lucro, correspondiente al último tracto de impuestos sobre la renta –la tasa marginal mayor-, establecida y actualizada vía decreto por el Ministerio de Hacienda.”

4.3 Adicionar al final de la sección “4.2 Inversión total”, lo siguiente:

“Actualización del monto de inversión en activos fijos

La actualización del monto de inversión en activos fijos que conforman la base tarifaria, se realizará utilizando un índice de precios representativo, en caso de que los datos utilizados muestren una antigüedad superior al año. La selección del índice considerará los siguientes aspectos: que provenga de una fuente de acceso público, especializada en la generación de información técnica y con la información más reciente. La actualización del monto de inversión en activos fijos se realizará anualmente y se aplicará de manera consistente el mismo índice. En el evento de que se llegue a considerar necesario en el futuro modificar el índice a utilizar, se justificará la razón técnica que fundamente dicha decisión con base en la ciencia, técnica y lógica tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública .”

5. Del “Modelo para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas”, aprobada mediante la Resolución RJD-163-2011, el 30 de noviembre de 2011, y publicada en La Gaceta N° 245 del 21 de diciembre de 2011:

5.1 Modificar el punto vii. de la siguiente forma:

“vii. Costos fijo por capital (CFC)

(...)

a. Apalancamiento (Ψ)

El valor de apalancamiento financiero se utiliza para estimar la relación entre deuda y capital propio, la cual es parte de la fórmula del beta desapalancado que se define posteriormente. El cálculo se realizará de conformidad con el punto b.4 siguiente.

b. Rentabilidad sobre aportes al capital (ρ)

(...)

Los parámetros que se requiere calcular para estimar la rentabilidad sobre aportes al capital son los siguientes: tasa libre de riesgo, prima por riesgo, riesgo país, beta desapalancada, relación entre deuda y capital propio, y tasa de impuesto sobre la renta. La fuente de cada uno de ellos es la siguiente:

3. 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>.

4. 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>

3. 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). En el caso de que, para alguna(s) de las variables citadas, no sea posible para ARESEP contar con una serie histórica reciente que complete 5 observaciones anuales, se utilizará la serie histórica menor a 5 años pero que sea igual para todas las variables.

4. 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 los datos incluidos en la sección vii. en el apartado denominado apalancamiento.

5. Tasa de impuesto sobre la renta: Es la tasa impositiva para personas jurídicas con fines de lucro, correspondiente al último tracto de impuestos sobre la renta –la tasa marginal mayor-, establecida y actualizada vía decreto por el Ministerio de Hacienda."

5.2 Modificar el punto viii. de la siguiente forma:

“viii. Monto de la inversión unitaria (M)

(...)

d. Actualización del monto de inversión en activos fijos: La actualización del monto de inversión en activos fijos que conforman la base tarifaria, se realizará utilizando un índice de precios representativo, en caso de que los datos utilizados muestren una antigüedad superior al año. La selección del índice considerará los siguientes aspectos: que provenga de una fuente de acceso público, especializada en la generación de información técnica y con la información más reciente. La actualización del monto de inversión en activos fijos se realizará anualmente y se aplicará de manera consistente el mismo índice. En el evento de que se llegue a considerar necesario en el futuro modificar el índice a utilizar, se justificará la razón técnica que fundamente dicha decisión con base en la ciencia, técnica y lógica tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública.”

II. Tener como respuesta a los opositores lo señalado en el Considerando I de la presente resolución y agradecerles por su valiosa participación en este proceso.

Rige a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta.

En cumplimiento de lo que ordena el artículo 245 de la Ley General de la Administración Pública, contra la presente resolución cabe el recurso ordinario de reposición o reconsideración, el cual deberá interponerse en el plazo de tres días contados a partir del día siguiente a la notificación, y el recurso extraordinario de revisión, el cual deberá interponerse dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de la citada ley. Ambos recursos deberán interponerse ante la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, a quien le corresponde resolverlos.

NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE.

A las diecisiete horas se retiran Guillermo Monge Guevara, Marco Otoy Chavarría, Karla Montero Víquez, José Carlos Vargas Rojas, Edwin Espinoza Mekbel y Daniel Fernández Sánchez. Asimismo ingresa la señora Aracelly Marín y Eric Chaves Gómez, funcionarios de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, a participar en la presentación del siguiente artículo.

