

ACTA DE LA SESIÓN EXTRAORDINARIA

50-2011

8 de agosto del 2011

San José, Costa Rica

SESION EXTRAORDINARIA 50-2011

Acta de la sesión extraordinaria número cincuenta y dos mil once, celebrada por la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos en la ciudad de San José, a partir de las catorce horas y cinco minutos del ocho de agosto del dos mil once, con la asistencia de sus miembros: Dennis Meléndez Howell, Presidente; Emilio Arias Rodríguez; María Lourdes Echandi Gurdíán; Edgar Gutiérrez López y Sylvia Saborío Alvarado, así como con la de los señores: Rodolfo González Blanco, Gerente General; Luis Fernando Sequeira Solís, Auditor Interno; y Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario de Junta Directiva.

ARTÍCULO 1 *Modificación del Orden del Día.*

A raíz de una solicitud de la directora *María Lourdes Echandi Gurdíán*, la Junta Directiva resolvió, por unanimidad:

ACUERDO 01-50-2011

Modificar el Orden del Día de esta sesión, de manera que se conozca como primer punto a tratar, la moción de los directores María Lourdes Echandi Gurdíán y Emilio Arias Rodríguez tendiente a anular el Comité de Regulación, las superintendencias, la asesoría concentrada y acuerdos conexos.

ARTÍCULO 2. *Moción de los directores María Lourdes Echandi Gurdíán y Emilio Arias Rodríguez tendiente a anular el Comité de Regulación.*

Seguidamente se entró a conocer la siguiente moción:

□MOCIÓN

DE NULIDAD DEL COMITÉ DE REGULACIÓN, DE LAS SUPERINTENDENCIAS DE AGUA, ENERGIA Y TRANSPORTE, DE LA ASESORIA TECNICA Y JURIDICA CONCENTRADA Y DE ACUERDOS CONEXOS

PRESENTADA POR LOS DIRECTIVOS

EMILIO ARIAS RODRÍGUEZ Y MARÍA LOURDES ECHANDI GURDIÁN

En la sesión extraordinaria del pasado 26 de julio del 2011 se incorporó en el orden del día una moción alterna a la de la administración en la cual propusimos la nulidad del Comité de Regulación, de las Superintendencias de Agua, Energía y Transporte, de la Asesoría Técnica y Jurídica concentrada y de acuerdos conexos. Sin embargo, al momento de someterla a votación, admitimos que era conveniente que los demás miembros de Junta Directiva contaran con la propuesta formal y escrita.

De ahí que, con el fin de que sea conocido por la Junta Directiva de la ARESEP, presentamos de manera formal el siguiente texto:

Se trata de una propuesta integral que consideramos resuelve los aspectos más importantes en torno a la inconstitucionalidad del Comité de Regulación, de las Superintendencias de Agua, Energía y Transportes y de una asesoría jurídica y regulatoria de Junta Directiva concentrada con la del resto de la Administración.

*En primer término, expondremos las razones que fundan nuestra discrepancia con el proyecto de derogatoria del Comité de Regulación y modificación del Transitorio II del Reglamento Interno de Organización y Funciones, **en adelante RIOF**, propuesto por la Administración, para luego de ello exponer nuestra propuesta alterna.*

DISCREPANCIA CON LA PROPUESTA DE LA ADMINISTRACIÓN

I.- DEL MOTIVO ARGUMENTADO PARA LA DEROGATORIA DEL COMITÉ DE REGULACIÓN EN LA PROPUESTA DE LA ADMINISTRACIÓN

La lectura de la parte considerativa de la propuesta de acuerdo planteada por la administración a esta Junta Directiva, deja entrever los motivos en que parece basarse la derogatoria del Comité de Regulación sugerida.

Específicamente, por un lado, con el velado afán de sustentar la legalidad de la figura del Comité de Regulación, se hace mención en el Considerando XIII y el XIV, respectivamente, a la Opinión Jurídica 094-2009 de 5 de octubre de la Procuraduría General de la República y a la Sentencia No. 3929-2010 de las 16:00 horas del 20 de octubre del Tribunal Contencioso Administrativo.

En el caso de la referida opinión, se señala que mediante dicho pronunciamiento □no vinculante- la Procuraduría concluyó que no se presentaba una violación del principio de reserva de ley en materia de potestades de imperio, en tanto la Junta Directiva de esta Autoridad, además de poseer la potestad de aprobar la organización interna de la entidad,

puede decidir a cuál órgano le atribuye el ejercicio de esa competencia, al ser omiso el legislador a la hora de definir concretamente a cuál centro de acción le atribuyó determinadas potestades.

Por otra parte, al hacerse referencia a la Sentencia No. 3929-2010, se deja sentada la tesis de que para ese Tribunal, la creación de las Superintendencias de Agua, Energía y Transportes, no resulta ilegítima, toda vez que no se crearon órganos desconcentrados mediante una disposición reglamentaria de carácter orgánico y, por otra parte, en tanto se delegó en órganos como los mencionados, las distintas competencias legales atribuidas en abstracto a esta Autoridad.

Estas dos referencias, son luego complementadas con la alusión a las "Dudas generadas en torno a la creación del Comité de Regulación y de las Superintendencias", lo cual es objeto de atención a partir del Considerando XV y hasta el XVII.

Tales dudas las encuentra la administración, por un lado, en nuestras reiteradas alegaciones sobre el tema planteadas en diversas sesiones de esta Junta Directiva (ver actas de las sesiones 18, 21 y 38 todas del 2011) y por otro lado, en el "informe preliminar" presentado por el Dr. Rubén Hernández Valle, profesional experto en Derecho Constitucional, contratado de modo irregular por la Gerencia General, sin que esta Junta Directiva hubiese resuelto tal contratación mediante el respectivo acuerdo.

Tanto en nuestras alegaciones como en el dictamen jurídico del Dr. Hernández Valle, se llega a la conclusión de que el Comité de Regulación, y por privar la misma razón, las Superintendencias "sic- son órganos irregularmente creados, toda vez que se les ha decidido atribuir potestades de imperio a pesar de tratarse de meros órganos internos de creación reglamentaria. Se coincide así, de modo absoluto, con nuestras alegaciones en torno al quebranto del Derecho de la Constitución que causa la creación de los citados órganos, específicamente, al contradecir los artículos 28 y 121 inciso 20) de la Constitución Política, normas violadas a las cuales agrega el Dr. Hernández Valle con tino, los artículos 11 y 140 inciso 18) constitucionales.

De este modo, en el Considerando XX se termina motivando la decisión que se sugiere, señalando que "en virtud de las dudas planteadas en cuanto a la constitucionalidad de las funciones asignadas al Comité de Regulación, resulta conveniente al interés público: Derogar los acuerdos de Junta Directiva indicados en los considerandos V a X, 2) Modificar el Transitorio II del RIOF, de manera que se le asignen al Regulador General las funciones otorgadas con anterioridad al Comité de Regulación" entre otras potestades. Se deja entrever, en esta motivación, que de modo discrecional, se opta por dejar sin efecto los acuerdos de esta Junta Directiva relativos al Comité de Regulación y se modifica el

Transitorio II del RIOF, no encontrándose en los hechos un deber jurídico de anular lo actuado.

Tal motivación, a nuestro juicio, no responde a la exigencia contenida en el artículo 133.1 de la Ley General de la Administración Pública, en adelante LGAP, toda vez que según esa norma □el motivo deberá ser legítimo y existir tal y como ha sido tomado en cuenta para dictar el acto□

Por las razones que hemos esgrimido de modo reiterado los suscritos Directores, a pesar de lo cual no fueron nunca antes atendidas por la mayoría de este colegio, así como por lo señalado por el Dr. Hernández Valle, que no viene más que a confirmar nuestro dicho, estimamos que no existe duda alguna en torno a la irregularidad jurídica, tanto por motivos de constitucionalidad como por motivos de legalidad, de la creación del Comité de Regulación, así como de las Superintendencias □sic- de Agua, Energía y Transporte.

Por exigencia de la propia Carta Política □art.11 y 194- y del Principio de Supremacía Constitucional, así como por consecuencia de las normas de control interno, todo funcionario público tiene el deber jurídico de asegurarse que sus actuaciones se encuentra apegadas al Derecho de la Constitución, en especial si se ocupa órganos de superior jerarquía, como es nuestro caso.

Para cumplir con ese deber jurídico en este caso concreto, es preciso confrontar el texto y efectos de los acuerdos de esta Junta Directiva y normas del RIOF referidos al Comité de Regulación, con los artículos 28 y 121 inciso 20) de la Carta Política, tarea que permite afirmar, sin duda alguna, que existe un claro quebranto de esas reglas constitucionales que obliga a anular tales conductas administrativas.

A todo ello agréguese que ni la Procuraduría General de la República ni el Tribunal Contencioso Administrativo examinaron, por no ser de su competencia, los vicios de constitucionalidad atribuibles a las disposiciones reglamentarias en comentario, como tampoco evaluaron la manifiesta violación del artículo 37 de la Ley de la ARESEP, reformado mediante la Ley No. 8660 por falta de aplicación, quebranto sobre el cual hemos abundado en repetidas ocasiones.

Por esta razón, discrepamos de la motivación dada por la Administración a las medidas acordadas, dado que en nuestro caso, encontramos que no existe duda alguna de la irregularidad jurídica de las normas del RIOF relativas al Comité de Regulación y, por paridad de razón, relativas a las Superintendencias □sic- de Agua, Energía y Transportes, por lo que esta Junta Directiva, en realidad, está en el deber y no ante la alternativa de decidir la anulación de los actos adoptados con relación al Comité de Regulación y de las

correspondientes normas del RIOF que crean las Superintendencias sic- y el propio Comité en este último caso, de modo transitorio-.

II.- DE LAS DEFICIENCIAS TÉCNICO JURÍDICAS DE LA PROPUESTA

1.- ¿Derogatoria revocatoria- o anulación?

La extinción de actos administrativos se encuentra debidamente regulada por la LGAP.

En efecto, conforme a ese cuerpo normativo, es posible derogar o revocar por razones de oportunidad, conveniencia o mérito aquellos actos que no sean reglados arts. 152.1 y 156.1 de la LGAP-. En cambio, los actos administrativos se anulan por falta o defecto de algún requisito del acto administrativo, expresa o implícitamente exigido por el ordenamiento jurídico art. 158 LGAP-.

En el caso de la anulación, tal declaración tendrá efecto puramente declarativo y retroactivo a la fecha del acto, todo sin perjuicio de derechos adquiridos de buena fe -art. 171 LGAP-.

Por otra parte, el acto absolutamente nulo no se podrá arreglar a derecho ni por saneamiento, ni por convalidación.-art. 172 LGAP-.

Por esa razón, frente a vicios de nulidad absoluta, es deber de la administración proceder a su anulación, aún así sea de oficio, mientras que está dentro de su fuero de discrecionalidad, hacerlo en el caso de los actos relativamente nulos art. 174 LGAP-.

Los procedimientos a seguir en un caso u otro, son diversos, así como los efectos de la extinción una vez decidida.

Por ello, encontramos que la propuesta adolece de una importante debilidad técnica al optar por la derogación por motivos de oportunidad, conveniencia y mérito- de los actos y normas relativos al Comité de Regulación, cuando lo procedente es anular tales conductas administrativas -por motivos de nulidad absoluta en vista del vicio de inconstitucionalidad de que adolecen-.

Lo anterior es de especial gravedad en un caso como el presente, en el cual nos enfrentamos a una incierta cantidad de actuaciones de un Comité de Regulación irregularmente creado, actos que en unos casos son de gravamen y en otros más bien configuran derechos subjetivos. Por otra parte, hemos de suponer porque la administración no ha informado nada al

respecto- que han de estar en curso una multiplicidad de procedimientos administrativos en los cuales está por dictarse el acto final por parte del aludido Comité.

Por otra parte, nada se dice en cuanto a si la extinción por derogación que se propone, tiene o no efectos retroactivos y, de ese modo, si subsisten jurídicamente todas o algunas de las decisiones del Comité de Regulación.

Por estas razones, no podemos compartir la propuesta de la Administración.

2.- No se resuelve el efecto en la materia, el tiempo y el espacio, de la extinción del Comité de Regulación

Precisamente en directa conexión con la naturaleza jurídica de la decisión extintiva que se sugiere adoptar por parte de la administración, resalta la ausencia de medidas de dimensionamiento de la derogatoria del Comité de Regulación, lo cual traerá a futuro, grandes debates en torno a la supervivencia del derecho abolido o a su absoluta extinción.

Esta circunstancia fue advertida, además, por el Auditor de la Institución en el oficio 012-PAD-2011 (218-AI-2011 de 18 de julio de 2011), página 4, en donde se previene a la Junta Directiva sobre la necesidad de medir las consecuencias jurídicas de la actividad administrativa de un órgano irregular, así como de los riesgos de carácter legal, económico y de otra índole que puedan derivarse de esa misma situación.

En efecto, es preciso considerar que mientras se mantenga en vigencia, el Comité de Regulación está en capacidad de adoptar actos de gravamen y actos de los cuales se ha derivado derechos subjetivos por parte de terceros ajenos a la Institución. Por otra parte, han de existir una serie de procedimientos iniciados en los cuales está pendiente la decisión final por parte del Comité de Regulación, todo lo cual debe regularse de algún modo, si bien no existe mención alguna a esta importante problemática en el proyecto de acuerdo puesto en nuestro conocimiento por la administración.

De esta forma, no podemos compartir la propuesta de la Administración.

II.- De la ausencia de disposiciones relativas a la urgente restauración de la asesoría jurídica y técnica de esta Junta Directiva

Ya en tres oportunidades hemos mocionado para reponer a esta Junta Directiva la asesoría jurídica y regulatoria independiente que tuvo por muchos años. En efecto, así sucedió en la sesión 38-2010 del 29 de setiembre del 2010, la segunda en la sesión 49-2010 del 10 de noviembre del 2010 y la tercera en la sesión 39-2011 del 15 de junio del 2011.

El tema debe ser retomado, en tanto al pasar a ejercer el Regulador General las potestades de imperio antes atribuidas al Comité de Regulación y a las superintendencias [sic-, queda aún más en evidencia que no es admisible ni legítimo que la misma unidad preste asesoría jurídica y regulatoria tanto al Regulador General como a esta Junta Directiva. Por otra parte, tampoco es de recibo como decidió la mayoría de esta Junta Directiva en la sesión 41-2011 de 29 de junio del 2011 entender como solventada esa carencia de una asesoría jurídica y regulatoria independiente del resto de la Administración, con una asesoría complementaria y administrativamente dependiente del Regulador General.

Al igual que en el caso de la irregular creación y funcionamiento del Comité de Regulación y de las pretendidas superintendencias, hemos venido dejando en evidencia la inconstitucional e inconveniente fusión que por medio del RIOF se decidió hacer de la asesoría técnica y jurídica de esta Junta Directiva, con la del Regulador General y del Gerente General.

Al respecto, hemos esgrimido que la ausencia de dicha asesoría quebranta las normas de control interno, el Principio de Imparcialidad y Objetividad así como la teoría de órgano administrativo que distingue entre órganos deliberantes de los ejecutivos.

Por otra parte, es lo cierto que conforme a las reglas de control interno, deben separarse funciones incompatibles y el procesamiento de transacciones, de modo tal que una persona o unidad no tenga el control por la totalidad de determinadas labores, como en efecto sucede en el caso de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria que concentra las labores de asesoría técnica y jurídica tanto en primera instancia como en segunda instancia, tareas claramente incompatibles entre sí aún y cuando las presten funcionarios diversos en cada instancia.

Recuérdese, además, el deber que tiene la administración de [actuar siempre de forma que sus actuaciones, tanto por la forma como por el fondo, puedan provocar confianza en el administrado] (González Pérez, Jesús y González Navarro, Francisco, Comentarios a la Ley del Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y Procedimiento Administrativo Común), confianza que se ve claramente traicionada con la aludida práctica que hemos reiterado, hemos censurado.

Hemos además descartado que exista un obstáculo jurídico orgánico para atribuir a la Junta Directiva su propia asesoría jurídica y técnica. Se trata de la errónea afirmación, por estar infundada en una inválida interpretación jurídica, del artículo 57 a), párrafo cuarto de la Ley de la ARESEP, de que no es posible la creación de órganos administrativos adscritos a la Junta Directiva y por ende sujetos a su dirección, como sería el caso de los asesores técnicos

y jurídicos que se solicita restablecer, en el tanto el Regulador General es el superior jerárquico en materia administrativa conforme a la citada disposición legal.

La afirmación es jurídicamente incorrecta. Para una mejor ilustración, se debe remitir al artículo 53 inciso j) de la Ley de la ARESEP que establece la potestad de la Junta Directiva de resolver recursos de apelación contra resoluciones del Regulador General. ¿Cómo podrían asesores sujetos al despacho del Regulador, asesorar a la Junta Directiva en el ejercicio de tal potestad? Es claro que los principios de objetividad e imparcialidad vedan cualquier posibilidad de que tenga participación en ese tipo de asuntos asesores sujetos a la jerarquía del órgano cuyas decisiones examina esta Junta Directiva.

En todo caso, la lectura que sobre este tema hace el Regulador y el Director de la Asesoría Jurídica y Regulatoria, es errónea por violar por falta de aplicación del inciso e) del mismo artículo 53 recién citado. Según esa norma, compete a la Junta Directiva: resolver los asuntos de su competencia en materia administrativa

Es decir el legislador no ha vaciado de modo absoluto la competencia en materia administrativa en beneficio del Regulador General, como incorrectamente lo afirma dicho funcionario y avala el Regulador, sino que el legislador ha reservado para la Junta Directiva parte de esa competencia, por ejemplo, para los asuntos relativos a los órganos internos a ella adscritos.

Estas alegaciones, descartadas sin justificación jurídica alguna por la mayoría de la Junta Directiva de modo reiterado, fueron objeto de análisis por parte del Dr. Hernández Valle, quien también coincidió en ese tema con nuestras tesis.

En vista de tal coincidencia, estimamos que lo pertinente es proceder a anular la mención que se hace en el artículo 46 del RIOF de la Junta Directiva como uno de los órganos a los cuales presta asesoría la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria.

Se debe anular, además:

- *la mención que se hace de la Junta Directiva en el artículo 46 y en los incisos 1.a), 1.c), 1.d) y 3.a) del artículo 47 del RIOF como uno de los órganos a los cuales presta asesoría la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria.*
- *los incisos 1.b) y 1.e) incluidos en el artículo 47 del RIOF en tanto resultan violatorios del Principio de Objetividad e Imparcialidad, así como de las reglas de control interno aludidas.*

Es preciso también, reformar el artículo 12 del mismo RIOF, para que en adelante indique:

Artículo 12. □ Apoyo de Junta Directiva.

1.- La Junta Directiva tendrá como área de apoyo a su gestión la Secretaría de Junta Directiva.

2.- Además de los asesores que considere necesarios para su desempeño, contará con una Asesoría Jurídica y una Asesoría Regulatoria permanente e independiente del resto de órganos de la administración cuyas funciones serán:

a.- Emitir criterio jurídico y técnico regulatorio sobre los recursos administrativos de primera instancia que deba conocer la Junta Directiva.

b.- Emitir criterio jurídico y técnico regulatorio sobre los recursos administrativos de segunda instancia que deba conocer la Junta Directiva.

c.- Atender las consultas jurídicas o técnicas regulatorias que le formulen la Junta Directiva o cualquiera de sus miembros.

d.- Apoyar en la atención de las consultas jurídicas y regulatorias planteadas por terceros a la Junta Directiva.

e.- Asesorar en materia jurídica y regulatoria a la Junta Directiva sobre los aspectos formales de los proyectos de resolución que esta deba emitir.

f.- En general, prestar apoyo técnico a la Junta Directiva y sus integrantes, para el mejor desempeño de sus funciones.

Por último, se dispone la nulidad del artículo 8 de la sesión No. 41-2011 del 29 de junio del 2011, en tanto una asesoría complementaria para Junta Directiva dependiente administrativamente del Regulador General, resulta contraria al Principio de Objetividad e Imparcialidad, a las normas de control interno y la teoría del órgano administrativo que distingue entre órganos deliberantes y órganos ejecutivos, vicios que se ven agravados, al asumir en adelante el Regulador General las potestades inconstitucionalmente atribuidas al Comité de Regulación.

Dicha asesoría jurídica y regulatoria complementaria no resuelve los vicios arriba alegados, en el tanto se dispuso que dependería administrativamente del Regulador General.

PROPUESTA ALTERNA

Por todas las razones dichas, disentimos de la propuesta de acuerdo de la administración y en su lugar, proponemos lo siguiente:

RESULTANDO:

1. *Que de conformidad con lo establecido en el artículo 45 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos No. 7593 y sus reformas, esta Autoridad está facultada para establecer su organización interna, a fin de cumplir con sus funciones.*
2. *Que las normas de control interno para el Sector Público establecen que el Jerarca y los titulares subordinados, deben establecer las actividades de control que permitan obtener una seguridad razonable de que la actuación de la institución es conforme con las disposiciones jurídicas y técnicas vigentes.*
3. *Que la atribución de potestades de imperio solo es posible atribuirla a órganos externos creados por el legislador.*
4. *Que de conformidad con la Teoría del Órgano, propia del Derecho Administrativo, debe distinguirse entre órganos deliberantes y ejecutivos, tal y como sucede en el caso de las instituciones autónomas, como la ARESEP, las cuales son dirigidas por una Junta Directiva deliberante a la cual le corresponde planear y determinar la actividad del órgano externo cuya función es más bien ejecutiva.*
5. *Que cuando una norma atribuya un poder o fin a un ente compuesto por varios centros de acción, sin otra especificación, será competente la oficina de función más similar.*
6. *Que es deber de la administración anular aquellas conductas que adolezcan de vicios de nulidad absoluta, debiéndose dimensionar en el tiempo, la materia y el espacio los efectos retroactivos de tal anulación.*

CONSIDERANDO:

I.- SOBRE LA INCONSTITUCIONALIDAD DEL COMITÉ DE REGULACIÓN

1.- Sobre el Comité de Regulación

El Comité de Regulación es un órgano interno que no ha sido creado mediante ley, es decir, no es un órgano externo que pueda ejercer potestades de imperio, como sí es el caso del Regulador General.

En vista de esa naturaleza jurídica del aludido Comité, estimamos que no puede asignársele atribuciones cuyo ejercicio repercuta de forma directa en la esfera de los ciudadanos (potestades de imperio). Así se deriva del Principio General de Libertad y por ende de la exclusiva competencia de la Asamblea Legislativa para regular la vida externa de la Administración frente a los derechos del particular, según el contenido de los artículos 28 y 121 inciso 20) de la Constitución Política.

La Doctrina ha señalado de modo claro y pacífico al respecto que □la creación de órganos externos que ejercen potestades de imperio, la regulación de las relaciones entre ellos y la forma en que el órgano debe ejercer sus funciones externas es reserva de ley -artículo 121, inciso 20) de la Constitución Política-. □ JINESTA LOBO, Ernesto, Tratado de Derecho Administrativo. En el mismo sentido véase ORTIZ ORTIZ, Eduardo, Tesis de Derecho Administrativo.

De este modo, estimamos que conforme a los límites constitucionales antes referidos, a los órganos internos no puede asignárseles potestades de imperio vía reglamento interno de organización tal y como ha sucedido en la especie. En efecto, si se le asigna a un órgano interno potestades de imperio vía reglamento autónomo de organización, en realidad se crea un órgano externo obviando la reserva legal que establece la Constitución Política en la aludida norma y se legisla ex novo.

Como resulta obvio, estas consideraciones en nada se relacionan con la idoneidad de los funcionarios que integran o han integrado dicho Comité de Regulación.

No obstante, no debe dejarse de lado que, precisamente por el impacto que tienen las decisiones de los órganos externos de la ARESEP sobre la esfera de los particulares, los nombramientos de los funcionarios con competencias externas y que asumen la jerarquía de la institución, han de ser ratificados por la Asamblea Legislativa con el propósito de brindarle a sus decisiones legitimidad democrática, todo lo cual, como es claro, no sucede en el caso de los funcionarios que integran el Comité de regulación en tanto son designados por el Regulador General a su entera discreción.

Esta problemática, hay que decirlo, se produce también en el caso de las pretendidas superintendencias de agua, energía y transportes □denominación por demás inadecuada y que conduce a la confusión en torno a su verdadera naturaleza jurídica-, las cuales son órganos internos creados por un reglamento autónomo de organización, como es el RIOF, a los cuales les fueron asignadas, por esa vía, potestades de imperio como las de definir tarifas en los servicios públicos de su respectivo ramo, sin el soporte legal exigido por el bloque de constitucionalidad.

2.- Sobre el examen parcial de la Procuraduría y del Tribunal Contencioso Administrativo**A.- Sobre la opinión jurídica OJ-094-2009 de 9 de octubre del 2009 de la PGR**

La Procuraduría General de la República emitió una opinión jurídica con relación al tema que se viene de exponer con referencia a las superintendencias-, en donde desarrolla una tesis contraria a la de los suscritos directores. Se trata, con todo, de una mera opinión jurídica, no así un dictamen, por lo cual no tiene efectos vinculantes conforme lo aclara, en su apartado I, la misma opinión jurídica OJ-94-2009.

