

SESIÓN EXTRAORDINARIA

N.º 68-2014

24 de noviembre de 2014

San José, Costa Rica

SESIÓN EXTRAORDINARIA N.º 68-2014

Acta de la sesión extraordinaria número sesenta y ocho-dos mil catorce, celebrada por la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, el lunes veinticuatro de noviembre de dos mil catorce, a partir de las catorce horas. Asisten los siguientes miembros: Dennis Meléndez Howell, quien preside; Sylvia Saborío Alvarado; Edgar Gutiérrez López y Adriana Garrido Quesada; así como los (as) señores (as): Grettel López Castro, Reguladora General Adjunta; Rodolfo González Blanco, Director General de Operaciones; Anayansie Herrera Araya, Auditora Interna interina; Enrique Muñoz Aguilar, Intendente de Transporte; Carol Solano Durán, Directora General de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, y Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario de la Junta Directiva.

ARTÍCULO 1. Constancia de participación de la directora Adriana Garrido Quesada mediante videoconferencia y de inasistencia del director Pablo Sauma Fiatt.

Se deja constancia de que la directora Adriana Garrido Quesada participa mediante video conferencia desde Marsella, Francia, conforme a lo informado mediante carta del 11 de setiembre de 2014 dirigida al señor Dennis Meléndez Howell, Presidente de la Junta Directiva.

Asimismo, el señor Pablo Sauma Fiatt no concurre en esta oportunidad, ello por cuanto se lo impidió la atención de un compromiso de índole laboral.

ARTÍCULO 2. Aprobación de la Agenda.

El señor *Dennis Meléndez Howell* da lectura a la agenda de esta sesión y plantea las siguientes modificaciones:

- *Excluir, para ser conocido en una próxima sesión, el recurso de apelación en subsidio interpuesto por la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., contra la resolución RIE-084-2013 del 24 de setiembre de 2013, Expediente ET-083-2013. Oficio 937-DGAJR-2014 del 7 de noviembre de 2014.*
- *Adicionar, de conformidad con lo dispuesto en inciso 4, del Artículo 54 de la Ley General de la Administración Pública, con el conocimiento del Informe de valoración inicial sobre denuncia para iniciar el procedimiento administrativo ordinario sancionatorio contra la Empresa Folklórica Playa Potrero.*
- *Trasladar los recursos de apelación interpuestos por la Empresa Transportes Hermanos Chacón, contra las resoluciones RRG-152-2014 y RRG-309-2014 como último punto resolutivo.*

Somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes:

ACUERDO 01-68-2014

Aprobar la agenda de esta sesión con las siguientes modificaciones:

- Excluir, para ser conocido en una próxima sesión, el recurso de apelación en subsidio interpuesto por la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., contra la resolución RIE-084-2013 del 24 de setiembre de 2013, Expediente ET-083-2013. Oficio 937-DGAJR-2014 del 7 de noviembre de 2014.
- Adicionar, de conformidad con lo dispuesto en inciso 4, del artículo 54 de la Ley General de la Administración Pública, el conocimiento del informe de valoración inicial sobre la denuncia para iniciar el procedimiento administrativo ordinario sancionatorio, contra la Empresa Folklórica Playa Potrero. Dicho asunto se conocerá en el artículo 4 de esta acta.
- Trasladar los recursos de apelación interpuestos por la Empresa Transportes Hermanos Chacón, contra las resoluciones RRG-152-2014 y RRG-309-2014 como último punto resolutivo.

La agenda de la sesión ajustada, a la letra dice:

1. *Presentación a cargo del señor Roy Benamburg, Gerente de Banca de Inversión y Fideicomisos de Obra Pública del Banco de Costa Rica, del tema “Fideicomisos para el Desarrollo de Obra Pública”, en el contexto de opciones para dar cumplimiento al acuerdo 07-58-2014, sobre la contratación del anteproyecto de construcción del edificio en La Sabana.*
2. *Informe de valoración inicial sobre denuncia para iniciar el procedimiento administrativo ordinario sancionatorio contra la Empresa Folklórica Playa Potrero.*
3. *Solicitud del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), contenida en el oficio 0060-0443-2014, del 10 de noviembre de 2014, en relación con la distribución de los gastos de combustibles para la generación térmica del 2015.*
4. *Propuesta de “Metodología para la determinación de Tarifas de referencia para plantas de generación privada solares fotovoltaicas nuevas”. Oficio 820-RG-2014/152-CDR-2014 del 18 de noviembre de 2014.*
5. *Modificación Presupuestaria N° 12-2014. Oficios 352-DGEE-2014 y 351-DGEE-2014, ambos del 19 de noviembre de 2014.*
6. *Recurso de apelación y gestión de nulidad concomitante, interpuestos por TRALAPA Limitada, contra la prevención 9-AP-IT-2013 realizada por la Intendencia de Transporte. Expediente OT-56-2013. Oficio 956-DGAJR-2014 del 12 de noviembre de 2014.*
7. *Solicitud de aclaración interpuesta por Jorge Masís Arce, Álvaro Sagot López y la Empresa Maravilla S.R.L., contra la resolución RJD-107-2014 del 9 de octubre de 2014. Expediente OT-103-2014. Oficio 921-DGAJR-2014 del 4 de noviembre de 2014.*

8. *Adición y aclaración 04-38-2014, solicitada por el señor Lonnie Alvarado Álvarez. Oficios 954-DGAJR-2014 del 11 de noviembre de 2014 y 514-AI-2014 del 18 de julio de 2014.*
9. *Recursos de apelación interpuestos por la Empresa Transportes Hermanos Chacón, contra las resoluciones RRG-152-2014 y RRG-309-2014. Expediente OT-349-2013. Oficio 945-DGAJR-2014 del 10 de noviembre del 2014.*

ARTÍCULO 3. Presentación de “Fideicomisos para el Desarrollo de Obra Pública”.

A las catorce horas con quince minutos, ingresan al salón de sesiones, los señores Roy Benamburg Guerrero y Francisco Bolaños, funcionarios de la Gerencia de Banca de Inversión y Fideicomisos de Obra Pública del Banco de Costa Rica, a exponer el tema objeto de este artículo. Asimismo, ingresan los señores Juan Miguel Torres Mora y Rodrigo Jiménez Briceño, integrantes de la Comisión de Edificio.

La Junta Directiva conoce una presentación a cargo del señores Roy Benamburg Guerrero y Francisco Bolaños, funcionarios de la Gerencia de Banca de Inversión y Fideicomisos de Obra Pública del Banco de Costa Rica, ello en el contexto del acuerdo 07-58-2014 mediante el cual se solicita a la Administración analizar el tema del anteproyecto de construcción del edificio en La Sabana.

Los señores **Benamburg** y **Bolaños** explican los pormenores de la figura del fideicomiso, así como una serie de proyectos ejecutados por la Gerencia de Banca de Inversión y Fideicomisos de Obra Pública del Banco de Costa Rica. Asimismo, responden distintas consultas que le formulan los señores miembros de la Junta Directiva sobre el particular.

Conocido el tema, la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes:

ACUERDO 02-68-2014

Dar por conocida la presentación brindada por funcionarios de la Gerencia de Banca de Inversión y Fideicomisos de Obra Pública del Banco de Costa Rica, sobre el tema de “Fideicomisos para el Desarrollo de Obra Pública”.

A las quince horas con veinticinco minutos se retiran los personeros del Banco de Costa Rica, así como los señores Juan Miguel Mora Torres y Rodrigo Jiménez Briceño.

ARTÍCULO 4. Informe de valoración inicial sobre denuncia para iniciar el procedimiento administrativo ordinario sancionatorio, contra la Empresa Folklórica Playa Potrero. Expediente OT-229-2014.

A las quince horas con treinta minutos ingresa al salón de sesiones, la señora Marta Monge Marín, Directora General de Atención al Usuario, a exponer el tema objeto de este artículo.

La Junta Directiva conoce el memorando 3799-DGAU-2014 del 24 de noviembre de 2014, adjunto al cual, la Dirección General de Atención al Usuario remite el oficio 3368-DGAU-2014 del 21 de noviembre de 2014, por cuyo medio, esa Dirección presenta el informe de valoración inicial sobre la denuncia para iniciar el procedimiento administrativo ordinario sancionatorio contra la Empresa Folklórica Playa Potrero. Expediente OT-229-2014.

La señora **Marta Monge Marín** explica los antecedentes, conclusiones y recomendaciones del caso.