ARTÍCULO 11. Análisis de las observaciones realizadas por parte de la Dirección Administrativa Financiera en relación con el Reglamento para la administración y el uso de los espacios para estacionamiento en las instalaciones que ocupe la ARESEP (RAUDE).

La Junta Directiva conoce el oficio 123-DGAJR-2014, del 18 de marzo de 2014, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, rinde criterio en torno al análisis de las observaciones realizadas por parte de la Dirección Administrativa Financiera, en relación con el Reglamento para la administración y el uso de los espacios para estacionamiento en las instalaciones que ocupe la ARESEP (RAUDE).

La señora *Aracelly Marín González* se refiere al análisis de las observaciones realizadas por parte de la Dirección Administrativa Financiera en relación con el Reglamento para la administración y el uso de los espacios para estacionamiento en las instalaciones que ocupe la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (RAUDE).

Explica detalladamente los antecedentes, competencia y el procedimiento para la aprobación del citado Reglamento por parte de la Junta Directiva. Asimismo, se refiere a la normativa que debe sujetarse la propuesta, así como a las conclusiones y recomendaciones.

Seguidamente el señor *Rodolfo González Blanco* explica el contenido de la propuesta de Reglamento y las modificaciones realizadas a los siguientes artículos:

Artículo 10: Factores de calificación para la asignación por concurso

Artículo 11: Contenido de la resolución de asignación de espacios

Artículo 12: Uso del espacio asignado para estacionamiento

Artículo 15: Obligaciones de quienes se les asigne un espacio en el estacionamiento

Artículo 18: Responsabilidad de la Autoridad Reguladora

Analizado el tema, con base en lo expuesto por Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria conforme al oficio 123-DGAJR-2014 el señor *Dennis Meléndez Howell* somete a votación.

La Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos con fundamento en las facultades conferidas en el artículo 53 incisos e) y ñ) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley N° 7593), en razón de lo dispuesto en la Ley de igualdad de oportunidades para las personas con discapacidad, (Ley N° 7600) en la sentencia N° 366-94 del 10 de noviembre de 1994, de la Sala Segunda de la Corte Suprema de Justicia, en el dictamen N° C-213-98 del 15 de octubre 1998 y en la opinión jurídica N° 103 del 18 de setiembre de 2000 ambos emitidos por la Procuraduría General de la República:

CONSIDERANDO

- I. Que de conformidad con lo establecido en el artículo 53 incisos e) y ñ) de la Ley N° 7593, le corresponde a la Junta Directiva dictar las normas y políticas que regulen las condiciones y obligaciones laborales del personal de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.
- II. Que en la actualidad la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos no cuenta con la infraestructura requerida para ofrecer facilidades de estacionamiento a todo su personal, lo que ha generado conflictos internos que es necesario eliminar para poder fortalecer el

clima organizacional. De ahí, surge la necesidad institucional de contar con una normativa interna que permita la aplicación de un procedimiento justo, transparente y objetivo para la asignación de los estacionamientos y la supervisión del uso de los mismos.