Aún no siendo vinculante tal criterio, es preciso examinar las razones por las cuales no se comparte la conclusión de dicho órgano consultivo.

En la referida opinión, la Procuraduría admite que según el artículo 45 de la Ley de la ARESEP, la entidad está conformada, **únicamente**, por cuatro órganos externos, a saber:

- a) Junta Directiva.
- b) Un regulador general y un regulador general adjunto.
- c) Superintendencia de Telecomunicaciones (Sutel).
- d) La Auditoría Interna.

De este modo, se indica que cualquier otro órgano que no esté comprendido en el citado artículo 45, debe ser considerado como un órgano interno.

Se señala además que el inciso l) del artículo 53 de la Ley de la ARESEP reconoce la potestad de autoorganización de la entidad, la cual debe ser ejercida por la Junta Directiva en ejercicio de la cual, no hay posibilidad de crear órganos externos por ser esa facultad exclusiva de la Asamblea Legislativa.

Textualmente, se indica:

La competencia de la Junta Directiva está referida a la creación de órganos internos, sin que le haya sido atribuida una competencia para crear órganos externos. Por consiguiente, la Junta Directiva debe limitarse a asignar las funciones a los distintos órganos internos que cree, sin crear ni transferir potestades de imperio.

Además, al referirse a las funciones de las superintendencias creadas por el RIOF, se reconoce que algunas de ellas implican poderes de imperio. Potestades, entonces, que sólo pueden ser atribuidas por ley.

Sin embargo, la Procuraduría concluye que dado que las superintendencias no son órganos de desconcentración máxima, se les ha asignado, no transferido, competencias a las superintendencias, por lo que estima jurídicamente correcto tal proceder.

Como se puede observar, el razonamiento seguido por la Procuraduría para calificar como regular la creación de las superintendencias y la atribución de funciones que se dispone en el RIOF en su favor, se centra en el hecho de que no se trata de órganos desconcentrados, caso en el cual reconoce la exigencia de una disposición legal que los conforme. Se deja de lado, sin embargo, el hecho de que indistintamente de que se trate de órganos desconcentrados o no, lo cierto es que el ejercicio de potestades de imperio, como se reconoce que lo son algunas de las atribuidas a las superintendencias, sólo cabe que lo hagan órganos externos creados por el legislador, no así por parte de meros órganos internos creados por la propia administración mediante un reglamento interno de organización como es el RIOF, todo lo cual disponen los artículos 28 y 121 inciso 20) de la Constitución Política. Como se ha visto, en su opinión, la Procuraduría admite que los únicos órganos externos son los antes referidos, no así las superintendencias.

Así las cosas, en tanto evade o ignora en su razonamiento jurídico la restricción constitucional antes referida, no podemos compartir el criterio referido, el cual, en todo caso, no posee carácter vinculante como se ha visto.

B.- Sobre la sentencia del Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda del Segundo Circuito Judicial aludida

Una vez examinada la sentencia No. 3929-2010 de las 16:00 horas del 20 de octubre de 2010 del Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda del Segundo Circuito Judicial, es posible concluir que en dicho fallo se sigue el mismo razonamiento que la Procuraduría General de la República expuso en la referida opinión jurídica.

Como se puede comprobar, este fallo, tal y como se hizo ver en las sesiones No. 18, 21 y 38 del 2011 de esta Junta Directiva, tampoco analiza los límites constitucionales antes evaluados, a saber, la imposibilidad de atribuir potestades externas a entes internos, aspecto que queda reservado a la Sala Constitucional de la Corte Suprema de Justicia, conforme al artículo 10 de la Carta Política.

En suma, en efecto, al igual que en el caso de la Procuraduría General de la República, no se consideran en el fallo en comentario, los límites constitucionales de los Reglamentos autónomos de organización.

Debe reiterarse que conforme a los límites constitucionales referidos, a los órganos internos no puede asignárseles potestades de imperio vía reglamento interno de organización, en tanto ello quebranta la reserva legal que establece la Constitución Política en la materia.

De este modo, en tanto los efectos de este fallo se reducen al debate de mera legalidad □ artículo 49 constitucional-, no encontramos en este pronunciamiento límite alguno para resolver en los términos en que lo hacemos.

Por otra parte, como se expondrá de seguido, en el fallo no se examina el quebranto que estimamos se causa con el Transitorio II del RIOF al artículo 37 de la Ley de la ARESEP.

II.-SOBRE LA ILEGALIDAD: VIOLACIÓN DEL ARTÍCULO 37 DE LA LEY DE LA ARESEP, REFORMADO MEDIANTE LA LEY NO. 8660 POR FALTA DE APLICACIÓN

A mayor abundamiento, debemos señalar, como se ha hecho ya en deliberaciones anteriores de esta Junta Directiva, que en el citado proceso contencioso administrativo no se examinó un aspecto de medular importancia para verificar la ilegalidad de la creación del referido Comité.

Efectivamente, a nuestro juicio, las disposiciones reglamentarias que crean el Comité de Regulación son ilegales en tanto violan el artículo 37 de la Ley de la ARESEP por falta de aplicación, tal y como lo vamos a exponer de seguido.

Estimamos que aún considerando la reforma del artículo 37 de la ley de la ARESEP operada mediante el artículo 41 aparte g) de la Ley No. 8660 del 8 de agosto de 2008, no es posible calificar como legítima la creación de ese Comité.

En efecto, dicha norma dispone, en lo que interesa, lo siguiente:

□ *Artículo 37.-Plazo para fijar precios y tarifas*

La Autoridad Reguladora resolverá en definitiva toda solicitud de fijación o cambio ordinario de tarifas, en un plazo que no podrá exceder de treinta (30) días naturales posteriores a la fecha de la celebración de la audiencia. Si, pasado ese término, quien, de conformidad con esta Ley, deba resolver, no ha tomado la decisión correspondiente, será sancionado por el regulador general de la Autoridad Reguladora, con suspensión del cargo hasta por treinta (30) días. La suspensión dos veces o más en un mismo año calendario, se considerará falta grave y constituirá causal de despido sin responsabilidad patronal. □

Como se puede comprobar, sin duda, el propio legislador dejó en claro que según su entendimiento, **es la Ley** a quien corresponde atribuir la potestad de resolver en definitiva toda solicitud de fijación o cambio ordinario de tarifas, no así a un mero reglamento interno de organización como el RIOF.

Ciertamente, si bien el legislador con la reforma al artículo 37 de la No. 7593 de 9 de agosto de 1996, mediante la Ley No. 8660 del 8 de agosto de 2008 da por supuesto que estableció el órgano externo competente que resolverá en definitiva toda solicitud de fijación o cambio ordinario de tarifas lo cierto es que no lo hizo. Es decir, existe una laguna normativa en la asignación del órgano externo que debe asumir esa tarea.

Ante tal vacío, lejos de optarse, como se ha hecho de modo ilegítimo, a integrar el Ordenamiento mediante una disposición reglamentaria de corte orgánico, lo pertinente es acudir a las reglas establecidas en el artículo 62 de la LGAP, el cual dispone:

Artículo 62.-

Cuando una norma atribuya un poder o fin a un ente u órgano compuesto por varias oficinas, sin otra especificación, será competente la oficina de función más similar, y, si no la hay, la de grado superior, o la que ésta disponga.

De este modo, para definir el órgano que debe asumir la función de fijar o cambiar tarifas e imponer sanciones rescisorias y económicas a los sujetos regulados, deberá examinarse cuál de los órganos **externos** de la ARESEP, es decir los establecidos en el artículo 45 de su ley, tienen una función más similar, quedando excluidos en la elección los órganos internos por las razones ya aludidas.

Es claro, a nuestro juicio, que el órgano externo de la ARESEP con funciones más similares al ilegítimo Comité de Regulación y a las ilegítimas superintendencias de agua, energía y transportes, es el regulador general, por lo que corresponde a éste, como históricamente ha sucedido, ejercer tales facultades hasta tanto el legislador no disponga lo contrario.

III.- DEL DEBER DE ANULAR LOS ACUERDOS DE ESTA JUNTA DIRECTIVA Y DE LAS NORMAS DEL RIOF QUE CREAN LAS SUPERINTENDENCIAS sic- Y DEFINEN LA EXISTENCIA TEMPORAL DEL COMITÉ DE REGULACIÓN, ASI COMO ACUERDOS CONEXOS

No cabe duda de que toda conducta inconstitucional es absolutamente nula y por ende, no es posible arreglarla a derecho, ni por saneamiento ni por convalidación art. 172 de la LGAP-

Por otra parte, no cabe duda, tampoco, de que al encontrarse viciados por razones de constitucionalidad y legalidad, conforme al artículo 174 de la LGAP, recae sobre esta Junta Directiva el deber de anular los acuerdos mediante los cuales se puso a regir el Comité de Regulación y se crearon las superintendencias [sic- de agua, energía y transporte, así como de los acuerdos conexos a la implementación de estas últimas.

1.- Anulación de los acuerdos relativos al Comité de Regulación

Así las cosas, siendo esta misma Junta Directiva el órgano que los adoptó y además, el superior jerarca de esta Autoridad [art.180 LGAP-, visto el vicio de inconstitucionalidad e ilegalidad antes apuntados, lo procedente es declarar de oficio la nulidad de los siguientes acuerdos de esta Junta Directiva:

- acuerdo 003-15-2010 de la sesión 015-2010 del 15 de abril de 2010, publicado en el Diario Oficial La Gaceta No. 84 del 3 de mayo del 2010;*
- acuerdo 026-019-2010 de la sesión 019-2010 del 7 de mayo del 2010, publicado en el Diario Oficial La Gaceta No. 109 de 7 de junio del 2010;*
- acuerdo 010-020-2010 de la sesión 020-2010 de 20 de julio de 2010, publicado en el Diario Oficial La Gaceta No. 151 del 5 de agosto de 2010;*
- acuerdo 002-039-2010 de la sesión extraordinaria 039-2010 del 4 de octubre del 2010, publicado en el Diario Oficial La Gaceta No. 203 del 20 de octubre de 2010;*
- artículo 3 de la sesión 021-2011 del 30 de marzo del 2011 publicado en el Diario Oficial La Gaceta No.79, alcance No.24 del 26 de abril de 2011.*

2.- Anulación de los acuerdos relativos a las Superintendencias de Agua, Energía y Transporte

Por otra parte, han de anularse también, por las mismas razones, las siguientes disposiciones del RIOF:

Sobre la Superintendencia de Agua y Saneamiento

- artículo 33;*

- artículo 34.1.d), 1.e), 1.f), 1.h), 1.n), 2.d);

Sobre la Superintendencia de Energía

- artículo 35;
- artículo 36. 1.f), 1.g), 1.h), 1.j), 1.o), 2.d);

Sobre la Superintendencia de Transporte Público

- artículo 37;
- artículo 38. 1.c), 1.e), 1.f), 1.g), 1.h), 1.l), 1.m), 1.n) 1.o), 1.u), 2.d);

3.- Anulación de los acuerdos conexos a la implementación de las Superintendencias de Agua, Energía y Transporte

Finalmente, deben anularse, por las mismas razones los siguientes acuerdos de Junta Directiva conexos a la implementación de las superintendencias:

- acuerdo 004-043-2010 de la sesión 43-2010 del 20 de octubre del 2010 que decidió Aprobar () la descripción de clase y cargo de los puestos de superintendentes de aguas, energía y transporte
- acuerdo 005-043-2010 de la sesión 43-2010 del 20 de octubre del 2010 que resolvió: 1.Ordenar el inicio de un nuevo proceso para reclutar y seleccionar los candidatos a los puestos de Superintendentes de Aguas, Energía y Transportes de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. 2.Solicitar a la Administración que a la mayor brevedad inicie el trámite de contratación del consultor o la empresa consultora que apoyará al Departamento de Recursos Humanos en el reclutamiento, la evaluación y la preselección de los (las) candidatos (as) a ocupar dichos puestos de Superintendentes, debiendo definirse como primer paso, sus perfiles, los cuales deberán someterse a aprobación de esta Junta Directiva. 3. El proceso para reclutar y seleccionar a los Superintendentes de Aguas, Energía y Transporte de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, deberá estar concluido a más tardar, el 15 de marzo de 2011.

IV.- DE LA POTESTAD DISCIPLINARIA

De conformidad con el artículo 37 de la Ley de la ARESEP reformado mediante ley No. 8660, corresponde al Regulador General sancionar la dilación en la resolución de toda solicitud de fijación o cambio ordinario de tarifas de parte del órgano que, [de conformidad con esta Ley, deba resolver]. Sin embargo, la ley no definió en ninguna norma el órgano a quien correspondería fijar tarifas.

Ante esta laguna, como se ha venido señalado por parte de los suscritos Directores, lo procedente es aplicar la regla establecida por el artículo 62 de la LGAP, de modo que lo pertinente es que sea el Regulador General quien asuma esa función de tanta importancia en la vida social y económica, tal y como lo ha venido haciendo históricamente.

Siendo así, es claro que la potestad de sancionar la dilación en el ejercicio de la potestad de fijar o cambiar tarifas no podrá ser ejercida por el mismo Regulador General.

Ante esa problemática, de nuevo, lo pertinente es recurrir a la LGAP, cuyo artículo 102 dispone las potestades de todo superior jerárquico, en este caso, la Junta Directiva de la ARESEP.

Dentro de tales potestades, se encuentra la de vigilar la acción del inferior, la potestad disciplinaria, el ajustar la conducta del inferior a la ley y a la buena administración, así como avocar las funciones del inmediato inferior.

De este modo, ante la incompatibilidad entre el ejercicio de una potestad [fijar tarifas- y la de sancionar la dilación en su ejercicio, lo procedente es que en adelante sea esta Junta Directiva el órgano que se avoque la potestad disciplinaria prevista en el artículo 37 de la Ley de ARESEP, de modo que en caso de que el Regulador General no se pronuncie a futuro dentro del plazo de ley señalado por el citado artículo, corresponderá a este cuerpo colegiado sancionar tal conducta omisiva.

V.- DEL DIMENSIONAMIENTO EN EL TIEMPO, EL ESPACIO Y LA MATERIA DE LA ANULACIÓN

Existen al menos tres reglas jurídicas que obligan a dimensionar en tiempo, espacio y materia una decisión que traiga consigo la anulación de una norma o conducta administrativa con efecto retroactivo, todo lo cual reside en el Principio de Seguridad Jurídica de claro origen constitucional. Se trata del artículo 91 de la Ley de la Jurisdicción

Constitucional, **en adelante LJC**, el artículo 171 de la LGAP y el artículo 131 del Código Procesal Contencioso Administrativo, en adelante CPCA.

De este modo, por exigencias propias del Principio de Seguridad Jurídica, la anulación de conductas administrativas por ser absolutamente nulas, además de ser un deber jurídico, implica la necesidad de dimensionar en el tiempo, el espacio y la materia el efecto retroactivo de tal decisión, a efecto de evitar dislocaciones que atenten en contra de la estabilidad social y demás valores superiores del ordenamiento jurídico (arts. 91 de la LJC, 171 LGAP y 131 del CPCA).

Así las cosas, en tanto se ha decidido anular una importante diversidad de conductas administrativas, en específico, las relativas a la creación temporal del Comité de Regulación, se dimensiona los efectos de tal decisión en estos términos:

a.- en el caso de aquellos actos de gravamen adoptados por el Comité de Regulación, en tanto se encuentran afectados por el vicio de incompetencia absoluta al haber sido dictados por un órgano inconstitucional, lo que impide su saneamiento o convalidación (art. 172 LGAP), corresponde al Regulador General, de oficio, decretar su anulación y retrotraer los procedimientos conservando aquellos actos o trámites cuyo contenido hubiera permanecido de no haberse realizado la infracción origen de la nulidad (art.186 LGAP);

b.- en el caso de los actos del citado Comité de los cuales terceros han derivado derechos subjetivos, se estima que quedan a salvo del efecto retroactivo de la nulidad decretada, en tanto se entienden adquiridos de buena fe (art. 171 LGAP);

c.- para el caso de aquellos procedimientos iniciados pero no terminados al momento de la anulación aquí decidida, se dispone que lo deberá continuar el Regulador General, manteniendo todo lo actuado, salvo aquello que no sea jurídicamente posible (art. 67.2 LGAP).

POR TANTO:

Con fundamento en nuestro juramento constitucional de hacer valer y respetar la Constitución Política y las leyes de la República y conforme a lo dispuesto por los artículos 11, 28 y 121. 20) de la Constitución Política; 62, 67, 102, 171, 172, 174.1, 180 y 186 de la Ley General de la Administración Pública, decidimos declarar de oficio la nulidad, por vicio de nulidad absoluta, de las siguientes conductas y normas:

- *acuerdo 003-15-2010 de la sesión 015-2010 del 15 de abril de 2010, publicado en el Diario Oficial La Gaceta No. 84 del 3 de mayo del 2010;*

- *acuerdo 026-019-2010 de la sesión 019-2010 del 7 de mayo del 2010, publicado en el Diario Oficial La Gaceta No. 109 de 7 de junio del 2010;*
- *acuerdo 010-020-2010 de la sesión 020-2010 de 20 de julio de 2010, publicado en el Diario Oficial La Gaceta No. 151 del 5 de agosto de 2010;*
- *acuerdo 002-039-2010 de la sesión extraordinaria 039-2010 del 4 de octubre del 2010, publicado en el Diario Oficial La Gaceta No. 203 del 20 de octubre de 2010;*
- *artículo 3 de la sesión 021-2011 del 30 de marzo del 2011 publicado en el Diario Oficial La Gaceta No.79, alcance No.24 del 26 de abril de 2011.*
- *artículo 33 del RIOF;*
- *artículo 34.1.d), 1.e), 1.f), 1.h), 1.n), 2.d) del RIOF;*
- *artículo 35 del RIOF;*
- *artículo 36. 1.f), 1.g), 1.h), 1.j), 1.o), 2.d) del RIOF;*
- *artículo 37 del RIOF;*
- *artículo 38. 1.c), 1.e), 1.f), 1.g), 1.h), 1.l), 1.m), 1.n), 1.o), 1.u), 2.d) del RIOF;*
- *la mención que se hace de la Junta Directiva en el artículo 46 y en los incisos 1.a), 1.c), 1.d) y 3.a) del artículo 47 del RIOF.*
- *los incisos 1.b) y 1.e) del artículo 47 del RIOF.*
- *acuerdo contenido en el artículo 8 de la sesión 41-2011 de 29 de junio del 2011;*

Por conexidad, deben anularse, los siguientes acuerdos de Junta Directiva:

- *acuerdo 004-043-2010 de la sesión 43-2010 del 20 de octubre del 2010 y el*
- *acuerdo 005-043-2010 de la sesión 43-2010 del 20 de octubre del 2010.*

La declaratoria de nulidad tiene efectos retroactivos a la fecha de adopción de los respectivos acuerdos y de las normas anuladas, sin perjuicio de derechos adquiridos de buena fe, entendiéndose incluidos dentro de éstos, los derivados de actos administrativos firmes del Comité de Regulación que reconozcan, declaren o amplíen situaciones jurídico administrativas hasta antes de esta declaratoria.

En vista de la anulación de los acuerdos de Junta Directiva y del Transitorio II del RIOF que crearon y prorrogaron el Comité de Regulación y según lo dispuesto en el artículo 62 de la LGAP, al ser el Regulador General el órgano externo con funciones más similares a las asignadas al Comité de Regulación e incluso por haberlas asumido históricamente hasta el 7 de mayo del 2010, se le instruye para que asuma las funciones hasta ahora desempeñadas por el Comité de Regulación y que se pretendía que ejercieran las Superintendencias sic- de Agua, Energía y Transportes, hasta tanto el legislador no disponga lo contrario. En vista de ello, deberá continuar los procedimientos pendientes manteniendo todo lo actuado, salvo lo que no sea jurídicamente posible.

Además, se le instruye para que proceda a anular las actuaciones del aludido Comité en aquellos procedimientos en que se hayan adoptado actos de gravamen, dejando a salvo aquellos actos y trámites cuyo contenido hubiera permanecido el mismo de no haberse realizado la infracción origen de la nulidad aquí declarada y proceder a adoptar el acto final que corresponda según el mérito de los autos.

En adelante, corresponderá a esta Junta Directiva en su carácter de órgano superior supremo, avocarse la potestad disciplinaria del Regulador General definida por el artículo 37 de la Ley de la ARESEP, en tanto sobre este último, de modo sobreviniente, ha recaído una causal de incompatibilidad para su ejercicio en vista de los alcances de lo aquí resuelto.

Adicionalmente, se dispone la reforma del artículo 12 del RIOF para que en adelante indique:

Artículo 12. Apoyo de Junta Directiva.

1.- La Junta Directiva tendrá como área de apoyo a su gestión la Secretaría de Junta Directiva.

2.- Además de los asesores que considere necesarios para su desempeño, contará con una Asesoría Jurídica y una Asesoría Regulatoria permanente e independiente del resto de órganos de la administración cuyas funciones serán:

a.- Emitir criterio jurídico y técnico regulatorio sobre los recursos administrativos de primera instancia que deba conocer la Junta Directiva.

- b.- Emitir criterio jurídico y técnico regulatorio sobre los recursos administrativos de segunda instancia que deba conocer la Junta Directiva.*
- c.- Atender las consultas jurídicas o técnicas regulatorias que le formulen la Junta Directiva o cualquiera de sus miembros.*
- d.- Apoyar en la atención de las consultas jurídicas y regulatorias planteadas por terceros a la Junta Directiva.*
- e.- Asesorar en materia jurídica y regulatoria a la Junta Directiva sobre los aspectos formales de los proyectos de resolución que esta deba emitir.*
- f.- En general, prestar apoyo técnico a la Junta Directiva y sus integrantes, para el mejor desempeño de sus funciones.*

San José, 29 de julio 2011.-

□ **EMILIO ARIAS RODRÍGUEZ**

MARIA LOURDESECHANDI GURDIÁN □

Don **Edgar Gutiérrez López** señaló que en realidad la moción es bastante amplia, pero quisiera manifestar su posición en ese sentido y reiterar lo que ha venido diciendo, el tema sobre la ilegalidad o inconstitucionalidad del Comité de Regulación y las superintendencias es un tema que ha sido muy discutido y ha sido consultado a la Procuraduría General de la República.

Hay una consulta pendiente que finalmente tiene relación directa con lo que se está tratando en esta moción, de tal forma no estaría de acuerdo en este momento en aprobar una moción como la que se ha presentado, ya que es prematuro e inoportuno que la Junta se de la tarea de aprobar una moción como esta, con una serie de reformas en el RIOF y demás, sin saber cuál es el criterio. Lo dice principalmente porque el sustento legal principal de la moción, es un criterio de inconstitucionalidad sobre el cual en realidad no existe dictado por la Sala Constitucional que es el órgano. En ese sentido, optaría de antemano por señalar que no está de acuerdo con la moción para que se conozca o se apruebe, en este momento, y que lo conveniente, oportuno, razonable y racional es esperar el pronunciamiento de la Procuraduría a raíz de la consulta que, sobre el mismo tema, ya se le hizo.

La directora **Sylvia Saborío Alvarado** manifestó que ya en dos ocasiones que se ha hablado del tema se ha pronunciado al respecto, lo cual consta en actas. Esta moción se basa en un juicio de valor que hacen los directivos Echandi y Arias como punto de partida de que el Comité de Regulación es inconstitucional, es ilegal. No comparte ese criterio y ante la

consulta a la Procuraduría General de la República, que es la que puede decidir en forma concluyente acerca de la legalidad de este tema, le parece improcedente que se tomen decisiones al respecto.

Además, no está de acuerdo en que la ley permite que el Regulador General asuma la función de fijar tarifas, pero la verdad es que no quiere ni siquiera entrar a discutir el fondo del tema, ya que se ha expresado al respecto en muchas oportunidades. Nada hacemos aquí diciendo una cosa u otra, si tenemos que esperar el criterio vinculante de la autoridad que si está en condiciones de decidirlo. Por esas razones vota en contra de la moción.

Don **Emilio Arias Rodríguez** indicó que en referencia a la moción en discusión, debe quedar claro en actas que los elementos de la moción en su totalidad no son consultados a la Procuraduría General de la República. El tema de la asesoría técnica y jurídica concentrada no fue consultado, a pesar de que se solicitó que se incorporara dentro de la consulta. De hecho, la directora Echandi y su persona querían participar en la redacción de esa consulta.

Ahora, aunque no está consultada a la Procuraduría, existe un informe que fue contratado por el señor Regulador General que le costó a la Institución, según lo dijo en actas en la Asamblea Legislativa, con un valor de cuatro millones de colones. Ese informe es contundente y claro en el tema de la asesoría jurídica y técnica de la Institución.

Sobre el particular, don **Dennis Meléndez Howell** apuntó que el valor correcto del informe que fue contratado fue de US\$4.000,00.

El director **Arias Rodríguez** indicó que lo arreglen porque entendió que eran 4 millones de colones. Aclara, entonces que el Regulador está aclarando \$4.000,00. En esa dirección, el informe que se les entregó mediante el oficio 667-DAF-2011, es contundente y reconoce que se está incumpliendo con la ley, en lo que establece a lo que se refiere a la asesoría jurídica y técnica independiente.

Entonces don Edgar, el sustento de que la moción no se aprueba porque se está consultando a la Procuraduría General de la República no es cierto. Incluso, se había presentado otra moción exclusivamente sobre el tema de la asesoría y tampoco se votó. De manera que para salvar responsabilidades, porque cualquiera entendería que la consulta de la Procuraduría se está haciendo en su totalidad y no se está haciendo a pesar de que se solicitó don Edgar.

Posteriormente, otro elemento importante que quisiera resaltar, es que en la consulta a la Procuraduría se entrega parcialmente la información para que tome juicio la Procuraduría. No se entrega el informe del Rubén Hernández, ni se hace alusión al mismo, ni tampoco se entrega el informe de la Auditoría Interna de la Institución. En esa dirección, se le está dando información parcial a la Procuraduría General de la República.

Se debió haber entregado la información completa con todos los elementos de juicio que se tienen, para efecto de conocer los temas porque la consulta pareciera que tiene la mitad de la historia y esa no es toda la historia que se incluye. La directora Echandi y su persona tomarán las medidas que correspondan para tratar de subsanar esa falta de información dentro de la consulta que se le hizo a la Procuraduría General de la República.

Con respecto al tema, además quería dejar claro de que esta moción la está presentando en conjunto con doña María Lourdes, porque su interés es salvar responsabilidad a futuro de que efectivamente se ha cumplido con lo que establece la ley, actuando al amparo del principio de legalidad, máxime que existe como lo indicó, un informe mediante el cual se da un dictamen clarísimo en todos los puntos y tuvo un costo para la Institución.

No puede ser que porque el informe no es la tesis que un sector pretende defender, simplemente no se considera en absoluto el informe, incluso dejó claro, ni siquiera el tema de los asesores ni siquiera se le está consultando la Procuraduría y simplemente se hace caso omiso al dictamen que fue contratado bajo esa excusa por el señor Regulador.

Doña *María Lourdes Echandi Gudián* hizo ver que para fundamentar su postura remitía a toda la parte considerativa de la presente moción que se titula *□Nulidad del Comité de Regulación, de la Superintendencias de Agua, Energía y Transportes, de la Asesoría técnica y jurídica concentrada y de los acuerdos conexos□*

Como bien manifestó el Directivo Arias, desea aclarar que la consulta efectuada por el Regulador General a la Procuraduría General de la República, no abarca todos los supuestos que sí abarca la presente moción.

Tal y como lo manifestó en la sesión anterior, con la presentación de esta moción desea liberar su responsabilidad frente a vicios de nulidad absoluta, como es el caso de una incompetencia absoluta por inconstitucionalidad del acto o norma de atribución. Desea reiterar que es deber de la Administración proceder a la anulación de los actos administrativos absolutamente nulos, incluso de oficio, de lo contrario incurre en responsabilidad, así como, de modo personal, los funcionarios que participen en su ejecución.

Sin más, a efecto de fundamentar su posición reiterada en otras sesiones remite a toda la parte considerativa de la moción.

El señor **Regulador General** indicó que quería aclarar que había preparado una información complementaria para la Procuraduría General de la República y la hizo llegar a ese Ente el dictamen de Rubén Hernández y todas las actas en las cuales se vio el tema de regulación, los puntos de vista expresados por todos ustedes, entre otras cosas.

Don **Emilio Arias Rodríguez** y la directora **María Lourdes Echandi** manifestaron que querían que se les hiciera llegar copia del oficio y los documentos que se entregaron, para tener copia de la consulta que se hizo.

Don **Dennis Meléndez** indicó que se envió la información en un paquete, a lo cual el director **Arias Rodríguez** señaló que eso debería tener una formalidad de envío a la Procuraduría, para efectos de que la consideren, incluso debería ser un documento formal, con un oficio que sale de la Institución.

Hace una excitativa para que se haga un oficio como corresponde, como un adendum al documento, a la consulta original, donde se incorporen los anexos y como debe ser de acuerdo a las formalidades, porque en realidad de no ser así, no existe ningún rastro de que efectivamente hubo un oficio donde se entregó esa información.

El **Regulador General** manifestó que sometía a votación la moción en discusión. Don **Edgar Gutiérrez** señaló que no está de acuerdo, al tiempo que la directora **Sylvia Saborío Alvarado** indicó que está en contra por las razones apuntadas. Por su parte, doña **María Lourdes Echandi Gurdián** apuntó que estaba a favor por toda la fundamentación que dio, mientras don **Emilio Arias Rodríguez** dijo que estaba a favor con los elementos que incorporó.

Don **Dennis Meléndez Howell** señaló que estaba en contra, precisamente para esperar el pronunciamiento de la Procuraduría General de la República que va a cubrir buena parte de lo que se plantea. La moción quedó rechazada tres a dos.

Analizado el tema, la Junta Directiva dispuso por mayoría, tres a dos:

ACUERDO 02-50-2011

Rechazar la moción de los doña María Lourdes Echandi Gurdían y don Emilio Arias Rodríguez tendiente a anular el Comité de Regulación, las Superintendencias de Agua, Energía y Transporte, la Asesoría Técnica y Jurídica concentrada y acuerdos conexos.

ARTÍCULO 3 *Versión final de la Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas OT-029-2011*

A partir de este momento ingresaron al salón de sesiones los funcionarios: Juan Manuel Quesada Espinoza, Guillermo Monge Guevara, Álvaro Barrantes, Carlos Herrera Amighetti, Marco Vinicio Cordero y José Carlos Rojas, los cuales estuvieron presentes durante el análisis del presente artículo.

Se conoció el oficio 417-RG-2011 del 5 de agosto del 2011, adjunto al cual el Regulador General remite la versión final de la Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas Expediente OT-029-2011.

Se deja constancia que la directora **María Lourdes Echandi Gurdían** se retiró del salón de sesiones, en virtud de los motivos que expone a continuación:

Considerando que el presente tema se refiere a la Propuesta de modelos para la determinación de tarifas de referencia de generación eléctrica privada para plantas hidroeléctricas y eólicas nuevas y que en distintas empresas propietarias de plantas hidroeléctricas privadas mi padre tiene intereses, ante la duda de si me es o no aplicable el supuesto de prohibición a que alude el artículo 49 inciso c) de la Ley de la ARESEP, No. 7593 y sus reformas, por tratarse de una propuesta de modelo para plantas nuevas y no para las existentes, opto por excusarme de conocer el trámite de la presente propuesta, así como de resolver por el fondo este procedimiento, lo cual solicito que conste en el acta

Seguidamente don **Carlos Herrera A.** brindó una exposición de la citada versión final, destacando entre otras cosas los antecedentes:

1. El 6 de abril del 2011 se sometió una versión anterior de esta propuesta a audiencia pública.

2. Luego, la DEN preparó una nueva versión que fue analizada y discutida con CDR. Ante diferencias irreconciliables a la luz de las oposiciones presentadas en la audiencia y una revisión bibliográfica adicional, la propuesta fue modificada y remitida a Junta Directiva por el CDR.
3. Con base en el análisis y observaciones realizados en la Junta Directiva, el CDR preparó una nueva propuesta cuyos elementos centrales son los siguientes:
 - a. La utilización de una banda tarifaria de referencia para el ICE
 - b. La actualización de todas las variables al menos una vez al año
 - c. La unificación de la fuente de información para obtener los parámetros del CAPM, en una que es conocida, fácil de consultar y actualizada cada mes
 - d. La unificación del plazo de los contratos y la deuda en el modelo
 - e. Definición más precisa de variables utilizadas en el cálculo de tarifas (costos financieros, de inversión y de explotación, factor de planta).

Dentro de los objetivos generales se establece una metodología tarifaria en el marco de la Ley 7200, que permita al ICE:

1. Sustituir generación térmica por unos 200 MW, haciendo compras de electricidad a generadores privados en condiciones más favorables.
2. Seleccionar los proveedores dentro de una banda de precios, que brinde ingresos suficientes para que los entes privados puedan cubrir sus costos de operación, recuperar su inversión y obtener una rentabilidad razonable para el nivel de riesgo asociado con esta actividad.
3. Reducir el costo de la electricidad al usuario final

Explicó las características básicas del modelo, definición de conceptos, forma de cálculo inicial y actualización: i) Costo de explotación, ii) Costo fijo de capital, iii) Recuperación de la inversión y iv) Rentabilidad de la inversión. Además, se refirió a la definición costo de inversión, opciones y coadyuvancias, impacto tarifario de las tarifas y rango de tarifas.

Doña *Sylvia Saborío Alvarado* comentó que le parece que esta metodología se ha ido mejorando con cada iteración. Claro que nunca va a estar perfecta porque las metodologías siempre son perfectibles. Aún así, considera que se establece un buen balance entre seguridad al inversionista y la constante mejoría y actualización a la cual es necesario estar sujetando las metodologías. Es un balance complicado, pero cree que se logra con la actualización anual.

Entiende que lo que significa eso es que si se hizo un contrato en el 2012, las condiciones para ese contrato se quedan para la duración del contrato, pero que para los que entran para el 2013 ó 2014 ó 2015, estarán actualizados los parámetros dentro de los cuales van a jugar. En ese sentido, permite que se vaya actualizando la metodología sin crear incertidumbre en los inversionistas, que debería ser en todo caso uno de los grandes objetivos a lograr con estas metodologías.

Al final, lo que se trata es de incentivar la inversión en nuevas plantas hidroeléctricas privadas para acabar con un mejor *mix* de la oferta de la energía en su total, que permita abaratar el precio al que le llega la energía al consumidor. Está en acuerdo en avalar que se siga adelante con esta metodología, sin abandonar las posibilidades de ir la perfeccionando en el futuro.

Uno de los aspectos que se han estado analizando, es la posibilidad de hacer una serie de seminarios para ir discutiendo aspectos profundos que podrían contemplarse o revisarse que están detrás de estas metodologías. De momento, se encuentra satisfecha de que es una buena metodología y que, al efecto, se debería seguir adelante porque logra los objetivos que se persiguen, eso sí, sin renunciar a la posibilidad y la obligación más bien de ir la mejorando conforme va pasando el tiempo y surjan criterios y justificaciones. Por lo pronto, se garantiza que se van a ir actualizando los valores.

Don Carlos Herrera Amighetti hizo la aclaración que las actualizaciones son válidas tanto para los contratos firmados como para los nuevos, pues de lo contrario en un contrato tan prolongado el valor de la tarifa establecida al inicio del mismo perdería su valor y pondría en peligro el equilibrio financiero del operador. Sin embargo, para brindar certidumbre al inversionista se establecen mecanismos muy precisos acerca de la forma en que se pueden hacer las actualizaciones.

El director *Emilio Arias Rodríguez* comentó que la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, Juan Manuel hizo en la última sesión una serie de observaciones de carácter jurídico sobre las propuestas y sugerencias, que constan en actas. De hecho, había solicitado que se hiciera un informe, pero le indicaron que no era necesario hacerlo. Quisiera saber si se verificó el cumplimiento de esas sugerencias dentro de esta propuesta que se está entregando hoy, para efectos de tener claro que se verificó o no.

Don *Juan Manuel Quesada Espinoza* señaló que lo que se había planteado eran preocupaciones. No fueron acuerdos de esta Junta, simplemente fueron inquietudes de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria. Siendo realistas, hasta hoy se le hizo

llegar los documentos para esta sesión. De una lectura rápida, dicho de una u otra forma, si las solventa.

Don **Guillermo Monge** señaló que el CDR acogió todas las observaciones que hizo la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria. La más importante fue en cuanto a que convenía permitir actualizar todas las variables del modelo para evitar eventuales recursos en el futuro, lo cual conllevó a modificar la posición original de CDR que consistía en dejar fijar algunos de los parámetros del modelo para ponerlos a variar todos.

Hay únicamente una observación en la que se distanciaron del criterio que expresó don Juan Manuel en la sesión anterior, que tiene que ver con poner únicamente una tarifa. La recomendación fue establecer una tarifa correspondiente a un plazo deuda de 13 años y otra para el plazo deuda de todo el plazo del contrato.

CDR encontró un problema en la opción de la tarifa con un plazo deuda de 13 años y es que genera rentas no justificadas a partir del año 13 para los operadores a los que se les asigne esa tarifa, por esa razón hicimos igual el plazo del contrato, el plazo de la deuda. Más allá de esa observación nosotros incorporamos todas las observaciones, nos parecieron válidas y convenientes, eso es lo que podría decir.

El director **Emilio Arias Rodríguez** manifestó que había solicitado directamente una información sobre un tema en la sesión antepasada sobre los criterios jurídicos que se refieren al tema de solicitud de información a los regulados. En esa dirección, era importante que se incorporara eso dentro de la propuesta y que se le entregara la información.

Debe decir que se está dando cuenta que desde el 22 de julio del 2011, la Dirección de Servicios de Energía envía el oficio 489-DEN-2011, 17963, en referencia a ese artículo 4 del acta de la sesión de Junta Directiva 46-2011, celebrada el 20 de julio del 2011 y resulta que esto ni siquiera lo tiene en sus manos, pero por casualidad se está enterando acá que existe y han pasado más de quince días y no ha tenido acceso a esta información.

Consultó sobre el documento y resulta que nadie sabe y está, por lo que le dijo el Secretario, por agendarse, lo cual le parece una barbaridad. Si solicita una información y se entrega desde el 22 de julio y que es precisamente para resolver este tema, la lógica es que esta información hubiese sido incorporada dentro de las sesiones siguientes. Desde el día 22 de julio se han celebrado varias sesiones y hasta ahora tiene la información de este documento y se está sometiendo a consideración hoy esta metodología. Este documento va a llegar después de que se sometió a consideración, es una irregularidad que no puede ser.

No puede ser que como miembro de Junta solicita una información y no se le entregue. Eso significa esconderla, porque si está aquí desde el 22 de julio, no entiende cómo o quién o cuál es el mecanismo para definir qué entra a Junta y que no. Esto es un ejemplo nuevamente, en otra metodología distinta, donde se violenta su derecho a tener la información que solicita y es entregada y se le dice que tiene la asesoría a tiempo y conforme de la administración. Acá ni hay asesoría ni se le entrega la información de manera transparente y en tiempo. Incluso, el documento dice según lo solicitado por el miembro de Junta Emilio Arias y fue entregado desde el día 22 de julio a las 3:28 a la Secretaría y que le llega informalmente.

Para efecto de que quede en actas y que en la discusión de la metodología ese tipo de cosas se dan y eso no debe de ser. Además, es una barbaridad porque está conociendo para votar una metodología y se no se le está entregando la información completa para tomar las decisiones.

Es imposible que pueda en este momento leer esa cantidad de votos de la Sala IV y las están entregando en el momento que se supone van a someter a votación la metodología. Eso es una irresponsabilidad y alguien tiene que responsabilizarse. Llama a la Auditoría Interna en este momento para que le dé un seguimiento a esto porque no puede ser posible que la información llegue cuando quieran y después, incluso, que sometan a votación las cosas. Esta información la solicitó como lo dice el mismo oficio para efectos de resolver este tema.

Eso lo quiere ligar claramente y puntualmente con el tema de la asesoría. Eso es un ejemplo típico del tema de asesoría, pero no solo en el tema jurídico, en el tema técnico igualmente está en la misma circunstancia. Este documento, si don Juan Manuel lo tuvo hasta hoy en el día, lo tuvo hasta el viernes a las 5 de la tarde y es un documento que dista mucho de los dos documentos que se presentaron aquí originalmente por parte de DEN y CDR. Esto es como un compilado de la información que se analizó aquí, lo están entregando el día viernes en la tarde y para resolver hoy a las dos de la tarde, sin tener la asesoría suficiente para resolver como lo pone en el ejemplo anterior, igual en la parte jurídica y técnica.

Con respecto a observaciones a la metodología, se va referir a varios aspectos. En primer lugar, le llama la atención que dentro de la propuesta se habla del tema de concursos o de subastas, para efectos de justificar básicamente la propuesta que se hace, en esa dirección por lo menos, teniendo a mano la ley que autoriza la generación eléctrica, autónoma o paralela la Ley 7200, capítulo primero y todos los procedimientos, no le queda clara la posibilidad efectivamente de aplicar ese mecanismo que se está presentando en la

propuesta. Jurídicamente no es conforme a esa ley y realizar una subasta, un concurso, dentro de los parámetros de la ley, no corresponde.

El otro elemento que ha venido hablando en otras oportunidades, es en referencia a lo que establece la Ley de ARESEP en cuanto a las obligaciones de los elementos que deben incorporarse en materia tarifaria y en el artículo 3 propiamente, se dicen los conceptos que hablan del servicio público, servicio al costo y el inciso d) habla específicamente sobre la evaluación de impacto ambiental.

Quisiera relacionar ese asunto con el artículo 31 de la misma ley, pues el artículo 31 obliga a utilizar ciertos criterios para definir las tarifas y son 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.

En esa dirección, manifestó su posición respecto al tema del factor ambiental, y considera que la redacción de la metodología no es consecuente. No puede decir en una metodología que se va a generar una expectativa dentro de la metodología, de que próximamente se va a incorporar. Si bien es cierto, puede existir ese criterio a nivel de Institución hacia futuro, aspecto que no es consecuente con el artículo 31 de la ley de ARESEP, no debería de quedar dentro de la fórmula tiende a confundir y además es una expectativa que ni siquiera tiene un plazo para definirla.

Esta Junta no ha definido un plazo para definir cuándo se va a incorporar el factor ambiental, incorporar eso dentro de la metodología, lo cual le parece que genera inseguridad jurídica y es una expectativa que ni siquiera tiene un plazo para efectos de poderla implementar.

En esa dirección, igual la misma Ley 8723, Artículo 17 Tarifas de Electricidad, señala: *□La regulación en cuanto al servicio público y las tarifas de venta de electricidad al ICE, que se aprueben para las empresas que tengan concesiones para el aprovechamiento de las fuerzas hidráulicas para la generación hidroeléctrica al amparo de esta Ley, se establecerán de acuerdo con los principios, criterios y normas de la Ley No. 7593, en particular, los preceptos de servicio al costo y la fijación de precios y tarifas contenidos en el artículo 3 y 31 respectivamente. El criterio de costo evitado no podrá ser utilizado, bajo ninguna circunstancia, de fijación de los precios y las tarifas para la venta de energía al ICE u otros distribuidores autorizados por ley. Esta norma prevalece sobre cualquier otra que se*

anteponga en esta materia. Queda exceptuado los alcances de ese artículo en el capítulo 2 de la Ley 7200. □

Esta metodología no va en la dirección a la legalidad en cuanto al cumplimiento del artículo 3 de la Ley 7593, en concordancia con el artículo 31 de la ley 7593. Igualmente, salvará su voto en relación con lo dispuesto en el artículo 7.2 de la Ley General de la Administración Pública y lo establecido en la Jurisprudencia Administrativa de la Procuraduría General de la República y la Sala Constitucional en relación a la imparcialidad de los funcionarios públicos y la necesidad de contar con la asesoría jurídica independiente en esos los votos 6.4 , 7.2 -2006, 288396, 393295 de la Sala Constitucional y el dictamen C-302-2009 de la Procuraduría General de la República.

En el dictamen se establece claramente que la condición de funcionarios públicos en la primera y segunda instancia supera e incluye los asesores legales que están llamados a respetar igual el principio de imparcialidad y transparencia que dictamina el artículo segundo de la Constitución Política y complementado con los numerales 230 y siguientes de la Ley General de la Administración Pública.

En diversas oportunidades ha mocionado con referencia al artículo 46 del RIOF para buscar una solución a este tema, sin embargo, efectivamente a pesar de la existencia del dictamen jurídico que fue contratado por el Regulador General, no existido interés por parte del resto de este órgano colegiado de subsanar el problema y los vicios de inconstitucionalidad que tiene el RIOF.

Adicionalmente, desea señalar que vía informal se ha enterado de que existe el oficio 489-DEN-2011/17963, en el cual se le entrega la información que solicitó en la sesión correspondiente del 22 de julio de 2011, el cual no me fue entregado y se enteró de forma irregular a pesar de la existencia y cuya entrega consta en fecha de recibido el 22 de julio a las 3:28 en la Secretaría de la Junta Directiva de la ARESEP.

Acto seguido el señor **Regulador General** sometió a votación la presente versión final de la citada metodología, luego de lo cual los directores **Gutiérrez López**, **Saborío Alvarado** y **Meléndez Howell** estuvieron de acuerdo, mientras que el director **Arias Rodríguez** indicó que salvaría su voto, cuya redacción remitiría a la Secretaría para los efectos pertinentes.

Con base la documentación adjunta al oficio 417-RG-2011 del 5 de agosto del 2011, mediante el cual el Regulador General remite la versión final de la □Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas□ la Junta

Directiva con los votos a favor de los directores *Gutiérrez*, *Saborío* y *Meléndez Howell* y voto salvado del directivo *Arias*, resolvió, por mayoría, tres votos a uno:

ACUERDO 03-50-2011

1. Acoger en todos sus extremos, el oficio de la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación No. 122-CDR-2011 del 4 de agosto del 2011.
2. Establecer el modelo para la determinación de tarifas de referencia de generación eléctrica privada para plantas hidroeléctricas nuevas.
3. Tener como respuesta a los opositores lo señalado en el Considerando V de la presente resolución y agradecerles por su valiosa participación en este proceso.
4. Instruir al Centro de Desarrollo de la Regulación para que elabore y someta a conocimiento de esta Junta Directiva, una propuesta de metodología para determinar el factor ambiental a la brevedad posible.
5. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO:

- I. Que mediante el informe 098-DEN-2011 del 11 de febrero del 2011, la Dirección de Servicios de Energía (DEN) de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) planteó entre otras cosas, una propuesta de "Modelos para la determinación de tarifas de referencia de generación eléctrica privada para plantas hidroeléctricas y eólicas nuevas" (folios 78-79A)
- II. Mediante oficio 015-CDR-2011 del 11 de febrero de 2011, de la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR), se trasladó al Regulador General, entre otras cosas, la propuesta de metodologías señaladas en el apartado anterior, mismas que fueron trasladadas por éste último a la Junta Directiva mediante oficio 063-RG-2011 del 11 de febrero de 2011. (folios 76, 77).
- III. Que mediante el acuerdo 004-012-2011, de la sesión ordinaria 012-2011, del 16 de febrero de 2011, la Junta Directiva ordenó someter a audiencia pública los "Modelos para la determinación de tarifas tope de referencia para plantas nuevas de generación privada eólicas e hidroeléctricas" y conformar los respectivos expedientes administrativos. Para

efectos de la presente metodología, se conformó el expediente OT-029-2011. (folios 01-75).

- IV. Que la convocatoria a audiencia pública, se publicó el 9 de marzo de 2011 en dos diarios de circulación nacional (La República y La Prensa Libre) y el 14 de marzo del 2011, en el diario oficial La Gaceta. (folios 982-985).
- V. Que el 6 de abril de 2011 se llevó a cabo la audiencia pública de ley, en el auditorio de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y en forma simultánea (por medio de videoconferencia) en los Tribunales de Justicia de Limón Centro, Heredia Centro, Ciudad Quesada, Liberia Centro, Puntarenas Centro, Pérez Zeledón y Cartago Centro. (folios 102 y 103, 546 a 604)
- VI. Que en la audiencia pública presentaron oposiciones y coadyuvancias la Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, Rubén Zamora Castro, Stephen Yurica, Jorge Arturo Alfaro Fallas, Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE), Esteban Lara Erramouspe, José Daniel Lara Aguilar, Inversión La Manguera, S.A, Juwi Energía Hidroeléctricas Limitada, Compañía Eléctrica Doña Julia, S.R.L., Federico Fernández Woodridge, Allan Broide Wohlstein, Empresa Hidroeléctrica Matamoros, S.A. Aeroenergía, S.A., Hidroeléctrica Platanares, S.A. e Hidroeléctrica del General, S.R.L., Hidroeléctrica Aguas Zarcas, S.A., Hidroeléctrica Caño Grande, S.A., El Embalse, S.A. Claudio Volio Pacheco e Hidro Venecia, S.A. (folios 86 a 101,102-103,107 a 540).
- VII. Que mediante oficio HPSA-C-2011-032, de 19 de mayo de 2011, Hidroeléctrica Platanar, S.A. planteó una propuesta de "Factor Medioambiental para los Modelos Tarifarios de Generación Hidroeléctrica" (folios 613 a 664)
- VIII. Que mediante oficios 427-DEN-2011 del 22 de junio de 2011 (folios 694 a 771) y 488-DEN-2011 del 21 de julio de 2011, (folios 923 a 970) la Dirección de Servicios de Energía, emitió informe técnico sobre la propuesta de "Modelo para la determinación de tarifas tope de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas" y mediante oficios 113-CDR-2011 del 15 de julio de 2011 (folios 773 a 845) y 118-CDR-2011 del 27 de julio de 2011 (folios 971 al 981), la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, emitió informe sobre la propuesta de "Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas" mismos que fueron conocidos por esta Junta Directiva en las sesiones 43-2011 del 6 de julio de 2011, 46-2011 de 20 de julio del 2011 , 46-2011 de 20 de julio del 2011 y 48-2011 de 27 de julio de 2011.