- III.** Que es necesario tomar en consideración el obligatorio cumplimiento de la Ley N° 7600, y velar porque los usuarios de los servicios que presta la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, así como el personal de la misma que lo requiera, cuenten con espacio para estacionar sus vehículos mientras cumplen con los trámites o funciones que deben realizar dentro de la Autoridad Reguladora.
- IV.** Que la Sala Segunda de la Corte Suprema de Justicia, en la sentencia N° 366-94 del 10 de noviembre de 1994, al referirse al tema expresó: *"En el sub-lite nos encontramos ante un caso de una liberalidad otorgada por el patrono y no de un salario en especie, porque el beneficio disfrutado, no tiene carácter remunerativo y no se otorgó a cambio de una prestación. El Poder Judicial como entidad pública que es, tiene la obligación de tomar las medidas administrativas necesarias para proteger los bienes que estén bajo su custodia. Dentro de este contexto, el espacio de parqueo ubicado en el sótano del edificio del Poder Judicial, es un bien de éste último, cuya utilización depende fundamentalmente del servicio público que debe brindar. El hecho de que se permitiera a los actores utilizar ese espacio como parqueo, obedece claramente a una liberalidad o suministro gratuito y por ende no puede considerarse salario en especie."*
- V.** Que la Procuraduría General de la República, indicó en la opinión jurídica N° 103 del 18 de setiembre de 2000, que la naturaleza jurídica del espacio físico utilizado como área de estacionamiento en la Administración Pública, es un bien de dominio público y consecuentemente patrimonio del Estado. Agregó que, dicho espacio es *"un permiso de uso que resulta de una decisión unilateral de la Administración, en ejercicio de un poder discrecional, tal beneficio o facilitación no constituye un derecho adquirido ni consolidado de los funcionarios, sino una concesión de carácter precaria"*. De manera que, el uso de un espacio de estacionamiento otorgado o facilitado por la Administración Pública, en la condición de permiso precario no constituye un derecho adquirido. Finalmente la Procuraduría en dicha opinión, concluye que la autorización para estacionar vehículos en las instalaciones de la Administración Pública *"es susceptible de ser revocada, si ello se hace de conformidad con lo que establecen los artículos 152 y siguientes de la Ley General de la Administración Pública"*.
- VI.** Que el 8 de setiembre de 2013, mediante oficio 1929-DAF-2013, la Dirección Administrativa Financiera solicitó al Departamento de Gestión y Documentación, la confección de un expediente OT, titulado: *"Reglamento para la administración y uso de los espacios para estacionamiento en las instalaciones que ocupe la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (RAUDE)"*. Así surgió el expediente OT-331-2013.
- VII.** Que el 12 de setiembre de 2013, mediante acuerdo 03-67-2013 tomado en la sesión ordinaria 67-2013 y ratificada el 16 de setiembre de 2013, la Junta Directiva solicitó a la Dirección Administrativa Financiera que tramitara la apertura de un expediente administrativo OT que contenga los documentos de la propuesta de *"Reglamento para la administración y uso de los espacios para estacionamiento en las instalaciones que ocupe la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (RAUDE)"* y los estudios, criterios o informes que la sustentan, a efectos de que esté disponible para los interesados. Una vez conformado el expediente, se sometiera a consulta de los funcionarios de la Autoridad Reguladora y de la Sutel por el plazo de 10 días hábiles. (Folio 2)

- VIII. Que el 26 de setiembre de 2013, mediante oficio 650-SJD-2013, la Secretaría de Junta Directiva comunicó a la Dirección Administrativa Financiera el acuerdo indicado en el punto anterior. (Folios 2 al 8)
- IX. Que el 14 de octubre de 2013, por medio de correo electrónico, la Dirección Administrativa Financiera puso en conocimiento de los funcionarios de la Autoridad Reguladora y de la Sutel la propuesta de reglamento en cuestión. (Folios 117 al 120)
- X. Que el 18 de noviembre de 2013, mediante oficio 2134-DAF-2013, la Dirección Administrativa Financiera remitió a la Gerencia General el análisis de las observaciones realizadas a la propuesta de RAUDE. (Folios 161 al 220)
- XI. Que el 20 de noviembre de 2013, mediante oficio 776-SJD-2013, la Secretaría de Junta Directiva remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, la propuesta de reglamento para su análisis. (Folio 223)
- XII. Que el 10 de diciembre de 2013, por medio del oficio 2315-DAF-2013, la Dirección Administrativa Financiera emitió informe final sobre la propuesta del RAUDE, en la cual hace referencia a los costos de implementación de la propuesta de reglamento. (Folios 221 y 222)
- XIII. Que el 18 de diciembre de 2013, mediante oficio 1049-DGAJR-2013, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emitió análisis de las observaciones realizadas a la propuesta de RAUDE. (Folios 224 al 226)
- XIV. Que el 31 de enero de 2014, mediante oficio 223-DAF-2014, la Dirección Administrativa Financiera remitió un nuevo análisis sobre la propuesta de reglamento en cuestión, a la luz de lo señalado en el oficio 1049-DGAJR-2013. (Folios 284 al 296)
- XV. Que el 5 de febrero de 2014, mediante el oficio 061-SJD-2014, la Secretaría de Junta Directiva remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, la propuesta de reglamento para su análisis. (Correrá agregada a los autos)
- XVI. Que el 18 de febrero de 2014, por medio de oficio 123-DGAJR-2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emitió criterio jurídico sobre la propuesta de reglamento en cuestión. (Correrá agregado a los autos)
- XVII. Que por lo anteriormente señalado, resulta necesario normar vía reglamento, el uso de las áreas de estacionamiento en las instalaciones que ocupe la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, de acuerdo con la legislación vigente.
- XVIII. Que en atención a los considerandos anteriores, lo procedente es crear el *“Reglamento para el uso de los espacios de estacionamiento en las instalaciones que ocupe la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos”*, tal y como se dispone:

POR TANTO

**LA JUNTA DIRECTIVA
DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

RESUELVE:**ACUERDO 10-13-2014****I. Aprobar el siguiente reglamento:****REGLAMENTO PARA LA ADMINISTRACIÓN Y EL USO DE LOS ESPACIOS PARA ESTACIONAMIENTO EN LAS INSTALACIONES QUE OCUPE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS (RAUDE)****CAPÍTULO I
DISPOSICIONES GENERALES****Artículo 1.- Objeto.**

Este reglamento regula la administración y el uso de los espacios de estacionamiento en las instalaciones que ocupe la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Artículo 2.- Ámbito de aplicación.

Su aplicación es de observancia general y obligatoria para todos los funcionarios que laboran en la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. También, cuando así lo indique expresamente, será aplicable al personal de la Superintendencia de Telecomunicaciones.

Para efectos de este reglamento cuando se refiere al cargo, puesto o condición de una persona, se entenderá sin distinción o discriminación de género.

Artículo 3.- Naturaleza del espacio de estacionamiento.

La facilidad de espacio para estacionamiento concedida a los funcionarios no podrá ser considerada, en ningún caso y para ningún efecto, como salario en especie ni como derecho adquirido.

Artículo 4.- Definiciones.

Para los efectos de este reglamento, los términos que a continuación se consignan, tienen el significado siguiente:

- a) Antigüedad: Periodo de tiempo laborado por un funcionario en el sector público, desde que inició la relación de servicio en este sector, hasta la actualidad. No se contabilizarán aquellos periodos donde se haya interrumpido la relación, ya sea por causas de permisos sin goce de salario o por trabajar en el sector privado.
- b) Autoridad Reguladora: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. También se hace alusión a ella cuando se utiliza términos como Administración o Institución.
- c) Categoría: Puesto o conjunto de puestos similares en cuanto a deberes, responsabilidades y autoridad, para que se les pueda aplicar el mismo título a cada uno de ellos.
- d) Evaluación del desempeño: Sistema que evalúa el desempeño de los funcionarios en sus puestos durante un período determinado y que propicia la necesaria y efectiva comunicación entre los niveles de supervisión y los subordinados, para el oportuno reconocimiento de la labor, para el análisis de las diversas situaciones derivadas del trabajo y para la búsqueda conjunta de soluciones en procura de un mayor nivel de eficiencia.
- e) Flotilla: Grupo de automóviles de uso oficial de la Autoridad Reguladora.
- f) Funcionarios: Persona que presta sus servicios a la Autoridad Reguladora a través de una relación laboral. También se utiliza personal para referirse al conjunto de funcionarios.
- g) Persona con discapacidad: Persona con cualquier deficiencia física, mental o sensorial que limite, sustancialmente, una o más de sus actividades principales y que en atención de la Ley N° 7600 debe brindársele un lugar preferencial en el estacionamiento como ayuda técnica.

- h) Usuarios: Personas que requieren realizar algún trámite en las instalaciones de la Autoridad Reguladora.

CAPÍTULO II

LA ADMINISTRACIÓN Y LA ASIGNACIÓN DE ESPACIOS DEL ESTACIONAMIENTO

Artículo 5.- Administración del estacionamiento.

La administración de los espacios de estacionamientos corresponde al Departamento de Servicios Generales.