- IX. Que mediante oficio 122-CDR-2011, del 4 de agosto del 2011, la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, remitió a la Junta Directiva, una propuesta de [Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas] y analizó el informe 427-DEN-2011, de la Dirección de Servicios de Energía, mencionado en el resultando anterior.
- X. Que en la sesión ordinaria de Junta Directiva número 50-2011, del 8 de agosto del 2011, la Junta Directiva conoció nuevamente la propuesta del CDR (oficio 122-CDR-2011/65718) sobre la [Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas]

CONSIDERANDO:

Competencias la Autoridad Reguladora para establecer metodologías tarifarias

- I. Que el establecimiento de una metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas, encuentra sustento legal en las leyes, resoluciones y documentos de la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos que se citan a continuación.

La Ley 7593 transformó al Servicio Nacional de Electricidad en una institución autónoma denominada Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), con personalidad jurídica y patrimonio propio, así como autonomía técnica y administrativa, cuyo objetivo primordial es ejercer la regulación de los servicios públicos establecidos en el artículo 5 de dicha Ley.

De esa forma, la ARESEP es el ente competente para fijar las tarifas y precios de conformidad con las metodologías que ella misma determine y velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de los servicios públicos que enumera el artículo 5 de la Ley 7593.

Dentro de los servicios públicos que regula la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, se encuentra el suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización, (artículo 5 inciso a) de la Ley 7593).

Para fijar tarifas y establecer las metodologías, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos tiene competencias exclusivas y excluyentes. Así ha sido señalado por la Procuraduría General de la República, en el dictamen C-329-2002 y la sentencia 005-2008 de las 9:15 horas del 15 de abril de 2008, del Tribunal Contencioso Administrativo, Sección Sexta.

En ese mismo sentido, también se tiene lo dispuesto por la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia, que en lo que interesa ha manifestado:

□] V.-**Fijaciones tarifarias. Principios regulatorios.** *En los contratos de concesión de servicio público (dentro de estos el de transporte remunerado de personas), de conformidad con lo estatuido por los artículos 5, 30 y 31 de la Ley no. 7593, corresponde a la ARESEP fijar las tarifas que deben cancelar los usuarios por su prestación. Ese cálculo, ha de realizarse conforme al principio del servicio al costo, en virtud del cual, según lo señalado por el numeral 3 inciso b) de la Ley no. 7593, deben contemplarse únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad. Para tales efectos, el ordinal 32 ibidem establece una lista enunciativa de costos que no son considerados en la cuantificación económica. A su vez, el numeral 31 de ese mismo cuerpo legal establece pautas que también precisan la fijación, como es el fomento de la pequeña y mediana empresa, ponderación y favorecimiento del usuario, criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, eficiencia económica, entre otros. El párrafo final de esa norma expresa que no se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestatarias, postulado que cumple un doble cometido. Por un lado, se insiste, dotar al operador de un medio de retribución por el servicio prestado que permita la amortización de la inversión realizada para prestar el servicio y obtener la rentabilidad que por contrato le ha sido prefijada. Por otro, asegurar al usuario que la tarifa que paga por el transporte obtenido sea el producto de un cálculo matemático en el cual se consideren los costos necesarios y autorizados, de manera tal que se pague el precio justo por las condiciones en que se brinda el servicio público. Este aspecto lleva a que el proceso tarifario constituya una armonía entre ambas posiciones, al punto que se satisfagan los derechos de los usuarios, pero además el derecho que se deriva del contrato de concesión, de la recuperación del capital y una ganancia justa. Por ende, si bien un principio que impregna la fijación tarifaria es el de mayor beneficio al usuario, ello no constituye una regla que permita validar la negación del aumento cuando técnicamente proceda, siendo que en esta dinámica debe imperar un equilibrio justo de intereses, lo que logra con un precio objetivo, razonable y debido. En su correcta dimensión implica un servicio de calidad a un precio justo. Con todo, el incremento tarifario dista de ser un fenómeno automático. Está sujeto a un procedimiento y su viabilidad pende de que luego del análisis técnico, se deduzca una insuficiencia económica. En este sentido, la ARESEP se constituye en la autoridad pública que, mediante sus actuaciones, permite la concreción de esos postulados que impregnan la relación de transporte público. **Sus potestades excluyentes y exclusivas le permiten establecer los parámetros económicos que regularan (sic) el contrato, equilibrando el interés del operador y de los usuarios.** □*

(Véase sentencia No. 577 de las 10 horas 20 minutos del 10 de agosto de 2007). (Lo resaltado es nuestro).

En el ejercicio de esas competencias, se debe considerar lo dispuesto en la Ley 7593, específicamente los artículos 1, 3, 4, 5, 9, 24, 25, 31, 32 y 45 y en el artículo 16 de la Ley General de la Administración pública.

- La Ley N° 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos establece:

Artículo 1. Transformación La Autoridad Reguladora no se sujetará a los lineamientos del Poder Ejecutivo en el cumplimiento de las atribuciones que se le otorgan en esta Ley; no obstante, estará sujeta al Plan nacional de desarrollo, a los planes sectoriales correspondientes y a las políticas sectoriales que dicte el Poder Ejecutivo.

Artículo 3. Definiciones. Para efectos de esta ley, se definen los siguientes conceptos: a) Servicio Público. El que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea calificado como tal por la Asamblea Legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de esta ley. b) Servicio al costo: principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31 .

Artículo 4. Objetivos: e) Coadyuvar con los entes del Estado, competentes en la protección del ambiente, cuando se trate de la prestación de los servicios regulados o del otorgamiento de concesiones.

Artículo 5. Funciones: En los servicios públicos definidos en este artículo, la Autoridad Reguladora fijará precios y tarifas Los servicios públicos antes mencionados son: a) Suministro de energía eléctrica en las etapas de generación .

Artículo 9. Concesión o permiso La Autoridad Reguladora continuará ejerciendo la competencia que la Ley No. 7200 y sus reformas, del 28 de setiembre de 1990, le otorgan al Servicio Nacional de Electricidad.

Artículo 24. A solicitud de la Autoridad Reguladora, las entidades reguladas suministrarán informes, reportes, datos, copias de archivo y cualquier otro medio electrónico o escrito donde se almacene información financiera, contable, económica, estadística y técnica relacionada con la prestación del servicio público que brindan.

Para el cumplimiento exclusivo de sus funciones, la Autoridad Reguladora tendrá la potestad de inspeccionar y registrar los libros legales y contables, comprobantes, informes, equipos y las instalaciones de los prestadores. □

Artículo 25. □La Autoridad Reguladora emitirá los reglamentos que especifiquen las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deberán suministrarse los servicios públicos, conforme los estándares específicos existentes en el país o en el extranjero para cada caso □

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. 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.

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:

- 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.*

Artículo 32. Costos sin considerar

No se aceptarán costos de las empresas reguladas:

- a) *Las multas que les sean impuestas por incumplimiento de las obligaciones que establece esta ley.*
- b) *Las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio público.*
- c) *Las contribuciones, los gastos, las inversiones y deudas incurridas por actividades ajenas a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada.*
- d) *Los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.*
- e) *Las inversiones rechazadas por la Autoridad Reguladora por considerarlas excesivas para la prestación del servicio público.*
- f) *El valor de las facturaciones no cobradas por las empresas reguladas, con excepción de los porcentajes técnicamente fijados por la Autoridad Reguladora.*

Artículo 45. Órganos de la Autoridad Reguladora La Autoridad Reguladora tendrá los siguientes órganos:

- a) *Junta Directiva.*
- b) *Un regulador general y un regulador general adjunto.*
- c) *Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL).*
- d) *La Auditoría Interna.*

La Junta Directiva, el regulador general, el regulador general adjunto y los miembros de la SUTEL, ejercerán sus funciones y cumplirán sus deberes en forma tal, que sean concordantes con lo establecido en el Plan nacional de desarrollo, en los planes de desarrollo de cada sector, así como con las políticas sectoriales correspondientes.
()

- *La Ley General de la Administración Pública establece:*

Artículo 16. 1. En ningún caso podrán dictarse actos contrarios a reglas unívocas de la ciencia o de la técnica, o a principios elementales de justicia, lógica o conveniencia. 2. El Juez podrá controlar la conformidad con estas reglas no jurídicas de los elementos discrecionales del acto, como si ejerciera contralor de legalidad.

Por su parte, en cuanto a la generación privada de electricidad, es importante considerar lo dispuesto en los artículos 1 a 3 de la Ley No. 7200, Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela y el artículo 17 de la Ley 8723, que establecen:

- Ley 7200

Artículo 1. □Definición. Para los efectos de esta Ley, se define la generación autónoma o paralela como la energía producida por centrales eléctricas de capacidad limitada, pertenecientes a empresas privadas o cooperativas que puedan ser integradas al sistema eléctrico nacional. La energía eléctrica generada a partir del procesamiento de desechos sólidos municipales estará exenta de las disposiciones de la presente Ley y podrá ser adquirida por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) o la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL, SA), conforme a las tarifas aprobadas por el Servicio Nacional de Electricidad (SNE) □ (Así reformado por el artículo 2° de la ley No. 7508 del 9 de mayo de 1995).

Artículo 2. □Son centrales de limitada capacidad, las centrales hidroeléctricas y aquellas no convencionales que no sobrepasen los veinte mil kilovatios (20.000 kW) □

Artículo 3. □Interés público. Se declara de interés público la compra de electricidad, por parte del ICE, a las cooperativas y a las empresas privadas en las cuales, por lo menos el treinta y cinco por ciento (35%) del capital social pertenezca a costarricenses, que establezcan centrales eléctricas de capacidad limitada para explotar el potencial hidráulico en pequeña escala y de fuentes de energía que no sean convencionales. (Así reformado por el artículo 2° de la ley No.7508 del 9 de mayo de 1995 y modificado por Resolución de la Sala Constitucional N° 6556-95 de las 17:24 horas del 28 de noviembre de 1995, que anuló su última frase).

- Ley No. 8723, Ley Marco de Concesión para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para la Generación Hidroeléctrica:

Artículo 17. □La regulación en cuanto al servicio público y las tarifas de venta de electricidad al ICE, que se aprueben para las empresas que tengan concesiones para el aprovechamiento de las fuerzas hidráulicas para la generación hidroeléctrica al amparo de esta Ley, se establecerán de acuerdo con los principios, los criterios y las normas de la Ley N.° 7593, en particular los preceptos de servicio al costo y de fijación de precios y tarifas contenidos en los artículos 3 y 31, respectivamente. El criterio de costo evitado no podrá ser utilizado, bajo ninguna circunstancia, en la fijación de los

precios y las tarifas para la venta de energía al ICE u otros distribuidores autorizados por ley□

En la Resolución de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos No. RJD-009-2010, publicada en el diario oficial La Gaceta N.109 del lunes 07 de junio del 2010, en la cual se estableció lo siguiente:

Punto II. □Que el Plan Nacional de Energía en lo que concierne al sector de energía eléctrica, se establecieron las siguientes políticas: a) Definir un modelo tarifario que promueva e incentive la eficacia, eficiencia y competitividad en la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica por parte de los actores del mercado y que además propicie la introducción eficaz de fuentes renovables de energía. b) Diseñar un sistema de tarifas que considere, como mínimo, las relaciones de las empresas generadoras que venden electricidad a las empresas distribuidoras, empresas generadoras que venden electricidad entre sí y empresas distribuidoras con actividad de generación eléctrica. c) Diseñar mecanismos nuevos que incentiven el desarrollo y diversificación de fuentes de energía renovables y de actores del sector para la actividad de generación eléctrica. d) Corresponde a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos fijar las tarifas para el servicio público de suministro de electricidad en la etapa de generación. □

En el documento Política y Metodologías Tarifarias del Sector Energía de la ARESEP se cita, sobre el principio de servicio al costo: □□ el principio de □tarifas al costo□ no específica que este costo debe ser de naturaleza financiero-contable o similar, e incluso en el artículo #31 se indica que deben tomarse en cuenta aspectos de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de la energía y eficiencia económica; por lo que en la práctica se han utilizado diversas alternativas tarifarias, todas las cuales podrían definirse como basadas en el costo (Ej. contable -financiero, marginal-económico, etc.)□

En cuanto al servicio público de generación de electricidad, el Plan Nacional de Desarrollo 2011-2014 □María Teresa Obregón Zamora□ desarrolla un tercer eje denominado □Ambiente y ordenamiento territorial□ en el que se promueve, entre otras cosas, la carbono neutralidad y el uso de energías limpias. Se establece como una meta nacional, en el capítulo 3 de dicho plan, el consolidar el posicionamiento ambiental del país con una matriz energética sostenible y un desempeño ambiental óptimo. Un pilar fundamental para ese objetivo y que representa además un aspecto estratégico para la dinamización productiva en un esquema de sostenibilidad, consiste en la garantía de una matriz energética sustentada en fuentes renovables.

Esta matriz energética pretende asegurar la sostenibilidad y competitividad para atender las necesidades de la población y la producción, disminuyendo la factura petrolera y la transferencia de costos al sector productivo y consumidor.

Para ello se definió como meta lograr una mayor [consistencia entre su crecimiento económico y su posicionamiento ambiental] mediante el impulso del aprovechamiento de las fuentes renovables de energía de que se dispone, para lograr que el 95% de la energía nacional se sustente en fuentes renovables, cuyo indicador sea el porcentaje de la generación total de energía obtenido de fuentes renovables.

Este eje contempla diversas líneas de acción que buscan aumentar la capacidad de generación de energía limpia, entre ellas destacan la generación de energía (625 MW) por medio de proyectos hidroeléctricos, geotérmicos y eólicos en todo el territorio nacional, los cuales entrarán en operación en los próximos cuatro años. Estos proyectos involucran tanto al Estado como la participación de generadores privados. Para completar iniciativas de generación energética, se promoverán acciones tendientes al uso racional de la misma, implementando el Programa de Eficiencia Energética Nacional, por parte de entidades del subsector energía y en beneficio de la población. (Objetivo estratégico 6.3.5 Energías Renovables)

Por otra parte, el objetivo estratégico [7.3.1 Aumentar la producción: inversiones en capital humano y físico y el incremento de la eficiencia] específicamente en cuanto a desarrollo de infraestructura, se indica que realizarán acciones tendientes a asegurar el suministro de energía eléctrica necesario para el desarrollo del país en las próximas décadas, a partir de fuentes de energía limpia y renovable, para lo cual impulsarán proyectos relacionados con la construcción de plantas hidroeléctricas y geotérmicas.

Entre los objetivos de desarrollo del milenio, encontramos el [9.2.7 Garantizar la sostenibilidad del medio ambiente] en el que se pretende asumir plenamente los principios de sostenibilidad, mediante los cuales una economía pujante debe ser armonizada con el respeto a los recursos naturales y capaces de producir la energía que se consume de forma eficiente y a partir de fuentes de energía limpia.

Específicamente, en cuanto las políticas, metas sectoriales y acciones estratégicas, en el sector ambiental, lineamientos de políticas sectoriales, se encuentra la meta 3. Generación de energía eléctrica a partir de un 100% de participación de fuentes renovables.

A la acción estratégica [Impulsar las fuentes renovables de energía y su uso racional] se le asignó el objetivo [Garantizar el uso de fuentes limpias de energía para satisfacer la demanda nacional, disminuyendo la utilización de hidrocarburos] cuya meta para el

periodo 2011-2014 es impulsar el programa de generación con energías renovables en 334 MW de energía limpia e impulsar el programa de generación con energías renovables en 1500 nuevos sistemas fotovoltaicos.

Por otro lado, el Plan Nacional de Energía establece los siguientes objetivos:

- a. Asegurar el aprovechamiento de la energía, con el fin de fortalecer la economía nacional y promover el mayor bienestar del pueblo costarricense.
- b. Continuar el desarrollo de la generación basado en recursos renovables.
- c. Realizar un manejo ambiental y social de reconocida excelencia que permita el desarrollo sostenible.

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 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.

El procedimiento para tal efecto, es el de la audiencia pública, establecido en el artículo 36 de la Ley 7593, que dispone:

Artículo 36. □Asuntos que se someterán a audiencia pública. Para los asuntos indicados en este artículo, la Autoridad Reguladora convocará a audiencia, en la que podrán participar las personas que tengan interés legítimo para manifestarse. Con ese fin, la Autoridad Reguladora ordenará publicar en el diario oficial La Gaceta y en dos periódicos de circulación nacional, los asuntos que se enumeran a continuación:

- a. Las solicitudes para la fijación ordinaria de tarifas y precios de los servicios públicos.*
- b. Las solicitudes de autorización de generación de fuerza eléctrica de acuerdo con la Ley N.º 7200, de 28 de setiembre de 1990, reformada por la Ley N.º 7508, de 9 de mayo de 1995.*
- c. La formulación y revisión de las normas señaladas en el artículo 25.*
- d. La formulación o revisión de los modelos de fijación de precios y tarifas, de conformidad con el artículo 31 de la presente Ley.*

Para estos casos, todo aquel que tenga interés legítimo podrá presentar su oposición o coadyuvancia, por escrito o en forma oral, el día de la audiencia, momento en el cual deberá consignar el lugar exacto o el número de fax, para efectos de notificación por parte de la ARESEP. En dicha audiencia, el interesado deberá exponer las razones de hecho y de derecho que considere pertinentes.

La audiencia se convocará una vez admitida la petición y si se han cumplido los requisitos formales que establece el ordenamiento jurídico. Para este efecto, se publicará un extracto en el diario oficial La Gaceta y en dos periódicos de circulación nacional, con veinte (20) días naturales de anticipación a la celebración de la audiencia.

Tratándose de una actuación de oficio de la Autoridad Reguladora, se observará el mismo procedimiento.

Para los efectos de legitimación por interés colectivo, las personas jurídicas organizadas bajo la forma asociativa y cuyo objeto sea la defensa de los derechos de los consumidores o de los usuarios, podrán registrarse ante la Autoridad Reguladora para actuar en defensa de ellos, como parte opositora, siempre y cuando el trámite de la petición tarifaria tenga relación con su objeto. Asimismo, estarán legitimadas las asociaciones de desarrollo comunal u otras organizaciones sociales que tengan por objeto la defensa de los derechos e intereses legítimos de sus asociados.

Las personas que estén interesadas en interponer una oposición con estudios técnicos y no cuenten con los recursos económicos necesarios para tales efectos, podrán solicitar a la ARESEP, la asignación de un perito técnico o profesional que esté debidamente acreditado ante este ente, para que realice dicha labor. Esto estará a cargo del presupuesto de la Autoridad Reguladora. Asimismo, se faculta a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos para que establezca oficinas regionales en otras zonas del país, conforme a sus posibilidades y necesidades.

De conformidad con lo anteriormente expuesto, resulta claro que la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora es la competente para emitir las metodologías tarifarias de los servicios públicos regulados, incluyendo la generación de electricidad, para lo cual deberá seguir el procedimiento de audiencia pública en el que garantice la participación ciudadana y para la emisión de las mismas deberá observar el principio de servicio al costo, las reglas de la ciencia y la técnica y las disposiciones generales emitidas en el Plan Nacional de Desarrollo, relativas al sector eléctrico.

El marco legal citado anteriormente, provee la base que faculta a ARESEP para establecer metodologías regulatorias que refleje la estructura de costos, de financiamiento, los rendimientos requeridos de acuerdo con el principio de servicio al costo y los aspectos técnicos aplicables, de tal forma que se obtengan tarifas de referencia que permitan el desarrollo competitivo de la generación hidroeléctrica privada.

Contexto del sector eléctrico nacional.

- II. Que el Sector Eléctrico Nacional, se encuentra en una etapa en la que se requiere urgentemente de la incorporación de la mayor cantidad posible de energía, proveniente de plantas de generación de electricidad, que utilicen fuentes de energía renovables y tengan costos inferiores a los de las plantas térmicas. Estas últimas generan actualmente una cantidad apreciable de la energía eléctrica disponible, a pesar de sus mayores costos económicos y ambientales.

En este sentido, y en concordancia con lo dispuesto en el Plan Nacional de Desarrollo 2011-2014¹ sobre la importancia de garantizar una matriz energética basada en fuentes renovables, el sector electricidad debe aumentar su capacidad de generación con energías limpias, ya sea mediante proyectos estatales o con participación de generadores privados.

Actualmente se dispone de estudios técnicos que demuestran la existencia de suficiente potencial no utilizado de diferentes fuentes energéticas (eólico, biomasa, hidroeléctrico y geotermia). Para aprovechar oportunamente ese potencial, es preciso contar con políticas públicas adecuadas, y ello incluye las políticas de regulación que corresponde diseñar y ejecutar a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP).

Entre los esfuerzos estatales más significativos para incentivar la generación con fuentes renovables, se encuentra la determinación de esquemas tarifarios que incentiven la inversión privada en plantas de generación de electricidad con tales fuentes. Esos esquemas tarifarios deben cumplir con el principio de servicio al costo y los otros principios y criterios que establece la Ley 7593.

La Ley 7200 del 13 de setiembre de 1990, brinda la oportunidad de promover el aporte de los inversionistas privados y aumentar la oferta de generación de electricidad basada en fuentes renovables de energía. Mediante esta ley se autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela y se permite al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) comprar electricidad a las cooperativas de electrificación rural y a aquellas empresas privadas que

¹<http://documentos.mideplan.go.cr:8080/alfresco/d/d/workspace/SpacesStore/122fcd1c-53a7-47a7-a0ad-84cac6f1d7b9/PND-2011-2014-Maria-Teresa-Obregon-Zamora.pdf>

establezcan centrales eléctricas cuya capacidad instalada no sobrepase los veinte mil kilovatios (20.000 KW) y que utilicen fuentes de energía renovables. En la misma ley se establece que las compras de energía antes mencionadas no podrán superar el 15% de la potencia del conjunto de centrales eléctricas que conforman el sistema eléctrico nacional.

Según estimaciones recientes del ICE, esta empresa pública puede contratar en la actualidad hasta un máximo de 183 MW a generadores privados de electricidad, en el marco de la Ley 7200. Esa es una cantidad considerable de energía que se podría inyectar al Sistema Eléctrico Nacional, para reducir la dependencia de generación térmica.

Para lograr el propósito mencionado, es necesario que la ARESEP establezca tarifas de referencia para las transacciones a efectuar en el marco de la Ley 7200.

Uno de los principales obstáculos para definir las metodologías tarifarias antes mencionadas, ha sido la dificultad de acceso a información adecuada para estimar los costos asociados con la generación privada de electricidad, en las condiciones establecidas por la Ley 7200. Recientemente, esa limitación se ha podido superar en una medida considerable, con los análisis y datos aportados por el ICE, con la consulta de fuentes de información nacionales e internacionales, y con los aportes y comentarios recibidos durante el proceso de audiencia pública organizado por la ARESEP.

Los análisis realizados por ARESEP han mostrado que no existe un único modelo estándar para la generación eléctrica con plantas hidroeléctricas en el marco de la Ley 7200. A pesar de que los equipos empleados en esas actividades están muy estandarizados, la gran diversidad de condiciones geológicas, topográficas e hidrológicas en los sitios donde se ubican esas plantas, causa una considerable dispersión de costos de producción. Tomando en cuenta esta situación, se ha optado por establecer una banda de tarifas dentro de las cuales el ICE podrá recibir ofertas de una gama amplia de generadores privados y escoger las que le resulten más atractivas. Dentro de este esquema, se pone al ICE en condiciones de comprar energía de algunas plantas cuyos costos de producción difieran de los costos promedio de la industria de generación privada, dentro de condiciones aceptables de costos y de eficiencia operativa. Ello se justifica, tomando en cuenta que la regulación de la generación privada de electricidad por parte de ARESEP responde al objetivo de reducir la dependencia de la generación térmica y de esa forma, disminuir los altos costos económicos y ambientales, que ese tipo de generación implica.

La metodología mediante la cual se determina la banda de tarifas antes mencionada está basada en un procedimiento con el que se estiman los valores superior e inferior de esa banda, expresados en dólares por KWh. Esos límites están definidos a partir de la

estimación del promedio y la desviación estándar de los costos de inversión correspondientes a 24 plantas hidroeléctricas centroamericanas con capacidades instaladas iguales o menores que 20 MW, los cuales están en poder de la ARESEP. A esos datos se les pueden agregar otros que se obtengan en el futuro, para ampliar la muestra de referencia. El límite superior está dado por la tarifa correspondiente a un costo de inversión igual al promedio más una desviación estándar; y el límite inferior está dado por la tarifa calculada con un costo de inversión igual al promedio menos la desviación estándar.

Se espera que la metodología tarifaria planteada en este informe contribuya a reducir en el corto y el largo plazo las tarifas de energía eléctrica que paga el consumidor final. Así se verán beneficiados los compradores de energía (empresas y usuarios) y la economía nacional en su conjunto. Se espera también que de esta forma se reduzcan los considerables impactos ambientales negativos que la generación térmica está ocasionando, los cuales podrían incrementarse si la dependencia de esa fuente energética llegara a aumentar.

Las tarifas resultantes de estos modelos serían las que se utilicen para la compra de energía eléctrica por parte del ICE a todos aquellos generadores privados nuevos que al amparo de la Ley 7200 firmen un contrato con el ICE y cuya fuente energética sea hidráulica.

Propuesta sometida a audiencia pública

III. Que la necesidad de contar con una metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas, se basa en las siguientes consideraciones:

- El sector eléctrico nacional requiere urgentemente de la incorporación de la mayor cantidad posible de plantas de generación de electricidad, que utilicen fuentes de energía renovable y tengan costos inferiores a los de las plantas térmicas. De esa forma, se podrá sustituir la mayor cantidad posible de energía generada por plantas térmicas, con base en las cuales se genera actualmente una cantidad apreciable de la energía eléctrica disponible, a pesar de sus altos costos económicos y ambientales.
- El sector de electricidad debe aumentar su capacidad de generación con energías limpias, ya sea mediante proyectos estatales o con participación de generadores privados, para asegurar el suministro de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.
- Se han realizado estudios técnicos que demuestran la existencia de suficiente potencial no utilizado en las diferentes fuentes energéticas (eólico, biomasa, hidroeléctrico y

geotermia), lo que implica que deben realizarse todos los esfuerzos necesarios para incentivar la utilización de estas fuentes.

- Para incentivar la inversión privada en generación con fuentes renovables en el marco de la Ley 7200, es necesario que la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) establezca tarifas de referencia para las transacciones normadas por esa ley.

Durante el presente año se sometió a audiencia pública, por medio del expediente OT-029-2011, una propuesta con el fin de establecer un "Modelo para la determinación de tarifas tope de referencia para plantas nuevas de generación privada hidroeléctricas". Esa propuesta se fundamentó en los siguientes criterios:

- Se trata de un modelo que define un rango de tarifas de referencia con el objetivo de estimular la inversión, la eficiencia operativa (reducción de costos en la operación y el mantenimiento) así como el uso óptimo del recurso hídrico y la eficiencia asignativa (reducción de precios), con lo cual se verán beneficiados los compradores de energía (empresas y ciudadanos), así como la economía nacional en su conjunto.
- Las tarifas resultantes de estos modelos serán las que se utilicen para la compra de energía eléctrica por parte del ICE a todos aquellos generadores privados nuevos que al amparo de la ley 7200 firmen un contrato con el ICE y cuya fuente energética sea hidráulica. La tarifa resultante también servirá para la venta de electricidad por parte de los generadores privados a otros agentes en el mercado eléctrico nacional.
- Para determinar la tarifa de referencia se obtuvo información de plantas hidroeléctricas (con potencias similares a las establecidas en la ley 7200) de los Estados Unidos de América, de algunos países centroamericanos y de un grupo de plantas de Costa Rica.
- El modelo se desarrolla con parámetros de la industria de algunos países de Centroamérica y algunos casos específicos de Costa Rica. La rentabilidad que se determina se calculó de acuerdo a la metodología del CAPM, establecida por la ARESEP en modelos similares.

El modelo completo que se sometió al proceso de audiencia pública consta en el oficio 098-DEN-2011, en donde se desarrollan en detalle los diferentes aspectos del mismo.

IV. Que para efectos de determinar la "Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas" se consideran las siguientes conclusiones a las

cuales arribó la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, en su oficio 122-CDR-2011

1. El objetivo último de la metodología tarifaria definida 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 hidráulicas. Al respecto, se tiene presente que según estimaciones recientes del ICE, esta empresa pública puede contratar en la actualidad hasta un máximo de 183 MW a generadores privados de electricidad que produzcan con fuentes renovables, en el marco de la Ley 7200.
2. Se ha definido un modelo tarifario que estimula la inversión privada asociada con plantas de generación hidroeléctrica con potencias iguales o menores que 20 MW, capaces de operar dentro de un rango aceptable de costos y de eficiencia operativa. Para ello, se determina una banda tarifaria que permite al ICE ofrecer precios de compra de electricidad con los cuales el oferente pueda obtener los ingresos suficientes para cubrir sus costos de operación, recuperar la inversión realizada, y obtener una rentabilidad razonable para el nivel de riesgo asociado con la actividad de generación de electricidad.
3. El contar con tarifas de referencia para las transacciones de energía antes mencionadas es de gran importancia para el Sistema Eléctrico Nacional y en general, para el desarrollo económico y social del país.
4. En particular, el esquema tarifario propuesto permite aprovechar las oportunidades que ofrece la Ley 7200 del 13 de setiembre de 1990, para promover el aporte de los inversionistas privados y aumentar la oferta de generación de electricidad basada en fuentes renovables de energía.
5. Las tarifas resultantes de este modelo serían las que se utilicen para la compra de energía eléctrica por parte del ICE a todos aquellos generadores privados nuevos que al amparo del capítulo primero de la Ley 7200 firmen un contrato con el ICE y cuya fuente energética sea hidroeléctrica.
6. La metodología tarifaria está basada en un modelo con el que se estiman los valores superior e inferior de una banda tarifaria, expresados en dólares por KWh. Esos límites se definen a partir de la estimación del promedio y la desviación estándar de los datos de costo de inversión disponibles para plantas hidroeléctricas centroamericanas con capacidades instaladas iguales o menores que 20 MW. El

límite superior está dado por la tarifa correspondiente a un costo de inversión igual al promedio más una desviación estándar; y el límite inferior está dado por la tarifa calculada con un costo de inversión igual al promedio menos la desviación estándar.

7. El modelo se desarrolló con parámetros de la industria de algunos países de Centroamérica y algunos casos específicos de Costa Rica, y la rentabilidad se calculó de acuerdo con la metodología del CAPM, establecida por la ARESEP en modelos similares, actualizando los respectivos parámetros.

La propuesta metodológica define la tarifa como el resultado final del algoritmo que incluye los costos de explotación (CE), la recuperación de la inversión (depreciación) (RI), la rentabilidad (r) y un factor ambiental (fa).

8. El método para calcular el costo de explotación es el siguiente: a) se toman los datos de costos de explotación de una muestra de plantas hidroeléctricas que operan en el país, de diferentes capacidades instaladas; 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; y c) se utiliza el valor de la función mencionada, correspondiente a una planta de 10 MW, que es el valor medio del rango permitido por el Capítulo 1 de la ley 7200.

El Costo Fijo por Capital (CFC) dependerá del monto de la inversión, del nivel de apalancamiento utilizado (relación deuda / aportes de capital), de las condiciones de financiamiento (tasa de interés, modalidad de pago y plazo), de la tasa de retorno, del período de recuperación de la inversión (vida económica), de la edad de la planta y de la tasa de impuesto de renta aplicable.

9. El monto total de la inversión (M) representa los costos totales necesarios para construir una planta de generación en condiciones normales para nuestro país. El cálculo de este valor se efectúa a partir de una muestra de datos sobre costos de inversión de plantas hidroeléctricas con capacidades instaladas iguales o menores que 20MW. El valor resultante se obtiene del promedio de los promedios de los costos unitarios de inversión de cinco rangos de capacidad instalada, cada uno de 4 MW. A ese valor se agregó el monto correspondiente al pago de intereses durante el período de gracia.
10. En lo que respecta al factor que refleja las condiciones de la inversión (FC), éste dependerá de las condiciones que se establezcan en el financiamiento, a saber: apalancamiento (relación de deuda), tasa de interés, plazo de la deuda (años), la

rentabilidad de los aportes de capital (CAPM), además de la edad de la planta (años), que tomará en cuenta la vida económica de la planta (años).

11. Las condiciones de financiamiento (tasa de interés, la relación de deuda y el plazo) a utilizar en el modelo propuesto estarán determinadas, a excepción del plazo que es fijo, por el promedio de cada uno de estos parámetros para una muestra de proyectos nacionales e internacionales con capacidades similares a los que se pretende aplicar tarifas. Dichos parámetros estarán sujetos a las condiciones financieras que ofrezca el mercado en su momento.
12. 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.
13. La duración del contrato de compra-venta de energía utilizada en el modelo para el cálculo de las tarifas (20 años), es el máximo permitido por la ley.
14. La rentabilidad del aporte de capital será obtenido por medio del Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM), el cual tomará en cuenta los siguientes parámetros: la tasa libre de riesgo, el beta de la inversión apalancada según la relación de deuda, el premio por riesgo y el riesgo país actualizado.
15. La estructura horario - estacional procura representar los cambios cíclicos del valor de la energía en el sistema eléctrico, debidos a la influencia estacional de la hidrología y al comportamiento semanal de la curva de carga.
16. Las tarifas resultantes de la metodología detallada serán expresadas y facturadas en dólares de los Estados Unidos de América (US\$ ó \$). Los respectivos pagos se harán de conformidad con lo que las partes establezcan vía contractual, de conformidad con la normativa aplicable.

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

17. Para mejorar esta metodología en el futuro, los generadores privados hidroeléctricos nuevos tendrán la obligación de presentar anualmente a la ARESEP la información financiera auditada.

IV. Que del oficio 122-CDR-2011 que sirve de sustento a la presente resolución, se extraen los principales argumentos de los opositores y coadyuvantes, cuyo resumen y análisis conviene citar así:

□(□)

5.1 Participantes en la audiencia pública

La audiencia pública se realizó de conformidad con el artículo 36 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, N° 7593, y los artículos del 44 al 61 del Reglamento de la citada Ley (Decreto N° 29732-MP).

Según el Informe de instrucción presentado por la Dirección General de Protección al Usuario, (oficio 0550-DGPU-2011) se recibieron 20 oposiciones y coadyuvancias admitidas provenientes de la Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, Rubén Zamora Castro, Stephen Yurica, Jorge Arturo Alfaro Fallas, Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE), Esteban Lara Erramouspe, José Daniel Lara Aguilar, Inversión La Manguera, S.A., Juwi Energía Hidroeléctricas Limitada, Compañía Eléctrica Doña Julia, S.R.L., Federico Fernández Woodridge, Allan Broide Wohlstein, Empresa Hidroeléctrica Matamoros, S.A. Aeroenergía, S.A., Hidroeléctrica Platanares, S.A. e Hidroeléctrica del General S.R.L., Hidroeléctrica Aguas Zarcas, S.A., Hidroeléctrica Caño Grande, S.A., El Embalse, S.A. Claudio Volio Pacheco, e Hidro Venecia, S.A.

Las oposiciones recibidas que no fueron admitidas por falta de requisitos formales corresponden a: Molinos de Viento del Arenal S.A., Planta Hidroeléctrica Don Pedro S.A., y Planta Hidroeléctrica Río Volcán S.A.

5.2 Principales argumentos expuestos

Las oposiciones presentadas versan sobre una considerable cantidad de temas específicos. A continuación se resumen algunos de los argumentos más recurrentes y que eventualmente podrían afectar más significativamente la tarifa y el modelo propuesto. Sobre cada uno de ellos se expone la posición de la ARESEP.

5.2.1 Esquema tarifario: ¿Tarifas tope, banda o tarifa única?

Varias de las oposiciones expresadas en audiencia objetaron el esquema de tarifas tope, y en particular el uso de una tarifa asociada con costos promedio para establecer ese tope.

El análisis de la ARESEP posterior a la audiencia coincide con la mayoría de los argumentos en contra de establecer una tarifa tope con base en costos promedio. Ese esquema tiene el inconveniente de que se deja sin posibilidad de participar como oferente

de energía para el ICE a los generadores privados con costos superiores al promedio que se llegue a estimar. Al respecto, hay que considerar, en primer lugar, que el promedio que se estimó en la propuesta remitida a audiencia no se corresponde con un nivel de eficiencia determinado, pues se trata simplemente de un promedio estadístico de datos de costos disponibles. En segundo lugar, hay que tomar en cuenta que en el segmento industrial de generación de energía hidroeléctrica con potencias iguales o menores que 20 MW, no existe un estándar de producción eficiente. A pesar de que el equipo empleado en esa industria está muy estandarizado, la diversidad de condiciones geológicas, topográficas e hidrológicas de los posibles sitios de proyecto implican la existencia de un rango amplio de costos de infraestructura. En tercer lugar, conviene tener presente que el objetivo del esquema tarifario que se propone es reducir al mínimo el uso de generación térmica, siempre y cuando la sustitución se realice con fuentes renovables y costos significativamente menores.

Considerando los tres aspectos antes mencionados, se concluye que puede haber plantas con costos superiores al promedio que sin embargo producen con niveles de eficiencia muy superiores a los de la generación térmica y con menor impacto ambiental negativo. Por esa razón, el esquema tarifario debería establecer un límite superior por encima de los costos promedio, dentro de un rango razonable para estimular la eficiencia en el segmento de generación hidroeléctrica privada transable en el marco de la Ley 7200.

Por otra parte, el esquema de tarifa tope tiene el inconveniente de que no establece un límite inferior para el precio de la energía a comprar por el ICE. Ello provocaría que el ICE, en su condición de operador monopsónico, tendría un margen inconvenientemente amplio para fijar precios por debajo del costo de muchos operadores que pueden ser considerados eficientes.

De conformidad con lo expuesto anteriormente, se ha optado por proponer un esquema de banda tarifaria. Dado que se carece de información detallada sobre niveles de eficiencia en el segmento industrial de interés, se ha empleado un criterio estadístico para definir la banda (en función del promedio y la desviación estándar de los costos de inversión).

Por otra parte, en algunas oposiciones se solicitó establecer una tarifa única para fijar el precio de venta de la energía a comprar por el ICE en el marco de la Ley 7200. Al respecto, conviene tener presente que si se estableciera una tarifa única con un valor igual al límite superior de la banda tarifaria propuesta en este informe, el ICE quedaría sin ninguna discrecionalidad para dar preferencia a los oferentes que cotizaran menores tarifas. Por el contrario, se vería obligado a otorgar la misma tarifa a todos los oferentes, y a adjudicar los contratos con base en criterios distintos al precio ofrecido. Este eventual esquema entrañaría una desmotivación a la eficiencia técnica y económica

en la operación de las empresas hidroeléctricas dispuestas a vender su energía en el marco de la Ley 7200.

5.2.2 Reconocimiento de la rentabilidad del capital:

Aunque el método CAPM (Capital Assets Pricing Model, por sus siglas en inglés) presenta algunas desventajas y problemas prácticos de aplicación, es utilizable para las condiciones del segmento costarricense de generación privada de energía hidroeléctrica, porque este opera en condiciones de mercado y está compuesto por un número significativo de operadores que no tienen restricciones para la movilidad de su capital. Para industrias con condiciones como las mencionadas, el CAPM es un método adecuado para reconocer el rendimiento del capital. Entre sus ventajas, están que permite considerar las particularidades de un sector (como el eléctrico), es más transparente que otras alternativas, permite tomar promedios de largo plazo de variables relevantes para evitar una gran volatilidad en los resultados, y admite ajustes en razón del grado de apalancamiento o riesgo de cada sector.

En el caso concreto del valor del parámetro beta que forma parte del método CAPM, se acoge la recomendación expresada en varias oposiciones, en el sentido de utilizar como fuente la información proporcionada y publicada en Internet por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York, USA., la cual brinda información actualizada. En su defecto, se utilizaría una fuente alterna, pública y confiable.

5.2.3 El financiamiento:

Las condiciones del financiamiento se definieron de la siguiente manera: i) el plazo de amortización se fijó en 20 años para equiparlo con el plazo máximo del contrato que permite la ley; ii) la tasa de interés se tomará de las publicaciones periódicas del Banco Central de Costa Rica; iii) el apalancamiento financiero se estimará con base en los datos disponibles sobre proyectos hidroeléctricos privados que posee la ARESEP; y iv) otras variables que se utilizan para aplicar el método CAPM se tomarán del sitio de Internet del profesor Aswath Damodaran.

5.2.4 La periodicidad de los contratos y de la tarifa:

La propuesta original que se llevó a audiencia pública contenía dos alternativas en cuanto al plazo de la tarifa: una con una única tarifa durante los 20 años del contrato; y otra segmentando el plazo en dos sub-plazos de 13 y 7 años, respectivamente. Esta última alternativa fue considerada en algunas oposiciones como causante de mayor incertidumbre, lo que podría implicar a su vez mayores costos y, potencialmente, no hacer bancables algunos proyectos. Por esta razón, en la propuesta final se accedió a dejar solo la alternativa de una tarifa única durante todo el plazo del contrato.

En la tarifa se reconoce un plazo contractual de 20 años (máximo permitido por la legislación), aunque los proyectos tienen una vida útil que puede duplicar este plazo. Aunque se reconoce que esta restricción crea incertidumbre al inversionista, al no poder estar seguro de que se le recontractará por un segundo periodo, es impuesta por el marco legal vigente. En todo caso, un contrato por 20 años es muy favorable para cualquier inversionista que opere en la industria de venta de energía hidroeléctrica. Además, se considera que la probabilidad de una nueva contratación después de expirado el plazo de 20 años es alta, si se toma en cuenta la inminente integración del mercado eléctrico centroamericano, la tendencia al incremento en el precio de los hidrocarburos y el crecimiento de la demanda nacional de electricidad.

5.2.5 El factor ambiental:

La ARESEP está de acuerdo con establecer un factor ambiental en las tarifas de los servicios públicos. La legislación lo permite y es recomendable desde el punto de vista técnico. Sin embargo, para este reconocimiento es necesario formular una metodología concreta, bien fundamentada, que deberá someterse al trámite previsto en la legislación (audiencia pública). Se espera que en el corto plazo se inicie un procedimiento separado para incorporar el componente ambiental en la tarifa de generación privada con plantas hidroeléctricas, en el marco de la Ley 7200.

5.2.6 La actualización de la tarifa:

Los valores de la banda tarifaria se revisarán al menos una vez al año, de conformidad con lo que establece la Ley 7593. Todos los valores que determinan la tarifa se actualizarán en cada fijación tarifaria.

5.2.7 La inversión:

Se han planteado varias alternativas sobre el monto de la inversión a reconocer en este modelo tarifario. Algunas de las propuestas de los opositores solicitan reconocer información derivada de una base de datos de plantas de los Estados Unidos de América (EUA). Aunque esta base de datos contiene una gran cantidad de plantas, lo que en principio es atractivo desde el punto de vista estadístico y económico, la información contenida presenta varias dudas acerca de si el nivel de inversión promedio en EUA es representativo del que corresponde a Costa Rica. Adicionalmente, hay que señalar que si se desea utilizar esta base de datos para establecer el costo de la inversión, también se debe utilizar para establecer el costo de explotación, para ser consistentes en su aplicación. Lamentablemente, los actores que participaron en la audiencia no brindaron información comparativa que permita revisar estos valores con mejores elementos de juicio, para garantizar consistencia en el modelo planteado.

Se optó por seleccionar una muestra de datos de costos de inversión de plantas centroamericanas, provenientes de un estudio elaborado por un organismo regional: el Consejo de Electrificación de América Central - Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR). El informe del que provienen los datos de inversión tiene el siguiente título: "Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación. Período 2011-2025", y está fechado en diciembre de 2010. A los datos de esa fuente se agregaron los datos de costos de inversión de plantas costarricenses provenientes de estudios tarifarios de la ARESEP. Se considera que estas fuentes de información son más adecuadas que la que contiene los datos de inversión en EUA, porque se trata de proyectos hidroeléctricos con condiciones físicas y económicas de la región centroamericana.

El costo de inversión unitario es en realidad un promedio de los valores promedio correspondientes a cada uno de los cinco rangos de 4 MW comprendidos por debajo del límite superior de 20 MW que establece la Ley 7200. Así se trata de dar igual representatividad en el promedio a los valores de la muestra asociados con cada rango de potencia. Como se puede notar, se está estimando un valor promedio de todos los datos disponibles. Por tanto no se trata del valor de la inversión correspondiente a una planta de 10 MW, como se indicó en algunas oposiciones. Hay que agregar que, al valor de costo de inversión promedio, se le incluye la capitalización de dos años de intereses del período de gracia. Además, hay que considerar que el modelo CAPM incorpora una "beta" apalancada, que refleja el riesgo asociado al financiamiento.

5.2.8 Los costos de explotación:

De las fuentes disponibles, se ha considerado que la mejor es la correspondiente a los costos de las plantas del ICE, por tratarse de una cantidad medianamente significativa de plantas, ser estas nacionales y contarse con información periódica sobre las mismas. Asimismo, deben hacerse los ajustes correspondientes en la información presentada para tener en cuenta el tipo de costos en que se incurre y el tamaño de las plantas.

Tomando en cuenta lo expresado en algunas oposiciones, se revisó la estimación del costo de explotación utilizando el procedimiento antes indicado.

5.2.9 El pago de impuesto a los dividendos:

Es criterio del ente regulador que dentro de la estructura de costos de los servicios públicos solo se deben considerar aquellos impuestos propios de la actividad productiva empresarial correspondientes a la entidad económica ejecutante y no los que deben pagar los accionistas por sus utilidades, los cuales deben ser asumidos por los inversionistas y no por los usuarios del servicio público. Como ocurre en todos los negocios, el impuesto

sobre los dividendos debe ser cubierto por los beneficiarios de los mismos. No corresponde al ente regulador decidir sobre el destino de tales réditos.

5.2.10 Vigencia de la resolución RJD-009-2010 (plantas existentes):

La metodología que se aprobó para definir las tarifas de plantas existentes (Resolución RJD-0009-2010) se aplicará solo a aquellas que ya han tenido un contrato con el ICE. La metodología que ahora se propone es para plantas nuevas; por lo que no procede desde el punto de vista jurídico que la metodología propuesta derogue la anterior.

5.2.11 Objetividad de la metodología:

En algunas oposiciones se expresó que el hecho de que el ICE haya contribuido al diseño de la metodología propuesta genera problemas de objetividad en su formulación. Al respecto, hay que precisar que la metodología que ha propuesto la Autoridad Reguladora se basa en varias fuentes de información, y fue propuesta, en su versión original, por funcionarios de la ARESEP. Posteriormente se ha enriquecido con el aporte de diferentes actores, en cuenta algunos de los operadores, no es una propuesta del ICE. Aunque éste contribuyó con valiosos insumos; lo mismo se puede afirmar de otros actores.

Justamente, el proceso de audiencia pública que se ha realizado, es para que todos los posibles interesados en el proceso externen su opinión técnica y su oposición, si eventualmente consideraran que la propuesta adolece de problemas conceptuales o metodológicos, o de sesgos a favor de una de las partes.

5.2.12 Promoción de la inversión privada en generación hidroeléctrica:

El modelo propuesto en este informe está diseñado para estimular la inversión privada en generación hidroeléctrica, orientada a aprovechar las oportunidades abiertas por el Capítulo I de la Ley 7200. Dos de los principales elementos del modelo que permitirían el logro de ese objetivo, son los siguientes: a) establecer un esquema de bandas tarifarias, mediante el cual se ofrece un margen considerable para que firmas con costos diferentes al promedio tengan posibilidades de vender energía al ICE; y b) abrir la posibilidad de incluir en la tarifa un componente ambiental, cuyo diseño será sometido a audiencia en el corto plazo. Otras mejoras con respecto a la formulación del modelo remitido a audiencia pública que permiten establecer tarifas más atractivas para los generadores privados, son las siguientes: a) reconocer, en el costo de inversión, los intereses correspondientes a dos años del período de gracia; y b) utilizar para la aplicación de la metodología CAPM los valores obtenidos de una fuente de información internacionalmente reconocida, verificable y actualizable periódicamente.

5.2.13 Potestad de la ARESEP para fijar cualquier modalidad de tarifa:

Respecto de la potestad de la ARESEP para establecer cualquier tipo de metodología tarifaria, ya se ha pronunciado la Procuraduría General de la República, en varias ocasiones, por ejemplo en sus Dictámenes: C-348-2001, del 17 de diciembre de 2001, y C-003-2002, del 7 de enero de 2002, así:

[...] conforme el artículo 3 de la Ley de la Autoridad Reguladora, el principio que rige la fijación de tarifas es el de servicio al costo. Dispone dicho artículo en su inciso b) sobre el servicio al costo:

□. Principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31 □

Y agrega que [...] □Este último artículo [se refiere al artículo 31 de la Ley 7593] obliga a la ARESEP a tomar en cuenta las estructuras productivas modelo para cada servicio según el desarrollo del conocimiento, la tecnología, las posibilidades del servicio, la actividad de que se trate y el tamaño de la empresa. Asimismo, señala como elemento para la fijación los criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica definidos en el Plan Nacional de Desarrollo. Al mismo tiempo, se obliga a la Autoridad a que sus tarifas respeten el equilibrio financiero de las entidades prestatarias. [...] □

En el cumplimiento de este principio [se refiere al principio de servicio al costo], la Entidad Reguladora puede establecer diversas metodologías [la metodología □ dice la Procuraduría General de la República en su Dictamen C-348-2001, del 17 de diciembre de 2001 □ es el conjunto de operaciones ordenadas, dirigidas a un resultado determinado, en este caso la fijación de las tarifas correspondientes al servicio público de que se trate], que serán válidas en tanto se funden en los costos necesarios del prestatario del servicio. Señalamos, al efecto, que más allá del respeto de los principios que rigen la fijación tarifaria, la escogencia de la metodología más adecuada constituye un problema de carácter técnico. Carácter que también tiene la labor tendiente a determinar si la metodología seleccionada respeta el citado principio. (El original no está subrayado).

□Cabría ampliar lo anterior para sostener que en la escogencia y aplicación de cualquier metodología, el Ente Regulador debe sujetarse a la ley y a los criterios técnicos, que en todo caso pueden ser un elemento para determinar la regularidad de su actuación, conforme se deriva del artículo 16 de la Ley General de la Administración Pública□.
(El original no está subrayado).