El Departamento de Servicios Generales conformará cada año un expediente con los documentos relacionados a la administración y la asignación de los espacios de estacionamiento.

Artículo 6.- Asignación de espacios de estacionamiento.

Corresponderá al Departamento de Servicios Generales, asignar en la tercera semana del mes de enero de cada año, los espacios de estacionamiento de la Autoridad Reguladora, de acuerdo a las disposiciones establecidas en este reglamento.

Todos los actos de la Administración, que se realicen en cumplimiento de este reglamento serán incorporados al expediente conformado para la asignación anual de espacios para estacionamiento.

Artículo 7.-Espacios de estacionamiento.

Los espacios de estacionamiento de la Autoridad Reguladora, conforme su asignación, son:

- a) para uso de su flotilla,
- b) en atención al cumplimiento de la Ley N° 7600,
- c) para sus usuarios y
- d) para uso de sus funcionarios.

Artículo 8.- Prioridad de asignación.

La asignación de espacios para estacionamiento, se realizará, conforme el siguiente orden de prioridad y disposiciones:

- a) para uso de su flotilla: Se indicará la cantidad de vehículos que integran la flotilla y los espacios asignados para éstos,
- b) en atención al cumplimiento de la Ley N° 7600: Se indicará de forma razonada la cantidad de espacios de estacionamiento dispuestos para este fin, para personas usuarias o funcionarias,
- c) para sus usuarios: Se reservará al menos diez espacios del estacionamiento para las personas usuarias de la Autoridad Reguladora,
- d) para uso de sus funcionarios y asignados por la naturaleza del puesto: De oficio, se asignará un espacio para estacionamiento a las siguientes personas: Regulador General, Regulador General Adjunto, miembros de la Junta Directiva, Auditor Interno, Subauditor Interno, Intendentes, Directores Generales, Directores, Asesores del Regulador General y de los Intendentes y profesionales jefes,
- e) para uso de sus funcionarios y asignados por concurso: Se asignará los restantes espacios para los funcionarios con mejor puntuación en el procedimiento de asignación por concurso.

Artículo 9.- Asignación por concurso.

La asignación de espacios por concurso se realizará conforme el siguiente procedimiento:

La Administración deberá iniciar el concurso en la primera semana del mes de diciembre de cada año y poner a disposición de los funcionarios el formulario respectivo de solicitud de espacio para estacionamiento. En el formulario se indicará: el nombre del funcionario y número de placa de los automóviles que pretende utilizar para ocupar el espacio de estacionamiento. Cada funcionario podrá optar por un espacio de estacionamiento, sin perjuicio que indique distintas placas de vehículos para el espacio asignado.

Los funcionarios interesados en obtener un espacio de estacionamiento de la Autoridad Reguladora, deberán remitir por medio de correo electrónico su solicitud utilizando el formulario respectivo, dirigido a la Jefatura del Departamento de Servicios Generales. El plazo para su envío es de tres días hábiles desde el momento de la comunicación del concurso.

Una vez vencido el plazo, el Departamento de Servicios Generales, realizará un estudio en el que se aplicará la fórmula definida en el artículo 10 de este reglamento. Por lo que se establecerá un orden de asignación de los espacios de estacionamiento, conforme el orden de puntuación hasta agotar los espacios disponibles.

El Departamento de Servicios Generales, coordinará con la Dirección de Recursos Humanos para obtener la información necesaria, sobre la categoría, la antigüedad y la fecha de ingreso a la Autoridad Reguladora de cada funcionario solicitante.

El Departamento de Servicios Generales, emitirá una resolución, a más tardar en la tercera semana del mes de enero de cada año, en la que se informará, la asignación efectuada de los espacios de estacionamiento. La misma será notificada a todos los funcionarios, por correo electrónico.

Artículo 10.- Factores de calificación para la asignación por concurso.