De lo anterior puede concluirse, que la ARESEP tiene amplias potestades para establecer y utilizar las metodologías que considere convenientes, en tanto se respete el principio de servicio al costo, no se atente contra el equilibrio financiero de los prestadores de los servicios públicos, sujetos a las regulaciones de la Ley 7593 y, sean conformes con lo estipulado en el artículo 16 de la citada Ley general. Esas potestades incluyen la fijación de tarifas puntuales o bandas tarifarias. Téngase en cuenta que una banda tarifaria no es otra cosa que una secuencia posible de tarifas autorizadas. Se debe tener presente que es frecuente la fijación de tarifas mediante bandas por parte de los entes reguladores de servicios públicos en todo el mundo.

Por último, conviene citar la reciente Resolución 000506-F-SI-2010 □ dictada por la Sala primera de nuestra Corte Suprema de Justicia, a las 9:45 horas del 30 de abril de 2010□, en lo que interesa:

[...]
CONSIDERANDO

[...]

III.- [...] Luego, pese a alegar infringidos los principios de legalidad, razonabilidad, proporcionalidad y seguridad jurídica, no indica cómo se produce, sino que se limita a señalar que el sistema de bandas configura una delegación de potestades. Para esta Sala, es claro, según el precepto 5 de la Ley de la ARESEP, entre sus competencias se encuentra la de fijar precios y tarifas de los servicios públicos [...] De ahí, para este Órgano Colegiado, la accionada, sin exceder sus potestades en la resolución RRG-9233-2008, cuya nulidad se pretende en este proceso, creó un sistema de bandas para la determinación del precio de los combustibles en puerto y aeropuertos [...] De conformidad con las estipulaciones del numeral 31 ibídem, la ARESEP puede habilitar o crear modelos de cálculo de precios para servicios regulados, pudiendo tomar en cuenta variables externas a los prestadores [...] Así, en la especie la demandada [se refiere a la ARESEP] no delegó su competencia a RECOPE, sino que estableció la fórmula que técnicamente estimó resulta más adecuada e idónea para regular el mercado específico

[...] Consecuentemente, lo único que hace la Refinadora [se refiere a Recope, S.A.] es aplicarla [...], pero es la ARESEP quien continúa determinando la tarifa para ese mercado, mediante la metodología dispuesta. [...] V.- De acuerdo con lo expuesto, no se han dado las ilegalidades que invoca la casacionista, por lo cual, deberá rechazarse el recurso.

5.3 Resumen y análisis de oposiciones y coadyuvancias

A continuación se presenta un resumen de los principales argumentos de las oposiciones y coadyuvancias admitidas para la metodología tarifaria sobre generación hidroeléctrica, así como el respectivo análisis de cada argumento. Los razonamientos que se presentan a continuación deben ser complementados con el análisis anterior de los principales temas de las oposiciones.

ASOCIACIÓN COSTARRICENSE DE GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGÍA, ACOGRACE, representada por Carlos Roldán Villalobos, cédula 4-138-436, folios 247-249:

Los modelos propuestos efectivamente fijan un tope en las tarifas de generación hidroeléctrica y eólica para proyectos nuevos, pero se basan en datos de inversión y costos de operación de tasas de referencia efectivamente, el problema es que no tenemos certeza de que esas plantas que está usando la ARESEP para definir esos topes hayan sido proyectos hidroeléctricos o eólicos que hayan sido desarrollados de una manera eficiente. Y el problema de esto es que se usa como referencia plantas que fueron ineficientes a la hora de hacer su ejecución.

Se coincide con lo expresado en el texto citado, en cuanto a que no hay certeza de que los valores promedio de inversión y explotación que se estimaron correspondan a procesos productivos eficientes. La opción planteada en este informe, de establecer una banda tarifaria alrededor del promedio de inversión, permite superar esta incertidumbre, dentro de límites razonables. En relación con este tema, véase el punto 5.2.1 de esta sección.

En el anexo 2 se presenta con mayor detalle la muestra de proyectos disponibles para calcular el promedio y la desviación estándar, elementos que fueron utilizados para definir la banda de tarifas.

La ARESEP debe iniciar la fiscalización financiera de los proyectos de generación eléctrica privada, solicitando y revisando los estados financieros correspondientes para que se reflejen, para revisar si se están reflejando las inversiones reales y que los

modelos propuestos de inversión. Y deberían de considerar datos de inversión y de operación regionales, ajustados a la situación nacional.

Se coincide con lo expresado en el texto citado, en cuanto a la importancia de contar con información financiera de las operaciones de generación privada en el marco de la Ley 7200, como insumo para la fijación adecuada de tarifas. En la actualidad, se cuenta con poca información de ese tipo. En este informe se propone que los operadores se seleccionen para venderle energía al ICE, deban presentar a la ARESEP informes financieros periódicos sobre sus operaciones.

Stephen Yurika, cédula 8-076-871:

ARESEP deberá incluir en la tarifa un factor ambiental, pues en realidad en muchos tratados internacionales que está firmado con Costa Rica que hay que internalizar los costos sociales y ambientales de las empresas y eso debe estar incluido en las tarifas.

Se está de acuerdo con lo expresado en el texto anterior. Véase al respecto el punto 5.2.5 de este informe.

Jorge Arturo Alfaro Vargas, cédula 2-306-651:

La objeción es con respecto al concepto de tarifa tope, ya que se está en una condición donde se está haciendo un análisis muy detallado, muy a costo real, donde no es posible disminuir ese precio que se está usando en el modelo y que el usar un concepto de tarifa tope pone en desventaja al inversionista en ese concepto.

Se está de acuerdo con lo expresado en el texto anterior. Véase al respecto lo expresado en el punto 5.2.1 de esta sección.

Rubén Zamora Castro, cédula 1-1054-273, folios 97-102:

Porque el modelo no incentiva, o sea, se plantea que hay que incentivar y el modelo desincentiva. Se plantea que hay que hacer un esfuerzo en esa incentivación y no se ve ningún esfuerzo planteado.

Sobre este tema, véase lo expresado en los puntos 5.2.1, 5.2.5 y 5.2.12 de esta sección.

Porque el modelo en primer término plantea tarifas tope, es decir, ese es el máximo que se le va a fijar. Se plantean tarifas tope, con información que casi no se tenía, mucha información que viene precisamente del único comprador que es el ICE, lo que puede

generar un conflicto de intereses, porque al final es el único que va a comprar y los generadores lo que saben que ese es el máximo al que van a aspirar.

Desde el punto de vista del contenido del acto también hay un problema y es que en principio el contenido, dice la ley, tiene que ser también lícito, o sea, no se trata solo de que matemáticamente o económicamente suene bien. El contenido también tiene que ser lícito. Y cuando vamos a analizar si el contenido es lícito lo que hay que establece el ordenamiento jurídico, siendo un derecho fundamental del ambiente. Resulta que además la ley de la Autoridad Reguladora en el artículo 31, que se refiere precisamente a las tarifas, establece que se tiene que considerar a la hora de fijar las tarifas la sostenibilidad ambiental, entonces tenemos que en la Constitución, en la ley e incluso en el mismo informe que se menciona un factor ambiental, está establecido a todo rango que tiene que haber un parámetro ambiental, que ese es parte del contenido lícito de ese acto. Sin embargo, en el modelo no hay ningún factor ambiental. Omisión que puede ser incluso una inconstitucionalidad por omisión, porque lo tiene la Constitución, lo tiene la ley y está en el propio informe inicial.

Sobre lo planteado en el texto transcrito a propósito de los inconvenientes de establecer un esquema de tarifa tope basada en costos promedio, véase lo expresado en el punto 5.2.1. En relación con la necesidad de incluir un componente ambiental en la tarifa, véase el punto 5.2.5.

Tenemos que distinguir jurídicamente también la diferencia que existe entre una concesión de obra pública y un servicio público. Porque en una concesión de obra pública, hay un activo, pero ese activo es propiedad del Estado y es antes, durante y después. Pero cuando estamos en un caso como este, que tenemos una planta de generación eléctrica y es propiedad de X sociedad, eso está enmarcado por el derecho de propiedad privada y no se le puede dar el mismo trato, que es lo que sucede en algunos casos exactamente el mismo trato que si fuera una concesión donde el Estado le dio el bien.

Eso es muy peligroso porque puede ser una violación también constitucional del derecho de propiedad privada, ¿Por qué? Porque uno de los elementos del derecho de propiedad privada, que es fundamental en cualquier país democrático, es el valor económico que tiene la propiedad privada. Si yo dejo a una propiedad supuestamente privada sin el valor económico que tiene la estoy desnaturalizando y me estoy convirtiendo en un país totalitario donde a todos los bienes yo no les asigno ningún valor ni les doy ningún tipo de importancia.

Se coincide con lo expresado en esta posición, en cuanto a que las condiciones contractuales propias de la venta de electricidad al ICE en el marco de la Ley 7200 son distintas a las de los contratos de concesión de servicio público. Dentro de la metodología se está incluyendo la actualización de todas las variables en cada fijación

tarifaria, incluido el rubro de inversión, lo que permite es que se actualice el valor del proyecto en cada fijación tarifaria.

P.H. Don Pedro, S.A. y P.H. Río Volcán, S.A. Representada por José Antonio Benavidez Sancho, cédula 1-0478-0037, folios 112-171 del OT -029-2011:

La ARESEP está llamando a audiencia tarifaria para determinar las "tarifas tope de referencia" y lo hace con una metodología (CAPM) que minimiza el cálculo de rentabilidad del inversionista considerando el principio de servicio al costo. Pretende la ARESEP que con esa señal los generadores privados compitan en un marco legal que no está diseñado para esos fines, ofreciendo precios distintos y menores al tope, contradiciendo ampliamente varios preceptos fundamentales de la Ley 7593.

Con el paso del esquema de tarifa tope basada en costos promedio a uno de banda tarifaria alrededor de estos, y con el cambio en los valores de varios parámetros de la metodología CAPM, se amplían las posibilidades de incentivar la inversión privada orientada a vender energía al ICE en el marco de la Ley 7200. Véase al respecto los puntos 5.2.1, 5.2.2 y 5.2.5 de esta sección.

El CAPM utilizado por ARESEP, lo que implica es una rentabilidad mínima que exigirían los inversionistas potenciales, pero en concreto el método propuesto debería considerar al menos la existencia de una prima por el riesgo adicional asociado al pequeño tamaño de las inversiones, y de una prima por el riesgo adicional asociado a otros factores, como la poca o nula liquidez que tienen dichas inversiones al no estar cotizadas en los mercados de valores eficientes. Por las razones anteriormente expuestas, se solicita a la ARESEP que no establezca una tarifa tope de referencia, sino que, como lo indica la Ley 7593, fije una tarifa para la compra y venta de energía entre los generadores privados y el ICE al amparo del I capítulo de la Ley 7200, misma que debe considerar las fuentes de riesgo asociadas al tamaño y a las características de la inversión.

Con la metodología de CAPM se consideran los principales elementos de riesgo asociados a la actividad para la que se requiere fijar tarifa. De todas maneras, con el establecimiento de una banda tarifaria se ofrece un margen para dar cabida a proyectos que enfrenten situaciones particulares. Véase lo indicado en los puntos 5.2.1, 5.2.2 y 5.2.5 de esta sección.

En cuanto a los inconvenientes de establecer una tarifa única para fijar el precio de energía a comprar por el ICE en el marco de la Ley 7200, véase el último párrafo del punto 5.2.1 de esta sección.

No parece haber evidencia, dentro del modelo de la ARESEP, sobre la inclusión de una variable que represente el criterio de sostenibilidad ambiental, indicado en la Ley 7593, aunque el contexto del documento sobre el modelo habla continuamente de este tema.

En cuanto a la conveniencia de incluir en la tarifa un componente ambiental, véase el punto 5.2.5 de esta sección.

No está clara la forma en que este modelo pretende "atraer" inversión para el desarrollo de electricidad con recursos renovables y participación del capital privado, pues el documento de ARESEP no explica como el modelo logra dicho objetivo.

En el punto 5.2.12 de esta sección se explica sobre los principales aspectos del modelo tarifario propuesto en este informe que tienden a estimular la inversión privada para la generación de energía hidroeléctrica, en el marco de lo que establece la Ley 7200.

Es inadmisibles que el modelo y los parámetros de cálculo hayan sido elaborados por funcionarios del ICE, quien es una de las partes en la relación de compra venta de energía del capítulo 1 de la Ley 7200. No parece equilibrada esta posición, especialmente cuando no hay evidencia de que, durante el proceso de formulación del modelo, se haya tomado en cuenta la opinión de los generadores privados o de ACOPE.

Sobre lo expresado en el texto citado en el párrafo anterior, véase el punto 5.2.11 de esta sección.

Es necesario resolver la situación del expediente tarifario ET-135-2008, su resultado, la resolución RJD-009-2010 publicada en la Gaceta No. 109 del 7 de junio del 2010, siendo ésta la Metodología de fijación de tarifas para generadores privados existentes (Ley No. 7200) que firmen un nuevo contrato de compra venta de electricidad con el ICE. Además no tiene sentido la permanencia de una metodología para generadores privados existentes cuando el trámite actual de los expedientes ET-028-2011 y OT-029-2011.

En relación con el tema planteado en el texto del párrafo anterior, véase el punto 5.2.10 de esta sección.

Sobre el modelo presentado, no incluye: el impuesto del 15% sobre dividendos que establece la Ley del Impuesto sobre la Renta en su artículo 18, inciso "a" (Ley 7092). Debe considerarse dicho impuesto dentro de la carga impositiva, lo cual se refleja usando una tasa impositiva global de 40,5%, que conjuga el impuesto de la renta y el impuesto a la distribución de dividendos.

En lo que respecta al impuesto del 15% sobre los dividendos, al igual que sucede con todos los negocios, estos impuestos deben ser cubiertos por los beneficiarios de dichos dividendos. El destino de los excedentes o réditos tarifarios (pago de dividendos, impuestos, etc.) no son temas que deben ser tratados por el ente regulador.

Como la tarifa se establece en dólares estadounidenses, se debe aclarar que debe ser convertible al tipo de cambio de venta correspondiente al día en que se realice la facturación mensual de la energía entregada.

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

En relación con el ajuste de la tarifa, se debe establecer que el valor al que se contrató la venta de energía, debe regir para toda la vigencia del contrato, ajustándose periódicamente por variables de inflación interna y externa, así como por la devaluación del colón. Dicho ajuste debe realizarse al menos anualmente, o con la frecuencia que se requiera si el nivel de los indicadores de la fórmula de ajuste muestran un comportamiento que lo justifique.

En lo que respecta a la actualización de las variables que definen la tarifa, véase el punto 5.2.6 de esta sección.

Para los costos de inversión, se propuso utilizar una base de datos de los EEUU, conformada por 1634 datos que corresponden a plantas hidráulicas iguales o menores de 20 MW, hidroeléctricas a filo de agua o con embalse para estos tamaños. La actualización de los costos de inversión a valor presente se efectuó utilizando el índice de precios al productor industrial de los Estados Unidos (IPPI-EEUU), para el año 2011 (febrero). El resultado que se obtiene para el costo de inversión es \$3 396/kW. Cabe señalar que el valor podría estar subestimado, ya que no considera los costos locales de internamiento (impuesto de ventas), que para el caso de plantas EEUU representan costos locales.

Sobre lo expresado en el párrafo anterior, véase el punto 5.2.7 de esta sección.

Es necesario revisar a futuro la información sobre plazos, tasas y condiciones del financiamiento bancario utilizados en el cálculo de la tarifa.

Respecto a las condiciones financieras incluidas en el modelo propuesto, se procedió a solicitar información a los entes financieros de tal manera que ésta sea precisa y corresponda con las condiciones actuales para proyectos de este tipo. Además, para atender éste punto, la metodología considera una β apalancada, que incorpora implícitamente el riesgo derivado del financiamiento del proyecto. (Ver punto 5.2.7).

El modelo CAPM con el cual se calcula la rentabilidad, debe ser ajustado de tal manera que permita reflejar la realidad del sector de generación eléctrica privada en CR. Ante esto, lo que se propone es incluir en la fórmula una variable adicional que se denomina Riesgo Empresa, y que considera que la liquidez de las acciones de una empresa de

*generación de menos de 20 MW es significativamente menor que la liquidez de una canasta de acciones de empresas de energía como el mismo tamaño y diversificación de las de EEUU pero ubicadas en CR. De igual forma con este valor también se puede considerar riesgo geológico, hidrológico, ambiental y de construcción, con lo cual la fórmula quedaría: $Ke = Kl + \beta a *(Km - Kl) + RP + Remp$, donde se propone utilizar un $\beta = 0,48$ según base de datos compilada por el Dr. Aswath Damodaran (<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>), una tasa impositiva de 40,5% para reflejar el efecto del impuesto a la distribución de dividendos y un Riesgo empresa (Remp) de 3% que es 2 veces la desviación normal de la rentabilidad de un proyecto hidroeléctrico, financiado 100% con capital, según proyecto hidroeléctrico Cubujuquí del 2008 de Coopelesca, R.L. y el P.H. San Joaquín de Coopesantos, R.L. para un costo de capital de 13,41% para un contrato de 13 y 20 años y 9,46% para un contrato renovado de 7 años.*

Ante las limitaciones del mercado de valores costarricense, lo que se cita como riesgo empresa es recogido por el riesgo país (que es la diferencia entre el mercado interno y el mercado de los Estados Unidos de América). Además, se debe considerar que en general los mercados regulados tienen un riesgo menor que los mercados competitivos.

En cuanto a la definición del parámetro β , se está de acuerdo con la fuente que se propone, u otra similar que sea pública y confiable. Véase el punto 5.2.2 de este informe.

En relación con el reconocimiento del impuesto a los dividendos, refiérase el punto 5.2.9.

Respecto al ajuste de la tarifa, se propuso que sea sólo sobre los costos de explotación, siendo esto inadecuado debido a lo prolongado de los plazos propuestos para los contratos, que corresponden a 14 y 20 años de operación a las cuales hay que sumarles el periodo constructivo. En estos plazos debe de ajustarse la totalidad de la tarifa, ya que los flujos futuros se ven afectados por la inflación y la devaluación. En cuanto a la inflación, es conveniente utilizar el parámetro del Índice de Precios al Productor de los EEUU usando como fuente el Bureau of Labor Statistics de los Estados Unidos de América, para el resto de los componentes, se plantea utilizar la inflación nacional y el tipo de cambio del colón costarricense frente al dólar, tal y como se muestra: $P1 = Pi-1*((0,6*(IPPi/IPPi-1)+0,4*((1+(IPIi/IPIi-1))/(1+(TCi/TCi-1))))$.

En relación con lo prolongado de los contratos y los costos que conlleva el periodo constructivo, se considera conveniente incorporar los gastos financieros incurridos durante el período de gracia, como parte integral del costo de la inversión. Respecto a la actualización de los diferentes costos, véase lo expresado en el punto 5.2.6.

Oposiciones presentadas por: Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE), representada por Mario Alvarado Mora, cédula 4-129-640, folios 367-406 del ET-028-2011 y 368-407 del OT-029-2011; Empresa Eléctrica Matamoros, SA, representada por Juan Carlos Madrigal Matamoros, cédula 1-0771-0693, folios 251-283 del ET-028-2011 y 250-282 del OT-029-2011; Hidroeléctrica Aguas Zarcas, representada por José Jonathan Zúñiga Prado, cédula 1-890-593, folios 194-232; e Inversiones La Manguera, S.A., representada por Mauricio López Cedeño, cédula 1-869-512, folio 330-365 del OT-029-2011.

El concepto de tarifa tope, no tiene asidero legal ni técnico y por lo menos en el análisis que se hizo solo promovería una competencia de precios en contra de la rentabilidad de los inversionistas.

Es una competencia que además no tiene un marco legal, pues la 7200 ni ninguna otra ley que conocemos está diseñada para este fin, para eso se está discutiendo precisamente la comisión especial de electricidad de la Asamblea Legislativa, el proyecto de Ley General de Electricidad que va a establecer ese tipo de competencias. Pero los marcos actuales no la contienen y además contradice el concepto de tarifa tope algunos principios de la ley 7593. Exige al inversionista una rentabilidad menor que la establecida por una metodología como el CAPM, promoviendo un negocio potencialmente ruinoso y en contra del equilibrio financiero de la empresa, tema establecido en la ley 7593.

En este informe se sustituye el esquema de tarifa tope por uno de banda tarifaria. Véase al respecto el punto 5.2.1 de este informe. En relación con la aplicación de la metodología CAPM, véase el punto 5.2.2. En cuanto al marco legal que permite al ICE establecer contratos para compras de electricidad en el marco de la Ley 7200, con base en un esquema de banda tarifaria definido por la ARESEP, véase el punto 5.2.13 de este informe.

No hay evidencia en el modelo del criterio de sostenibilidad ambiental que se establece en la ley 7593, hay elementos importantes que deberían considerarse para valorar este criterio, costo de oportunidad y externalidad de las fuentes térmicas y el costo de oportunidad me refiero a que si no se instalan plantas térmicas y el país ocupa plantas renovables. Se tendría que hacer instalación de plantas térmicas, con la diferencia de costos, con la diferencia en cuanto a emisiones, con la diferencia en cuanto salida de divisas, con la diferencia en cuanto a los problemas de imagen de un país.

En cuanto a la conveniencia de incluir en la tarifa un componente ambiental, véase el punto 5.2.5 de esta sección.

La ARESEP también cita la posibilidad de que estas tarifas que se decidan a través de este proceso se apliquen a generadores privados que venden a otros agentes autorizados, pero realmente no conocemos que hayan otros agentes autorizados o bajo qué normativa jurídica podría hacerse eso porque la única posibilidad que conocemos es la ley 7200 para los generadores privados. Si pudiera ilustrarnos la Autoridad Reguladora en este tema realmente podríamos valorar ese asunto porque no consta en el expediente cuáles son esas otras opciones.

Lleva razón el opositor; la legislación vigente no abre la posibilidad de que generadores privados vendan a otras empresas. Por lo tanto se corrige toda referencia a esa posibilidad en la metodología.

Los modelos y los parámetros de cálculo, según indica el mismo expediente de esta audiencia pública fueron hechos por el ICE que es el comprador, lo que evidencia el conflicto de interés.

Sobre el tema abordado en el párrafo anterior, véase lo expuesto en el punto 5.2.11 de esta sección.

El 7 de mayo del 2010, según la resolución RJD-009-2010, publicada el 7 de junio del 2010, establece una metodología para fijar tarifas a los generadores existentes. El trámite tarifario actual contempla el caso de una tarifa para la recontractación y además el trámite que estamos discutiendo ahora hace diferencia en casos hidroeléctricos y casos eólicos, lo cual es digamos un elemento adicional a diferencia de lo que se estableció en la anterior resolución de la Junta Directiva y consideramos muy prudente para evitar confusiones, para evitar contradicciones y para evitar errores solicitarle a la ARESEP la derogatoria y archivo de esta resolución publicada el 7 de junio del 2010.

Los modelos tarifarios que se discutieron en la audiencia pública del 6 de abril de 2011 solamente son aplicables a plantas hidroeléctricas nuevas. Sobre este tema, véase lo expresado en el punto 5.2.10 de esta sección.

El modelo no incluye el impuesto del 15% a los dividendos que establece la Ley del Impuesto sobre la Renta en su artículo 18, inciso a. Lo cual refleja usando una tasa impositiva global de 40,5%, que conjuga el impuesto de la renta y el impuesto a la distribución de dividendos.

Sobre lo expresado en el párrafo anterior, véase el punto 5.2.9 de esta sección.

La tarifa de venta de energía debe regir por toda la vigencia del contrato, esto es algo muy importante porque de lo contrario no vamos a tener ninguna posibilidad de lograr financiamientos bancarios y los ajustes deben ser periódicos por las variables de inflación interna y externa y así como por devaluación, porque realmente la parte

financiera también es variable. Las tasas son variables, es muy difícil encontrar tasas fijas a nivel del sector financiero, entonces se propone una fórmula que se anexa en el estudio que hemos entregado en documentación aquí a la entrada de esta audiencia para que sea valorada por la Autoridad Reguladora.

Sobre la duración de los contratos, véase lo expresado en el punto 5.2.4 de esta sección. Y sobre el tema del financiamiento, véanse los puntos 5.2.2 y 5.2.3.

Para el costo de inversión para plantas hidroeléctricas, la ARESEP básicamente descarta una base de datos importante y la descarta porque la actualización de sus datos alcanza un valor de 4 500 dólares por kilovatio instalado y lo considera muy alto. ACOPE actualizó la base de datos, pero no toda la base, tomando los proyectos que realmente competen a esta fijación tarifaria que son plantas menores a 20 Megavatios a filo de agua o con embalses para esos tamaños con el promedio ponderado usando el índice del Productor Industrial de los Estados Unidos, que es el que recomienda la ARESEP y da como resultado un valor de 3.396 dólares por kilovatio instalado.

Sobre lo expresado en el párrafo anterior a propósito de la estimación de los costos de inversión, véase el punto 5.2.7 de esta sección.

En el caso de costos de explotación para plantas hidroeléctricas a los datos aportados por la ARESEP le hemos sumado los datos que se incluyeron en el expediente tarifario 135-2008, que son de nuestros asociados. Se incluyen también los costos administrativos que fueron omitidos por la ARESEP y son muy importantes, pues no solo es operación y mantenimiento, si no la administración de esa operación y mantenimiento. Y se actualizan con el índice adecuado y se calcula la nueva curva de ajuste. Para seleccionar el valor del tamaño promedio de la planta se consideran potencias de plantas básicamente que están en ese grupo, pero que son iguales o menores a 20 Megavatios y con el dato promedio de estas potencias de obtiene el costo de explotación, que es de 146 dólares por kilovatio por año.

En el rubro de costos de explotación, están incluidos los costos administrativos, de operación y mantenimiento, los cuales fueron tomados de una muestra representativa de plantas, actualizada a valor presente. Sobre este tema véase además lo expresado en el punto 5.2.8 de esta sección.

En el tema de rentabilidad (CAPM), haciendo un análisis del proceso para el caso de Costa Rica, según información aportada no solo por asociados de ACOPE, si no académicos del Tecnológico, tenemos un efecto de ajustar este proceso al caso costarricense y los valores que da, están explicados en el documento. Primero están dentro del rango del 15 y 18 y del 27 y 96 el valor de los señores académicos del Tecnológico y los que nosotros calculamos para los casos específicos en contratos nuevos, son 15, 81 y 9.45 para el tema de la rentabilidad del costo de capital del inversionista.

En la propuesta que se presenta en este informe se modificaron varios de los parámetros utilizados para aplicar la metodología de CAPM. Véase al respecto el punto 5.2.2 de este informe.

*Respecto al ajuste de la tarifa, se propuso que sea sólo sobre los costos de explotación, siendo esto inadecuado debido a lo prolongado de los plazos propuestos para los contratos, que corresponden a 14 y 20 años de operación a las cuales hay que sumarles el periodo constructivo. En estos plazos debe de ajustarse la totalidad de la tarifa, ya que los flujos futuros se ven afectados por la inflación y la devaluación. En cuanto a la inflación, es conveniente utilizar el parámetro del Índice de Precios al Productor de los EEUU usando como fuente el Bureau of labor Statistics de los Estados Unidos de América, para el resto de los componentes, se plantea utilizar la inflación nacional y el tipo de cambio del colón costarricense frente al dólar, tal y como se muestra: $P1 = P_i - 1 * ((0,6 * (IPPi / IPPi - 1) + 0,4 * ((1 + (IPIi / IPIi - 1)) / (1 + (TCi / TCi - 1))))$*

En relación con el tema del período constructivo, se indica que en la propuesta de este informe se está incluyendo, como parte del costo de la obra, la capitalización de dos años de gracia. Respecto a la actualización de los diferentes costos, véase el punto 5.2.6 de este informe.

Esteban Lara Erramouspe, cédula 1-785-994, 408-540 :

La tarifa establecida por la ARESEP no da una rentabilidad adecuada para la actividad que se realiza. El modelo tarifario de la ARESEP es metodológicamente correcto, pero la información aplicada al mismo es incorrecta y las señales que está dando la ARESEP al mercado no incentivan para nada la participación de la empresa privada.

En el punto 5.2.12 de esta sección se explica sobre los principales aspectos del modelo tarifario propuesto en este informe que tienden a estimular la inversión privada para la generación de energía hidroeléctrica, en el marco de la Ley 7200.

Sobre la estructura tarifaria, la estacionalidad concentra demasiado los ingresos en 5 meses del año, lo cual digamos financieramente a veces no es lógico para los que tienen cargas financieras. Ya que se observa que el 66% de los ingresos se generan en 5 meses del año, mientras que los restantes 7 meses sólo ingresa el 34%, lo cual crea un desbalance importante para cubrir el gasto corriente de una empresa endeudada.

La estructura tarifaria está diseñada para que se generen todos los recursos financieros que el proyecto requiere. La gestión de los fondos a lo largo del año se encuentra en el ámbito de la gestión administrativa por parte del inversionista. La periodicidad anual de

las compras de energía responde a requerimientos de demanda de energía del Sistema Eléctrico Nacional y por eso es una condición externa al diseño del modelo tarifario.

En cuanto a la producción real de una central, vemos que el método utilizado por ARESEP es muy simplista, inclusive hacen sus cálculos a la hora de hacer la aplicación con una eficiencia de 0,91, me imagino que es una tecnología muy nueva y nosotros hicimos un análisis operativo real de una planta, o sea, introduciendo la parte de los factores hidrológicos, las eficiencias de los equipos reales a sus diferentes niveles de operación y nos arroja que en vez de ser un 14,35 Gigavatios por año en el caso de una planta de 2,5 daría como a 14,7 Gigavatios y aunque la variación pareciera positiva el valor en la fórmula está en el índice inferior, lo cual reduce otra vez la tarifa.

La determinación del factor de planta (Fp) se efectúa a partir del promedio de los valores de factores de planta de varios años, correspondientes a plantas hidroeléctricas privadas nacionales con capacidades instaladas iguales o menores que 20 MW, que hayan estado generando durante una proporción sustancial del respectivo año (10 ó más meses). Se trata, por tanto, de una estimación basada en una cantidad grande de datos reales de plantas similares a las que pueden vender energía al ICE en el marco del Capítulo 1 de la Ley 7200.

No es comprensible cómo la rentabilidad de una inversión debe bajar al vencerse el plazo del contrato, ya que lo que incentiva en un ambiente real de inversión es a vender esas plantas y buscar nuevas inversiones que generen más rentabilidad. Esta diferenciación viola los principios de igualdad de trato en un mercado abierto, y al único que beneficiaría sería al intermediario (ICE) que reduciría sus costos de compras de energía y no necesariamente lo trasladaría a sus consumidores (por lo menos a la fecha no lo ha hecho con las plantas que renovaron contratos bajo los términos de la Ley 7200).

En relación con el tema tratado en el párrafo anterior, véase el punto 5.2.4 de esta sección.

En el caso de la inversión y plazo del contrato, se debe aclarar si el financiamiento es el inicial al suscribir el financiamiento o la forma en que debe aplicarse. En la parte impositiva, solo se prevé la aplicación de los impuestos de renta y no se están contemplando los impuestos a los dividendos. La legislación existente aplica una tasa impositiva del 15% a las utilidades que se reparten entre los socios de las empresas.

En relación con el tema del reconocimiento del impuesto a los dividendos, véase el punto 5.2.9 de esta sección.

La tasa de interés aplicada a la inversión debe ser la efectiva, es decir, que incluya los costos de formalización y comisiones, a menos que los mismos sean incluidos como parte de los costos de la inversión total.

La tasa de interés se estimó con la tasa que calcula periódicamente el Banco Central de Costa Rica para préstamos en dólares al sector industrial. Sobre este tema, véase el punto 5.2.3.

En el cálculo de la rentabilidad del costo, el ARESEP plantea utilizar un beta un poco desactualizado y, o sea, un apalancamiento medio de proyectos que no necesariamente es la realidad para cada uno de los proyectos.

En este informe se acoge la recomendación expresada en varias oposiciones, en el sentido de utilizar como fuente la información proporcionada y publicada en Internet por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York. Véase al respecto el punto 5.2.2.

José Daniel Lara Aguilar, cédula 1-1326-0817:

El problema comienza que a pesar de que ARESEP pretende estimular la inversión al utilizar términos de referencia que brinda el ICE siendo el único comprador no logra reflejar las actividades de los costos de la energía ni los mercados de inversión y, bueno, eso ya se ha mencionado anteriormente, pero lo que sucede es que al fallar en esta tarea hace que el modelo, si bien matemáticamente correcto, carezca de aplicabilidad real y vamos a tocar muy claramente el concepto de ganancia razonable que choca con el concepto de una tarifa tope sea puesto en marcha, pues que una tarifa inferior de resultado de una ganancia no razonable. Entonces si decimos que es una tarifa tope para una ganancia razonable, pues una tarifa inferior sería una ganancia no razonable.

En este informe se propone un esquema de banda tarifaria, no una tarifa tope. Véase el punto 5.2.1 de esta sección.

El valor del parámetro β del modelo CAPM utilizado en el presente informe, dice que son basados en los informes 499-DEN-2000 y 837-DEN-2000, que no son sencillos de encontrar, puesto que son del año 2000, pero después de un esfuerzo casi que de biblioteca, encontrándolos aquí en la ARESEP, veamos un par de detalles y de frases que están en los mismos informes. Lo primero que podemos ver que aquí se estableced que desde el año 2000 esas limitaciones que don Álvaro menciona son conocidas.

Estamos en el 2011, no se ha resuelto con certeza el conocimiento de los Betas para los réditos de capital. Eso hace pensar mucho de si esas ganancias razonables que pretenden estos informes se pueden lograr con información que no se ha tratado de actualizar y veamos aquí lo primero y es que las fuentes, dice muy claramente y lo voy a leer, \square las limitaciones se originan en el caso de las Betas, debido a que el consultar en Internet la probable fuente de información se debe indicar que debe digitarse un número de tarjeta de crédito para continuar con la consulta \square Eso quiere decir que entonces los procedimientos para la elaboración tarifaria están basados en información gratuita de

Internet y que no se han hecho ni las inversiones necesarias para adquirirlas de fuentes que sean un poco más serias o un poco más confiables.

En relación con el valor de la beta se acoge la recomendación expresada en varias oposiciones, en el sentido de utilizar como fuente la información proporcionada y publicada en Internet por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York. Véase al respecto el punto 5.2.2.

Tobías Cossen, cédula 1267600140826:

Lo que ARESEP con esa tarifa y con ese modelo con una tarifa tope del 9,4 centavos hace es impedir la inversión privada de proyectos. Porque con esa tarifa no hay proyecto que se pueda realizar claramente.

Las mejoras introducidas en el modelo tarifario que se propone en este informe permiten elevar su capacidad para estimular la inversión privada orientada a vender energía hidroeléctrica al ICE en el marco de la Ley 7200. Véase al respecto la estimación tarifaria del anexo 3 de este informe.

Compañía Eléctrica Doña Julia, representada por Ronald Álvarez Campos, cédula 2-530-396, folios 283-328:

Lo relacionado con los plazos contractuales que el modelo plantea. En el expediente la ARESEP hace hincapié que lo que se busca es incentivar la participación de entes privados en la generación, esto no solo se incentiva gracias a una buena tarifa o a un buen marco legal, hay un factor que estamos dejando de lado y es la continuidad del negocio. Todos sabemos y en el mismo expediente consta que los proyectos hidroeléctricos tienen una vida útil no de 20 años, no de 13 años, tienen vidas útiles de 40 años o hasta más. ¿Qué pasa con estos proyectos luego de sus contratos, dónde estamos garantizando la continuidad del negocio de estos inversionistas?

Véase lo que se expresa a propósito de la periodicidad de los contratos en el punto 5.2.4.

En el modelo del 2008, la tarifa resultante con los parámetros que utilizaba la ARESEP, era tasar la tarifa para plantas existentes en 5,74 centavos de dólar por kilovatio/hora generado. Esto evidentemente es más bajo que los 6 centavos que están establecidos en la resolución del 2002 y claramente es más bajo que los 7,72 centavos que hoy 2011 se están plasmando como la tarifa aceptable para recontractar una planta. Se solicita la derogatoria de la resolución RJD-009 del 2010, que se aplique a los generadores existentes el modelo propuesto para esta audiencia y no solo que se aplique, si no que realmente se actualicen los valores de tal forma que reflejen la realidad que permita a un inversionista ver atractivo traer una planta a este país.

En relación con el tema de la metodología tarifaria para plantas existentes, véase el punto 5.2.10 de esta sección.

Federico Fernández Woodbridge, cédula 1-844-157:

Una tarifa fija, lo que ARESEP está proponiendo es ajustar los costos de explotación, o sea, posiblemente los empleados puedan seguir comprando su canasta básica y yo pueda comprar repuestos y ese tipo de cosas, pero qué pasa con los dividendos. En otras palabras, el inversionista entra a un proyecto para ganar dinero y ese dinero tiene que por lo menos guardar su poder adquisitivo y lo que está pasando con el dólar hoy día es muy preocupante. Entonces quería empezar con ese punto.

La actualización de los costos en la propuesta de este informe permite recuperar su poder adquisitivo, dado que éstos están sujetos a fluctuaciones a lo largo del tiempo, generadas por la evolución de los macroprecios (inflación local, tipo de cambio e inflación externa).

La tasa de rentabilidad justa del 11.43 que la ARESEP está planteando es muy interesante porque el banco financiero de la región por excelencia es el Banco Centroamericano y la tasa de corte del Banco Centroamericano es un 12, o sea, cualquier proyecto que cualquiera de las personas que esté aquí lo lleve al BCIE a financiar le van a decir, no, mire yo no le puedo financiar este proyecto, porque yo tengo una tasa de corte del 12%.

Con base en el método de estimación de la rentabilidad establecido en este informe, se proyecta que será superior al 12% y que por lo tanto facilita que los proyectos serán bancables. Véase el punto 5.2.2 de esta sección.

Allan Broide Wohlstein, cédula 1-1110-0069:

Si se pone una tarifa tope se pierde el concepto del incentivo, se cae en un problema que se llama el "winners curse" o la maldición del ganador, que es un fenómeno que se da en subastas o en procesos de licitación y uno de los ejemplos es el proyecto que ganó en la licitación pasada y además lo pone en una posición de negociación asimétrica con el comprador único, como mencionaron los otros, es decir, no hay claridad de cómo se determinaría el precio final.

En caso de poner una tarifa tope, no deberían usar el precio promedio, si no el precio en el margen, verdad, deberían usar los costos más altos y la eficiencia más baja con el fin de incluir todos los proyectos y no caer en los vicios digamos o en los problemas que eso implica.

Dado el tiempo que se quiere para traer los nuevos proyectos, lo mejor es definirlo de una vez. Si ustedes fijan el precio, ya no tenemos que entrar a un proceso de año y medio con el ICE para determinar cuál va a ser el precio nuevo.

Se coincide con lo expresado en el texto anterior, en relación con las desventajas asociadas a establecer una tarifa tope. Por otra parte, en cuanto a los inconvenientes de establecer una tarifa única para fijar el precio de venta de la energía a comprar por el ICE en el marco de la Ley 7200, véase el punto 5.2.1 de esta sección.

Hidroeléctrica Caño Grande, representada por Alonso Núñez Quesada, cédula 4-160-063, folios 233-246:

Este objeto o esta filosofía existente en el modelo matemático tiene serios roces con lo establecido en la ley 7593, ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. La potestad tarifaria, como bien se indica y lo ha indicado en sendos votos la Sala Constitucional es un poder deber, pero más que eso es una potestad de imperio que la ley le atribuyó a una entidad descentralizada para que estos funcionarios como funcionarios y acogidos al principio de legalidad puedan entonces aplicar la legislación existente. Las pautas de esa potestad tarifaria claramente se establecen en los artículos 3, 5, 25 a 29 y 31 de la ley 7593. Y resulta que al ser una potestad de imperio, porque efectivamente incide dentro de la esfera jurídica de los particulares y eso de incidir dentro de la esfera jurídica de los particulares tiene sus vicisitudes porque significa la facultad de imperio que tiene el Estado de venir a restringir, de venir a limitar o de venir a eliminar las situaciones jurídicas consolidadas que existen en una relación contractual.

Eso quiere decir que de acuerdo con lo que se quiere en el método matemático y si se puede observar, es que existe una falta de competencia finalmente en el momento en que se haga la respectiva fijación del precio entre el generador y el Instituto Costarricense de Electricidad, ¿por qué? Porque no existe ninguna norma que autorice a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos a establecer una tarifa que determine un tope de referencia y que permita al generador y el ICE establecer precios de la relación contractual. Eso implicaría una delegación de esa potestad tarifaria y no existe una norma que establezca esa potestad de delegación de parte de la ley para que un particular pueda establecer un precio, que es público, y precisamente ahí es donde existe

un roce sobre el concepto de la reserva de ley. Y el por qué debe existir una norma jurídica que establezca esa posibilidad de delegar, de delegar esa facultad. El modelo remite a que el precio sea determinado entre el generador y el ICE, quienes fijan la tarifa son ellos y no la ARESEP. Van definir una tarifa los proveedores.

Donde precisamente el eje transversal que tiene la ley de la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos es que como entidad la ARESEP venga a ser el ente imparcial que venga a determinar esa tarifa, esa potestad, esa contraprestación económica que es la justa que debe de dársele al prestado de ser servicio público, pues efectivamente he incluido acá que si se da un concepto de un sistema de banda, porque del tope a cero hay una banda. Y entonces eso implicaría desconocer efectivamente las competencias que tiene a favor la ARESEP por la falta de la aplicación, que es un vicio, la falta de competencia es uno de los vicios más graves que tiene la conducta administrativa. Y entonces se violan por esa falta de aplicación los artículos 3, 5, 29, 30 y 31 de la ley 7593.

El Estado recientemente en el año 2009 por opinión jurídica 0J-66-2009 ha dicho que el establecimiento de un sistema de bandas en una tarifa es ilegal y es una conducta ilegítima que desplegaría el ente regulador. Creo que aunque la opinión jurídica no es vinculante, sí se debe de tener en mente, que es una fuente de derecho administrativo como jurisprudencia. Y esto efectivamente tiene un resabio de que se de valorar en este instante procesal, de que por estar en la etapa preparatoria deben de observarse estos temas atinentes con las facultades, con esa facultad de imperio, con la reserva de ley que tiene el ente regulador, en donde se establece que no puede delegar esa competencia a los particulares en la relación de la concesión.

Otro efecto que se puede producir con una tarifa de referencia un tope y es que puede darse un efecto de liberalización del servicio porque efectivamente puede existir una liberalización de las potestades de fijación tarifaria cuando exista una liberalización del servicio público, como bien lo establece el artículo 50 de la Ley General de Telecomunicaciones, donde se dice que las tarifas de los servicios de telecomunicaciones disponibles al público solo son fijadas por la SUTEL en un inicio, pero conforme el mercado sea más eficiente y que pueda garantizarse una competencia efectiva las tarifas serán fijadas por los proveedores.

Es claro que si no existe una liberalización del servicio público generación, no puede darse una traslación del ejercicio de la potestad de imperio en la fijación tarifaria a ese generador y el ICE. Porque de lo contrario entonces entraríamos en una liberalización del servicio público contenida en el artículo 5 de la ley 7593.

En cuanto al marco legal que permite al ICE establecer contratos para compras de electricidad en el marco de la Ley 7200, con base en un esquema de banda tarifaria definido por la ARESEP, véase el punto 5.2.13 de este informe.

Manrique Rojas Araya, cédula 1-893-107:

Se usa un listado de proyectos de papel, no son proyectos construidos y operando, ninguno de ellos que yo sepa, entonces son meramente expectativas y hemos visto que muchos de esos proyectos se hacen con estudios de ingeniería muy pobres en que la proyección de costos no se ajusta a la realidad. Y no entiendo por qué se omite usar datos que sí existen y algunos de ellos constan en la misma Autoridad Reguladora, por ejemplo, en el ET-161-2010, consta cuál fue el costo de la Central Hidroeléctrica Sigifredo Solís, que si bien es de más de 20 Megavatios, consta de una central de 24 y una de 2 Megavatios.

Para estimar los costos de inversión se utilizó la mejor información disponible. Al respecto, véase el punto 5.2.7 de esta sección.

En base a qué se define calcular el valor en 10 Megas. ¿Por qué 10 Megas, por qué no 8, por qué no 5, por qué no 4?

No se establecieron los valores de los costos de inversión con respecto a una planta modelo de 10 MW. Con la información disponible, se estimaron los costos promedio para todo el rango de capacidad instalada inferior a 20 MW. Al respecto, véase el punto 5.2.7 de esta sección y el anexo 2 de este informe. En cuanto al cálculo del costo de explotación, en efecto se estimó un valor correspondiente al valor medio del rango de capacidad instalada que permite la Ley 7200. Dado que se cuenta con muy pocos datos de costo de explotación para ese rango, se optó por usar un criterio conservador al estimar ese valor. Véase la explicación de ese cálculo en el Anexo 2 de este informe.

La tasa libre de riesgo es un poco diferente, pero es simplemente porque se está usando una base más amplia. Ya el Beta desapalancado, ya en una presentación anterior se habló bastante de eso. Se usan datos totalmente desactualizados de hace 11 años y esos informes el DEN-499 y 837 no estaban en el expediente, uno de los expositores si los pudo ubicar, yo no los encontré en el expediente por lo menos. Y, por qué si en el 2008 se usaba una base de datos que es bastante prestigiosa, la del profesor Damodarán de la Universidad de Nueva York, por qué ahora no se está usando, por qué si en el 2008 se usó una base de datos actualizada en ese momento en el 2011 nos devolvemos al 2000.

El valor del parámetro β que se está utilizando es el que proviene del sitio de Internet del profesor Damodaran. Véase al respecto el punto 5.2.2 de esta sección.

El costo de inversión. Se debería de usar datos de menos de 20 Megas, con las plantas ya construidas, no de papel. Si vamos usar plantas de otro lado, no importa, pero hagamos los ajustes correspondientes, hay plantas que tienen un tratamiento fiscal muy preferente en otras latitudes. En cuanto al costo de explotación, incluyamos todos los costos, incluyamos las plantas privadas, la información que ya se les dio en el 2008, en las del

ICE incluyamos todos los costos, no solo parte y eso sí sugerimos que el valor de referencia para el cálculo no son 10 Megavatios, si no es el punto donde comienza a tener inflexión la curva.

No se establecieron los valores de los costos de inversión con respecto a una planta modelo de 10 MW. Con la información disponible, se estimaron costos promedio para todo el rango de capacidad instalada inferior a 20 MW. Al respecto, véase el punto 5.2.7 de esta sección.

Además las condiciones financieras no se pueden establecer constantes en el día 1 para toda la vida del contrato, hay una variabilidad. Los impuestos. Se deben incluir todos los impuestos, no solo parte. La rentabilidad. Se debe ser consistente, se deben usar fuentes independientes, verificables y ajustar la metodología CAPM a la realidad del sector y del país.

En relación con el tema de las condiciones financieras, véase el punto 5.2.3 de esta sección. En relación con el tema del reconocimiento de impuestos, véase el punto 5.2.9 de esta sección. Y en relación con la metodología CAPM, véase el punto 5.2.2 de esta sección.

Sobre la Tarifa tope, debe ser una tarifa definitiva. Y en cuanto a la fórmula de ajuste debe ser completa, no parcial, no solo ajustar la operación y mantenimiento, eso no me permite que el proyecto sea bancable.

En relación con el esquema tarifario a emplear, véase el punto 5.2.1 de esta sección. En cuanto al tema de la actualización de los costos, véase el punto 5.2.6.

Claudio Volio Pacheco, cédula 1-302-793:

Y sin la financiación es indispensable que hayan tarifas adecuadas y pliegos tarifarios bancables, o sea, las tarifas tienen que ser predecibles y como se dijo anteriormente tienen que darle tranquilidad a los bancos y entre esos costos que existen y que no aparecen en el modelo, existen costos como los intereses durante la construcción y otra serie de costos, las reservas que hay y demás, por lo cual hay que poner los pies en el suelo y saber lo que cuesta financiar una planta que como digo si no hay financiación no hay plantas.

En relación con el tema del financiamiento, véase el punto 5.2.3 de esta sección.

Hidro Venecia, S.A. representada por Rafael Rojas Rodríguez, folios 172-193:

Para utilizar el modelo CAPM es necesario emplear el modelo desarrollado por la Escuela de Administración de Negocios del Instituto Tecnológico de CR, para el contexto de una economía emergente.

En relación con el uso de la metodología CAPM, véase el punto 5.2.2 de esta sección.

El costo de inversión por KW instalado, utilizado en la propuesta de ARESEP son con base en proyectos hidroeléctricos, muchos no construidos, principalmente de Panamá (10 de 15 proyectos), motivo por el cual no se tiene un panorama que refleje en forma fidedigna el costo de inversión para proyectos costarricenses de generación hidroeléctrica, ya que los costos financieros son menores, no se paga el impuesto a los dividendos (15%), además de sólo utilizar tres referencias de centrales hidroeléctricas costarricenses para sustentar el costo de un modelo de generación, además de que fue ajustado por medio del índice Bureau Composite Trend de EEUU no refleja el incremento en el costo de mano de obra local.

Se estimaron los costos de inversión con la mejor información disponible en la actualidad. Al respecto, véase el punto 5.2.7 de esta sección. En relación con el reconocimiento del impuesto a los dividendos, véase el punto 5.2.9 de esta sección.

Sobre el costo financiero, el modelo de ARESEP propone una tasa de interés con base en ofertas presentadas en la licitación 2006LI-00043-PROV del BOT hidroeléctrica que promovió el ICE y de los proyectos hidroeléctrica Vara Blanca y El Angel, S.A. Para este costo debe considerarse no solo la tasa de interés, las comisiones de formalización y de desembolso, las reservas de liquidez que exija el ente financiero y cualquier otro costo relacionado con la obtención del financiamiento.

Como se indicó en el punto 5.2.3, la forma de estimar la tasa de interés fue variada con respecto a la que se planteó en la propuesta sometida a audiencia pública.

*Indexación de la cuota fija de capital, es necesario indexar semestralmente, lo anterior con el fin de mantener el poder adquisitivo de los pagos correspondientes, bajo las siguientes ecuaciones: $C_n = C_{n-1} * (IPPI_{crn} / IPPI_{crn-1})$ y $M_n = M_{n-1} * (IPPI_{usan} / IPPI_{usan-1})$ y también debería de aplicarse en el periodo de construcción.*

En relación con la forma de indexar la tarifa, véase el punto 5.2.6 de esta sección.