En la asignación por concurso, los factores a calificar son: la evaluación de desempeño - tomando en cuenta la última calificación obtenida por cada solicitante-, la categoría y la antigüedad. Para ello, se considerarán los siguientes factores:

a) factor de evaluación de desempeño: Se toma la calificación de la evaluación de desempeño del funcionario solicitante y la calificación de la evaluación de desempeño más alta de las calificaciones en análisis y se les aplica la siguiente fórmula:

$$\text{Factor de evaluación de desempeño} = \frac{\text{Evaluación del desempeño del solicitante}}{\text{Evaluación del desempeño más alto}} \times 35\%$$

b) factor de categoría: Se toma la categoría del funcionario solicitante y la categoría más alta de las categorías en análisis y se les aplica la siguiente fórmula:

$$\text{Factor categoría} = \frac{\text{Categoría del solicitante}}{\text{Categoría más alta}} \times 35\%$$

Para lograr un trato homogéneo en la aplicación del factor relativo a categoría, se utilizará una tabla de equivalencias tomando las clases existentes en la institución, a las que se les asigna una numeración en orden ascendente iniciando en la clase que registra un menor salario hasta la clase que registra un mayor salario.

c) factor de años de servicio para el sector público: Se toma la antigüedad del funcionario solicitante y la antigüedad del funcionario solicitante con mayor cantidad de años de servicio para el sector público y se les aplicará la siguiente fórmula:

$$\text{Factor de años de servicio} = \frac{\text{Antigüedad del solicitante}}{\text{Antigüedad mayor}} \times 30\%$$

En caso de empate en el puntaje total y que los espacios resulten insuficientes, se otorgará la facilidad a quienes hubiesen obtenido las mejores calificaciones en las evaluaciones de desempeño; de persistir el empate, a quienes se desempeñen en el puesto de mayor categoría; si continúa el empate, se tomará como criterio de desempate la fecha de ingreso a la Autoridad Reguladora; para ello, los espacios serán asignados a los funcionarios de más antiguo ingreso en comparación con otros funcionarios empatados; de continuar el empate el Departamento de Servicios Generales efectuará un sorteo en presencia de quienes empataron y emitirá un acta sobre el resultado.

El mismo estudio definirá una lista de espera de los funcionarios que, por razón de la limitación en la cantidad de espacios en los estacionamientos, deben esperar una oportunidad para este contar con este beneficio. La lista será en orden de mayor calificación conforme los resultados del estudio. De existir funcionarios con la misma calificación, deberá aplicarse los criterios de desempate anteriores para establecer su orden de prioridad.

Artículo 11.- Contenido de la resolución de asignación de espacios.

La resolución del Departamento de Servicios Generales de asignación de espacios de estacionamiento deberá ser motivada y contener al menos los siguientes datos:

- a) los números de placas y espacios del estacionamiento asignados a la flotilla de la Autoridad Reguladora,
- b) los espacios del estacionamiento que se dispondrán en cumplimiento de la Ley N° 7600, con indicación de cuántos serán ocupados por los funcionarios y a quienes se les asignaron.
- c) los espacios del estacionamiento que se dispondrán para los usuarios de la Autoridad Reguladora,
- d) los espacios del estacionamiento, que ocuparán quienes se les asigna por la naturaleza de su puesto que ocupan,
- e) el nombre de los funcionarios, números de placas y el espacio del estacionamiento, que ocuparán en atención a la asignación por concurso,
- f) el listado de funcionarios que queda en lista de espera ordenados de mayor a menor conforme su puntuación y con aplicación de criterios de desempate, si procede.
- g) la indicación de que la asignación de espacios de estacionamiento y la lista de espera tendrá una vigencia de un año.

Dicha resolución debe ser notificada a los funcionarios por medio del correo electrónico.

La resolución podrá ser impugnada ante la Dirección General de Operaciones.

CAPÍTULO III

EL USO, LAS OBLIGACIONES, LA RESPONSABILIDAD Y LA REVOCACIÓN

Artículo 12.- Uso del espacio asignado para estacionamiento.

A quienes se les asigne un espacio de estacionamiento deben utilizarlo regularmente. En caso de vacaciones, incapacidad, permiso con o sin goce de salario por periodos mayores a 5 días hábiles, para los casos anteriores, por renuncia o despido u otra circunstancia, el responsable del control y ejecución de estos movimientos, comunicará de inmediato al Departamento de Servicios Generales el periodo de la ausencia, para que éste proceda a reasignar el espacio de forma temporal a quien tiene mejor derecho conforme la lista de espera.