En lo que respecta a la vida económica del proyecto, para incentivar la inversión en proyectos hidroeléctricos lo recomendable es que los plazos de contratación iguallen la vida económica del proyecto.

En relación con la periodicidad de los contratos, véase el punto 5.2.4 de este informe.

El concepto de tarifa tope, ya que no es procedente establecer una tarifa tope de referencia, El artículo 6, inciso d de la Ley 7593 de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, establece la potestad de fijar tarifas pero el artículo 31 señala que no se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestadoras del servicio público. Por lo cual, ARESEP no puede delegar su función en otros entes, cosa que haría si establece una tarifa tope.

No se establece un esquema de tarifa tope, sino uno de banda tarifaria. Véase al respecto el punto 5.2.1 de esta sección. En cuanto a la legitimidad de establecer una banda y no una tarifa puntual, véase el punto 5.2.13 de esta sección. (□)

- V. En sesión extraordinaria 050 -2011, del 08 de agosto del 2011, cuya acta fue ratificada el 10 de agosto del 2011; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, resolvió por mayoría: 1) Acoger en todos sus extremos, el oficio 122-CDR-2011 del 4 de agosto del 2011. 2) Establecer el modelo para la determinación de tarifas de referencia de generación eléctrica privada para plantas hidroeléctricas nuevas. 3) Tener como respuesta a los opositores lo señalado en el Considerando V de la presente resolución y agradecerles por su valiosa participación en este proceso. 4) Instruir al Centro de Desarrollo de la Regulación para que elabore y someta a conocimiento de esta Junta Directiva, una propuesta de metodología para determinar el factor ambiental a la brevedad posible, tal y como se dispone.

POR TANTO:

- I. Establecer la siguiente: *Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas*

Generalidades

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.

Objetivo

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.

Formulación general del modelo

Para lograr el objetivo mencionado, se ha definido un modelo tarifario que estimula la inversión privada asociada con plantas de generación hidroeléctrica con potencias iguales o menores que 20 MW, capaces de operar dentro de un rango aceptable de costos y de eficiencia operativa. Para ello, se establece una banda tarifaria que permite al ICE ofrecer precios de compra de electricidad con los cuales el oferente pueda obtener los ingresos suficientes para cubrir sus costos de operación, recuperar la inversión realizada, y obtener una rentabilidad razonable para el nivel de riesgo asociado con la actividad de generación de electricidad.

Las tarifas por KWh estimadas mediante el modelo propuesto incluyen los costos de operación y mantenimiento, los costos financieros y la rentabilidad neta del inversionista.

En general, se puede expresar la ecuación económica del suministro de energía eléctrica a partir de igualar los costos más la rentabilidad con los ingresos, desde la perspectiva del generador privado. De esa forma, se obtiene la siguiente ecuación:

$$CE + CFC + fa = IR \quad (\text{Ecuación 1})$$

En donde:

CE	=	Costos de explotación
CFC	=	Costo fijo por capital, que es la suma de la recuperación de la inversión (RI) y la rentabilidad (r). Así, $CFC = RI + r$
RI	=	Recuperación de la inversión (depreciación)
r	=	Rentabilidad sobre la inversión
fa	=	Factor ambiental total o unitario
IR	=	Ingresos requeridos, que son el resultado de multiplicar la tarifa p por las ventas de energía E , es decir, $IR = p \times E$
p	=	Tarifa de venta
E	=	Ventas (cantidad de energía)

Despejando p:

$$p = \frac{CE + CFC + fa}{E}$$

De lo anterior se desprende que, para los efectos de este modelo, la tarifa depende de las expectativas de venta de electricidad, los costos de explotación, la recuperación del capital (depreciación), la rentabilidad y el factor ambiental.

El costo ambiental estaría incorporado en el precio determinado por la fórmula general, pasando a formar parte integral del precio final. La aprobación del mecanismo y metodología correspondiente al componente ambiental, así como su respectivo monto, deberá ser tramitada por los procedimientos establecidos en el marco legal vigente (convocatoria y realización de audiencia pública).

Expectativas de venta (E)

La producción de la planta también depende de la disponibilidad de la capacidad instalada para generación, lo que a su vez depende de las características físicas del aprovechamiento, de la tecnología utilizada, la edad de las instalaciones, así como las prácticas de mantenimiento de la empresa. Por su parte, la distancia entre la planta y el punto de entrega resulta importante debido a las pérdidas asociadas con la transmisión.

En todo caso, es posible expresar todos estos factores en términos de un factor de aprovechamiento de la capacidad instalada (Factor de Planta). Este es un factor de uso común y que es posible asociar con cada tipo de fuente primaria, se puede establecer un valor para este parámetro aplicable a cada tipo de fuente, haciendo posible diferenciar la tarifa de venta según la fuente primaria.

En síntesis, para estimar la cantidad de energía que se tomará para determinar la tarifa aplicable se considera la siguiente ecuación:

$$E = C \times 8760 \times fp \quad (\text{Ecuación 2})$$

En donde:

E	=	Ventas anuales (cantidad de energía)
C	=	Capacidad instalada de la planta en MWh
8 760	=	Cantidad de horas de un año
fp	=	Factor de planta aplicable según la fuente

Si bien existe un efecto de escala en las plantas de generación de electricidad, especialmente en cuanto a los costos de instalación y los costos de explotación, es posible simplificar el modelo y realizar el análisis para una planta de tamaño unitario (capacidad instalada unitaria), con lo que la fórmula anterior se reduce a:

$$E = 8\,760 \times fp \quad (\text{Ecuación 3})$$

El factor de planta (fp) de una central eléctrica se define como el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente de forma anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme los valores nominales de planta identificados para los diferentes equipos.

El valor del factor de planta que se utilice en este modelo se obtendrá a partir de los datos de plantas hidroeléctricas privadas costarricenses con capacidades instaladas menores que 20 MW, sobre las cuales la ARESEP posea dicha información. Se usarán únicamente los datos de las plantas del grupo antes mencionado que generaron energía durante 10 ó más meses del respectivo año. Este valor se actualizará en cada fijación tarifaria. Con ese propósito, se utilizarán los datos del último quinquenio sobre el cual ARESEP posea información. El valor del factor de planta se calculará de la siguiente manera: para cada uno de los años del quinquenio, se estimará un promedio aritmético de los valores de cada planta individual; luego se obtendrá el promedio aritmético de los cinco valores resultantes, y el resultado es el dato de factor de planta a utilizar en la fijación tarifaria.

Costos de explotación (CE)

El costo de explotación incluye los costos necesarios para mantener y operar una planta en condiciones normales para nuestro país. No incluye gastos de depreciación, gastos financieros, impuestos asociados a las utilidades, o ganancias.

Entre los costos de explotación se contemplan tanto los costos variables de operación (aquellos gastos que se presentan exclusivamente cuando se lleva a cabo el proceso productivo tales como impuestos asociados a la producción, repuestos y otros materiales consumibles durante el proceso productivo), como los costos fijos (aquellos gastos inevitables e independientes de si la planta opera o no, tales como pólizas de seguro, permisos, personal permanente, asesorías técnicas, gastos administrativos, etcétera). Es importante señalar que corresponden a gastos que impliquen erogaciones de efectivo, y por tanto, no debe incluirse la depreciación.

El método de cálculo fue el siguiente:

- a) Se toman los datos de costos de explotación de una muestra de plantas hidroeléctricas que operan en el país, de diferentes capacidades instaladas.
- 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.
- c) Se utiliza el valor de la función mencionada, correspondiente a una planta de 10 MW, que es el valor medio del rango permitido por el Capítulo 1 de la ley 7.200.

d) En cada fijación tarifaria se incorporan los nuevos datos de costo de explotación que se haya podido obtener, que correspondan a plantas hidroeléctricas que operen en el país.

El cálculo del valor del costo de explotación con los datos disponibles en el momento en que se redactó este informe, se presenta en el Anexo 1. Este valor se actualizará en cada fijación tarifaria.

Costos fijo por capital (CFC)

Mediante el componente denominado "Costo Fijo por Capital" (CFC) se garantiza a los inversionistas, retornos comparables con los que podrían obtener en otras inversiones con el nivel de riesgo similar, a efectos de hacer atractiva la alternativa de participar en el desarrollo de la planta.

El CFC depende del monto de la inversión, del nivel de apalancamiento utilizado (relación deuda / aportes de capital), de las condiciones de financiamiento (tasa de interés, modalidad de pago y plazo), de la tasa de retorno reconocida, del período de recuperación de la inversión (vida económica), de la edad de la planta y de la tasa de impuesto de renta aplicable.

Este rubro de Costo Fijo por Capital se determina mediante la siguiente ecuación:

$$CFC = RI + r \quad (\text{Ecuación 4})$$

CFC = Costo fijo por capital, que es la suma de la recuperación de la inversión (RI) y la rentabilidad (r).
 RI = Recuperación de la inversión (depreciación)
 r = Rentabilidad sobre la inversión

Donde:

$$r = M \times FC \quad (\text{Ecuación 5})$$

En donde:

r = Rentabilidad sobre la inversión
 M = Monto total de la inversión unitaria
 FC = Factor que refleja las condiciones de la inversión

El factor FC depende de las condiciones en que se establezca el financiamiento y de la edad de la planta.

El valor de cada variable que determina el CFC se actualizará en cada fijación tarifaria.

6.1.1 Factor de condiciones de inversión

El factor FC refleja un valor medio de la rentabilidad de la inversión aplicable durante toda la vida económica. Dentro de este contexto, durante los primeros años la utilidad neta que recibe el inversionista es baja (y menor a la pérdida de valor de la planta), puesto que está destinando una porción a comprarprogresivamente la participación de los entes financieros en la inversión realizada.

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

$$FC = \left[\frac{(v-e)}{v \times (1-t)} \right] \times \left\{ \left(\frac{\rho}{1 - (1+\rho)^{-(v-e)}} \right) \times \left[1 - \psi \times \left[1 - \frac{(1-t)^*i}{\rho} - \left(\frac{1 - (1+\rho)^{-d}}{\rho^*d} \right) \times \left(1 - i^*(1-t)^* \left(\frac{1}{\rho} + \frac{1}{4} \right) \right) \right] \right] \right\} \left[\frac{t}{(v-e)} \right]$$

En donde:

Ψ	=	Apalancamiento (relación de deuda) (%)
ρ	=	Rentabilidad sobre aportes de capital (%)
t	=	Tasa de impuesto sobre la renta (%)
i	=	Tasa de interés (%)
e	=	Edad de la planta (años)
d	=	Plazo de la deuda (años)
v	=	Vida económica del proyecto (años)

A continuación se definen los componentes de la fórmula del factor FC.

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 apalancado que se define posteriormente.

Para realizar el cálculo se utilizará un promedio de la información de financiamiento de proyectos eléctricos disponible en la Autoridad Reguladora.

Este valor se actualizará en cada fijación tarifaria.

Rentabilidad sobre aportes al capital (ρ)

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]).

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:

$$\rho = K_L + \beta_a * PR + R_P$$

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 (K_L) 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.

R_P : 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 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.

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 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.

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 dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea pública y confiable.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

g. Tasa de impuesto sobre la renta (t)

La tasa de impuesto sobre la renta se define con base en la legislación vigente.

h. Edad de la planta (e)

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

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".
- b) Los informes realizados por la Autoridad Reguladora sobre fijaciones de precios de venta de energía al ICE proveniente de plantas hidroeléctricas privadas, en el marco de la Ley 7200.
- c) Información auditada sobre costos de inversión de nuevas plantas hidroeléctricas que en el futuro vendan energía al ICE, en el marco de la Ley 7.200.

De las dos fuentes de información mencionadas, se extraerán todos los datos disponibles sobre costos de inversión de plantas hidroeléctricas con capacidades instaladas iguales o menores que 20 MW. Posteriormente, esos datos se someterán al siguiente tratamiento:

- a) Se conformarán cinco grupos de plantas, cada uno de los cuales corresponde a un rango de 4 MW de capacidad instalada; esto es, el grupo de cero a 4 MW, el de 4,1 MW á 8 MW, el de 8,1 MW á 12 MW, el de 12,1 MW á 16 MW, y el de 16,1 MW á 20 MW.
- b) Se obtiene el costo de inversión promedio de las plantas incluidas en cada uno de los grupos mencionados anteriormente.
- c) Se obtiene el promedio de los valores promedio de cada uno de los grupos de plantas.
- d) Al valor antes citado se agrega el monto correspondiente al pago de intereses durante el período de gracia. Este se estima como el equivalente a dos años de intereses sobre el valor promedio de inversión calculado.

En el cuadro 2.1 del Anexo 2 de este informe, se presenta el cálculo actual del costo de inversión promedio, con base en los criterios establecidos anteriormente. Este valor se actualizará en cada fijación tarifaria.

Definición de la banda tarifaria

Se regulará el precio de venta de energía por parte de generadores privados al ICE, en el marco del capítulo I de la ley 7200, mediante una banda tarifaria.

Las principales consideraciones que se toman en cuenta al establecer un esquema de banda tarifaria son las siguientes:

- Se calcula la desviación estándar correspondiente a todos los datos utilizados para estimar el costo de inversión promedio.
- El límite superior se establece como el costo de producción promedio más la desviación estándar. De esa forma se abre la opción de que entre los oferentes a escoger por el ICE se encuentren algunos con costos diferentes al promedio. Esta opción se justifica, considerando que el objetivo principal de esta metodología es estimular inversiones en generación privada hídrica con costos competitivos en relación con la generación térmica.
- Al determinarse una banda tarifaria, se reducen los riesgos de eventuales estrategias de colusión por parte de los oferentes, que pudieran ser contrarias al objetivo de contratar energía con precios que reflejen niveles razonables de eficiencia.
- Al fijarse un límite inferior, se acota el margen de acción del ICE para establecer el precio a contratar con los oferentes de energía hidroeléctrica. Esta restricción es conveniente, tomando en consideración el fuerte poder de mercado que tiene el ICE en las condiciones asociadas con la tarifa que se está proponiendo.

Durante el proceso de diseño de la metodología que se propone en este informe, se pudo observar que no existe un modelo estándar de generación hidroeléctrica con capacidades instaladas iguales o menores que 20 MW, en Costa Rica. A pesar de que los costos de equipamiento están bien establecidos y son estándar, la diversidad de condiciones geológicas, hidrológicas y topográficas incide en que los costos de infraestructura muestren diferencias sustanciales. En consecuencia, se dificulta la opción de establecer una banda de precios con base en niveles de eficiencia. Se optó entonces por definir esa banda con criterio estadístico.

En particular, se propone definir la banda de precios con base en la determinación de un valor máximo y uno mínimo de costo de inversión. Para ello, en primer lugar se calcula la desviación estándar correspondiente a todos los datos utilizados para estimar el costo de

inversión promedio. El límite superior de la banda de precios se define como el costo de inversión promedio más la desviación estándar. Y el límite inferior, como el costo de inversión promedio menos la desviación estándar.

En el cuadro 2.2 del Anexo 2 se presenta el cálculo de la franja de costos de inversión en la que se basa la definición de la banda tarifaria con los datos disponibles en el momento de redacción de este informe. Esta franja se actualizará en cada fijación tarifaria.

Estructura horario-estacional

La tarifa tendrá una estructura monómica, de tal forma que solo se pagará por energía. La estructura horario-estacional es una diferenciación relativa del precio de la energía, por horas de la semana y por estaciones hidrológicas. Procura representar los cambios cíclicos del valor de la energía en el sistema eléctrico, debidos a la influencia estacional de la hidrología y al comportamiento semanal de la curva de carga.

La estructura tarifaria horaria estacional que se utilizará es la siguiente:

- El período estacional alto (período alto) cubre los cinco meses comprendidos de enero a mayo, y el resto del año es la temporada o periodo bajo.
- Los períodos horarios se dividen en tres: punta, valle y noche. La punta está constituida por las cinco horas, separadas en dos bloques, de mayor demanda de los cinco días laborales de la semana, de las 10:30 h a las 13:00 h y de las 17:30 h a las 20:00 h. El período nocturno abarca de las 20:00 h a las 6:00 h del día siguiente, los siete días de la semana. El valle cubre las demás horas, incluyendo de 6:00 h a 20:00 h los fines de semana, donde no hay punta.

Los parámetros adimensionales que se aplicarán al nivel tarifario definido son los siguientes:

		Horario		
		Punta	Valle	Noche
Estaciones	Alta	2.388	2.388	1.433
	Baja	0.955	0.382	0.239

Estos parámetros se actualizarán en cada fijación tarifaria, con base en los informes del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) en los cuales se define un modelo de estructura horario-estacional en los precios de compra a generadores eléctricos.

Moneda en que se expresará la tarifa

Las tarifas resultantes de la metodología detallada serán expresadas y facturadas en dólares de los Estados Unidos de América (US\$ ó \$).

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

Ajuste de los valores de la banda tarifaria

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

Otras consideraciones

Para mejorar esta metodología en el futuro, se establece que los generadores privados hidroeléctricos nuevos a los que se apliquen las tarifas establecidas mediante esta metodología tarifaria, están en la obligación de presentar anualmente a la ARESEP la información financiera auditada (incluyendo gastos operativos y de mantenimiento, administrativos y gastos de inversión individual) así como su debida justificación. De esta forma, la ARESEP podrá disponer de mejor información para el ajuste del modelo a las condiciones operativas reales. Para estos efectos se deberá presentar, al menos anualmente, los estados financieros auditados de la empresa.

- II. Tener como respuesta a los opositores lo señalado en el Considerando V de la presente resolución y agradecerles por su valiosa participación en este proceso.

NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE.

VOTO SALVADO DEL DIRECTOR EMILIO ARIAS RODRÍGUEZ

Expediente OT-029-2011 Metodología Tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas, oficio 417 RG -2011 del 5 de agosto de 2011.

Con fundamento en mí juramento constitucional de hacer valer y respetar la Constitución Política y las leyes de la República, disiento del voto de mayoría en el tanto la propuesta denominada "Metodología Tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas", considero debe ser adicionada, aclarada o corregida, de conformidad con las observaciones que noto a continuación:

Primero: Dentro de las competencias de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) en materia de concesiones y tarifas con respecto a los generadores privados, no es jurídicamente aceptable asumir que el Instituto Costarricense de Electricidad realice subastas o concursos, para decidir a cual empresa le compra energía, además la potestad tarifaria, es una potestad de imperio, que no puede ser delegada y está asignada por ley a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, por lo que la justificación de la propuesta de establecimiento del sistema de Bandas Tarifarias, que presenta el Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR), carece de sustento jurídico. En el informe se señala que existe un poder monopsonico por parte del ICE, en el mercado de compra de energía que autoriza el capítulo I de la Ley 7200, lo que es cierto; (ver página 21 del 113-CDR-2011), señala el informe que las tarifas tope que se incluyeron dentro de la propuesta original sometida a audiencia pública, tiene el inconveniente que no se establece límite inferior, por lo que el ICE haría uso de ese poder, y por lo tanto para solucionar ese problema se propone las bandas. No obstante a criterio del suscrito directivo, la propuesta de bandas tarifarias tampoco solventa la problemática señalada. En las condiciones actuales, donde aún no ha sido aprobada una Ley General de Electricidad, y no existe un mercado en competencia, se debe establecer una tarifa puntual sujeta a revisión para los generadores privados que vendan la energía al ICE al amparo del capítulo primero de la Ley 7200.

Segundo: Los precios de venta de la energía al ICE que autoriza la ley 7200, deben cumplir con lo establecido en los artículos 3 y 31 de la Ley 7593, en concordancia con el artículo 17 de la ley 8723, Ley Marco de Concesión para el aprovechamiento de las fuerzas hidráulicas para la generación hidroeléctrica que rezan:

"Artículo 3.- Definiciones Para efectos de esta ley, se definen los siguientes conceptos:

a) Servicio Público. El que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea calificado como tal por la Asamblea Legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de esta ley.

b) Servicio al costo. Principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31.

c) Prestador de servicio público. Sujeto público o privado que presta servicios públicos por concesión, permiso o ley. (Así reformado por artículo 41, inciso a) de la Ley 8660 de 8/8/2008, publicada en el Alcance 31, a La Gaceta 156 del 13/8/2008).

d) Evaluación de impacto ambiental. Estudio científico-técnico, realizado por profesionales en la materia, que permite identificar y predecir los efectos que producirá un proyecto específico sobre el ambiente, cuantificándolo y ponderándolo, para plantear una recomendación.”

“Artículo 31.dEn 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:

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.

(Así reformado, todo el artículo, por el artículo 41, inciso g) de la Ley 8660 de 8/8/2008, publicada en el

Alcance 31, a La Gaceta 156 del 13/8/2008).”

“ARTÍCULO 17.- Tarifas de electricidad

La regulación en cuanto al servicio público y las tarifas de venta de electricidad al ICE, que se aprueben para las empresas que tengan concesiones para el aprovechamiento de las fuerzas hidráulicas para la generación hidroeléctrica al amparo de esta Ley, se establecerán de acuerdo con los principios, los criterios y las normas de la Ley N. ° 7593, en particular los preceptos de servicio al costo y de fijación de precios y tarifas contenidos en los artículos 3 y 31, respectivamente. El criterio de costo evitado no podrá ser utilizado, bajo ninguna circunstancia, en la fijación de los precios y las tarifas para la venta de energía al ICE u otros distribuidores autorizados por ley. Esta norma prevalece sobre cualquier otra que se le anteponga en esta materia. Queda exceptuado de los alcances de este artículo, el capítulo II de la Ley N. ° 7200.”

De la lectura y análisis de estos artículos, se deduce que el denominado factor ambiental, es un imperativo, existe la obligación de incluirlo, dentro de la metodología propuesta. Este factor es uno de los elementos centrales para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos. La metodología refiere la inclusión del factor (fa) con un valor de cero porque no se calculó, al respecto señalo que se debe posponer el conocimiento de esta propuesta metodológica, hasta que esté completa, no puede ser que se relegue este factor, y se deje de considerar indefinidamente, hasta tanto no se apruebe una nueva metodología que lo defina.

Específicamente dentro del punto 5.2.12 denominado Promoción de la inversión privada en generación hidroeléctrica, en el punto b), se indica textualmente: “ abrir la posibilidad de incluir en la tarifa un componente ambiental, cuyo diseño será sometido a audiencia a corto plazo” De esto se desprende que efectivamente estamos frente a una posibilidad que queda indefinida en el tiempo, máxime considerando el histórico de tiempo que conlleva la tramitación de una metodología a nivel institucional. Adicionalmente es importante cuestionarse el costo económico y humano que representa.

Por otro lado, en la página 22 del documento entregado mediante oficio 122- CDR -2011 / 65718, que es el que fue sometido a consideración de Junta Directiva, se señala que la ARESEP está de acuerdo con establecer un factor de costo ambiental Nuevamente a criterio de este directivo, no es que está de acuerdo, es que el artículo 31 de la Ley 7593 la obliga a incluirlo dentro de la metodología.

Tercero: Al momento de someterse a votación la “Metodología Tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas” oficio 417 RG -2011 del 5 de agosto de 2011, este directivo no ha recibido la información solicitada en la sesión 46 -2011 del 20 de julio de 2011, sesión donde se presentaron las propuestas de la Dirección de Servicios de Energía y el Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR), la cual es de vital importancia para resolver. No obstante, cabe señalar que de manera informal, en el transcurso de esta sesión, tuve a la vista el oficio DEN 2011/ 17963, del 22 de julio de 2011, mediante el cual la

Dirección de Servicios de Energía, le entrega a esta junta la información solicitada por este directivo, sin embargo, la misma no me fue entregada en tiempo, lo que evidencia una vez más el ocultamiento de información a este directivo, lo que me impide resolver con la información completa y certera.

Cuarto: Actualmente la Junta Directiva de la ARESEP, por decisiones no atribuibles a este directivo, ni a la directora Echandi Gurdián, carece de una asesoría técnica y jurídica independiente del resto de los órganos de la administración, situación que se da a partir del 9 de octubre del 2010. Esto limita la verificación por parte de este órgano colegiado de la conformidad de la propuesta de la Administración con la respectiva normativa y reglas de la técnica, lo que fundamento, de conformidad con el principio de imparcialidad de los funcionarios públicos y el derecho fundamental de los administrados a la imparcialidad de la Administración. Ver votos 6472-2006, 2883-96 y 3932-95 de la Sala Constitucional. Es claro que en su condición de funcionarios públicos, los asesores legales están igualmente llamados a respetar el principio de imparcialidad y transparencia que emana del artículo dos constitucional en concordancia con el artículo 230 y siguientes de la Ley General de Administración Pública.

Emilio Arias Rodríguez
Miembro Junta Directiva ARESEP

A LAS 15:15 HORAS FINALIZÓ LA SESIÓN.

DENNIS MELÉNDEZ HOWELL
Presidente de la Junta

SYLVIA SABORÍO ALVARADO
Miembro Junta Directiva

EDGAR GUTIÉRREZ LÓPEZ
Miembro Junta Directiva

MARÍA LOURDES ECHANDI GURDIÁN
Miembro Junta Directiva

EMILIO ARIAS RODRÍGUEZ
Miembro Junta Directiva

ALFREDO CORDERO CHINCHILLA
Secretario Junta Directiva