Artículo 13.- Uso de los espacios del estacionamiento por circunstancias especiales.

Cuando la Autoridad Reguladora o un tercero autorizado por esta, requiera utilizar los espacios de estacionamiento por circunstancias especiales o de interés institucional, la Administración podrá suspender las facilidades de cualquiera de los estacionamientos por el tiempo que lo considere conveniente. Para tal efecto, el Departamento de Servicios Generales emitirá el respectivo comunicado, mediante correo electrónico a los que disfruten de esa facilidad, con al menos un día hábil de antelación, para que adopten las medidas del caso.

La suspensión de dicha facilidad les aplicará a quienes, teniendo asignado un espacio para estacionamiento asignado, posean la calificación más baja. Estos funcionarios pasarían a la lista de espera, conforme su calificación.

Artículo 14.- Uso de los espacios de estacionamiento en días y horas inhábiles o en días de restricción vehicular.

Se autoriza al personal que deba permanecer, por razones de trabajo en la Autoridad Reguladora, en horas y días inhábiles el uso, en ese momento, de cualquiera de los espacios de estacionamiento. Siempre y cuando su utilización no cause perjuicio a las demás personas que tienen un espacio asignado.

De igual forma podrá utilizarse el espacio de parqueo que estando asignado a otro funcionario se encuentre desocupado, en razón de la restricción vehicular, ello con conocimiento del funcionario y autorización de la Administración.

Artículo 15.- Obligaciones de quienes se les asigne un espacio en el estacionamiento.

Son obligaciones de quienes se les asigne un espacio en el estacionamiento, las siguientes:

- a) suministrar información correcta y precisa en el formulario respectivo de solicitud de espacio para estacionamiento y en lo que la Administración le consultase para efectos de establecer su calificación o verificar el uso del espacio asignado,
- b) conducir de forma correcta en el área de estacionamiento y estacionar apropiadamente el vehículo en el espacio asignado,
- c) informar mediante un correo electrónico, con al menos 2 días de antelación, al Departamento de Servicios Generales, cuando no utilizará el espacio asignado por periodos de tiempo no mayores a 5 días hábiles consecutivos.
- d) abstenerse de intercambiar, ceder, prestar o permitir el uso del espacio que tiene asignado, a otra persona,
- e) abstenerse de estacionar el vehículo en cualquiera de los espacios de estacionamiento de la Institución sin que haya mediado autorización para ello,
- f) abstenerse de ocasionar daños a los demás vehículos.

El incumplimiento injustificado de dichas obligaciones facultará a la administración para revocar el beneficio asignado o bien su eliminación en la lista de espera, según corresponda.

Artículo 16. Inspecciones y denuncias.

El Departamento de Servicios Generales podrá constatar el cumplimiento de las obligaciones con respecto al uso del espacio de estacionamiento, a través de la atención de denuncias o de oficio, a través de inspecciones.

Las denuncias que se recibieren serán incorporadas, tramitadas y decididas en un expediente administrativo.

Las declaraciones de las partes, testigos y las inspecciones, deberán ser consignadas en un acta, conforme lo establecido en el artículo 270 de la Ley General de la Administración Pública. En lo posible el acta se levantará en presencia de la persona a quien afecta o en su defecto en presencia de dos testigos, quienes pueden ser parte del personal de la Autoridad Reguladora.

De comprobarse el incumplimiento de este reglamento se le revocará la facilidad conforme lo dispuesto en el artículo 19 de este reglamento.

Artículo 17.- Responsabilidad por daños en el estacionamiento.

Quienes ocasionen daños en el estacionamiento, serán responsables ante cualquier reclamo civil o penal que se origine, sin detrimento de cualquier sanción administrativa que proceda aplicar por parte de la Administración en apego al debido proceso.

Artículo 18.- Responsabilidad de la Autoridad Reguladora.

La Autoridad Reguladora no asumirá ninguna responsabilidad por cualquier tipo de accidente o incidente que ocurra dentro del estacionamiento, salvo que intervenga un vehículo propiedad de la Institución, en cuyo caso se aplicará lo indicado en la normativa vigente.

Artículo 19.- Revocación del uso de espacio de estacionamiento.

El Departamento de Servicios Generales podrá revocar sin responsabilidad, el beneficio otorgado para uso del espacio de estacionamiento, a cualquiera de sus funcionarios por razones de oportunidad, conveniencia o mérito. La revocatoria en todo caso deberá ser emitida mediante resolución motivada.

El Departamento de Servicios Generales, realizará un informe mensual sobre las inspecciones que realice a los espacios de estacionamiento, con la finalidad de identificar los casos en los cuales proceda iniciar el procedimiento para la revocatoria del beneficio del espacio de estacionamiento por incumplimiento al presente reglamento.

La resolución de revocatoria del uso de espacio de estacionamiento, será notificada y, salvo que se indique lo contrario, su ejecución será inmediata, sin perjuicio de que la misma pueda ser recurrida en los términos establecidos en la Ley General de la Administración Pública.

CAPÍTULO IV DISPOSICIONES FINALES

Artículo 20.- Derogatorias.

Se derogan las resoluciones RRG-7708-2008 y RRG-8320-2008 emitidas por el Regulador General de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Artículo 21.- Vigencia.

Rige a partir de su publicación.

Transitorio I.

Por una única vez a partir de la entrada en vigencia de este reglamento, el Departamento de Servicios Generales realizará el estudio regulado en el presente reglamento.

El Departamento de Servicios Generales emitirá la resolución de asignación de espacios de estacionamiento de la Autoridad Reguladora dentro de los 30 días naturales siguientes a la entrada en vigencia de este reglamento. Dicha resolución regirá a partir de su emisión y hasta la tercera semana del mes de enero del año 2016.

Transitorio II.

En tanto la Sutel se encuentre arrendando instalaciones, el presente reglamento no le será aplicable a sus funcionarios, ello con excepción del artículos 2 y del artículo 15 incisos b), d), e) y f).

En caso que los funcionarios de la Sutel incumplan dichas disposiciones del Departamento de Servicios Generales lo informará a la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora quien solicitará al Consejo de la Sutel se corrija la conducta.

Transitorio III.

Mientras se emite un nuevo sistema de evaluación del desempeño que produzca resultados cuantitativos, para los efectos del presente reglamento, a partir de la evaluación del desempeño actual se aplicarán las siguientes puntuaciones:

Excelente: 100

Destacado: 80

Bueno / Satisfactorio: 60

Suficiente: 40

Deficiente / Insatisfactorio: 20”

- II.** Instruir a la Administración para que el mismo sea publicado por una única vez en el diario oficial La Gaceta.

A las diecisiete horas con diez minutos, se retiran los señores (a) Guillermo Monge Guevara, Marco Otoy Chavarría, Karla Montero Viquez, José Carlos Vargas Rojas, Edwin Espinoza Mekbel y Daniel Fernández Sánchez.

ARTÍCULO 12. Asuntos Informativos.

Seguidamente se dan por recibidos los asuntos indicados en la agenda, como temas de carácter informativo, los cuales se detallan a continuación:

1. Respuesta al oficio C.E.02-2014 del 12 de febrero de 2014 sobre la consulta al Proyecto de Ley “Interpretación auténtica del artículo 20 de la Ley 7593, del 5 agosto de 1996, Ley de Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, expediente 18.973. Oficio 163-RG-2014 del 26 de febrero de 2014.

2. Respuesta al oficio 045-RG-2014 sobre la propuesta de Reglamento de las sanciones establecidas en el artículo 38 y 41 de la Ley 7593, mediante el cual se informa que estará lista para su respectivo análisis en la segunda quincena de marzo de 2014. Oficio 142-DGAJR-2014 del 26 de febrero de 2014.
3. Respuesta al oficio 076-SJD-2014/3901 de solicitud de prórroga de la disposición 4.7 del Informe DFOE-EC-IF-13-2012. Oficio DFOE-SD-0418 (01845) del 20 de febrero de 2014.

A las diecisiete horas con veinte minutos finaliza la sesión.

DENNIS MELÉNDEZ HOWELL
Presidente de la Junta Directiva

ALFREDO CORDERO CHINCHILLA
Secretario de la Junta Directiva