Analizado el asunto, conforme a lo expuesto por la Dirección General de Atención al Usuario, conforme al oficio 3368-DGAU-2014, el señor **Dennis Meléndez Howell** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes y con carácter de firme:

ACUERDO 03-68-2014

1. Rechazar de plano la denuncia presentada por Raymundo Bolaños Calvo en representación de Transportes La Pampa Limitada contra Folklórica Playa Potrero S.A., mediante nota de fecha 24 de abril de 2013, ante esta Autoridad Reguladora el 29 de abril de 2013 y ordenar el archivo y cierre del expediente OT-229-2014.
2. Díctese la presente resolución:

RESULTANDO:

1. Que el 14 de diciembre de 2001, mediante el oficio 1082-DASTRA-2001, la entonces Dirección de Aguas, Saneamiento y Transporte solicitó la apertura de un expediente OT para la investigación de la denuncia presentada por el señor Maximiliano Martínez Camacho por supuesta presentación de información alterada ante el Ministerio de Obras Públicas y Transportes y la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos para efectos de solicitar aumento de tarifas. (Folios 19 al 20 OT-12-2006)
2. Que el 16 de junio de 2003, mediante oficio 916-RG-2003, el Regulador General remitió a la entonces Dirección Jurídica Especializada, la denuncia interpuesta por el señor Martínez Camacho. (Folio 34 OT-12-2006)
3. Que el 16 de octubre de 2003, la Asociación Integral de Desarrollo de Cartagena se apersonó al expediente solicitando la inmediata licitación del permiso en la ruta 516 operada por Folklórica Playa Potrero S.A., por la presentación de documentación alterada en gestiones ante el CTP. (Folios 35 al 91 OT-12-2006)
4. Que el 1º de febrero de 2004, el señor Francisco Peraza Bustos en su condición personal, solicitó el estado o resolución del expediente OT-12-2006. (Folios 103 y 104 OT-12-2006)

5. Que el 24 de febrero de 2006, mediante la resolución RRG-5464-2006, se dictó el auto de inicio del procedimiento administrativo sancionador contra la empresa Folklórica Playa Potrero S.A. por supuesta presentación de información alterada. (Folios 244 al 250 OT-12-2006)
6. Que el 21 de junio de 2006, mediante el oficio 1794-DDU-2006 el órgano director rindió el informe final del procedimiento administrativo sancionador recomendando revocar el permiso de operación de la ruta 516 a la empresa Folklórica Playa Potrero S.A. (Folios 266 al 275 OT-12-2006)
7. Que el 26 de junio de 2006, mediante la resolución RRG-5659-2006 el Regulador General resolvió: “I. Declarar que la empresa Folklórica Playa Potrero S.A. concesionaria de la ruta 516 empleo –sic- información alterada para efectos de una petición tarifaria en el año 2001. II. Se ordena revocar el permiso de operación de la empresa Folklórica Playa Potrero S.A.” (Folios 298 al 309 OT-12-2006)
8. Que el 1º de agosto de 2006, la empresa Folklórica Playa Potrero S.A., interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio contra la resolución RRG-5659-2006. (Folios 276 al 287 OT-12-2006). Dicho recurso fue adicionado mediante escrito posterior. (Folios 310 y 311 OT-12-2006)
9. Que el 3 de agosto de 2006, mediante el oficio 2231-DDU-2006 la entonces Dirección de Fiscalización y Defensa del Usuario, le solicitó a la entonces Dirección Jurídica Especializada criterio legal sobre el recurso de revocatoria interpuesto. (Folio 312 OT-12-2006)
10. Que el 1º de junio de 2007, mediante el oficio 213-DAJ-2007 la entonces Dirección Jurídica Especializada rindió criterio legal sobre el recurso interpuesto. (Folios 314 al 324 OT-12-2006)
11. Que el 11 de junio de 2007, mediante resolución RRG-6607-2007 el Regulador General resolvió entre otras cosas: “1. Rechazar el recurso de revocatoria interpuesto... 3. Elevar a la Junta Directiva, el recurso de apelación subsidiario...” (Folios del 326 al 334 OT-12-2006)
12. Que el 10 de octubre de 2007, mediante la resolución RJD-084-2007 la Junta Directiva resolvió: “I. Se declara con lugar el recurso de apelación... II. Se revoca la RRG-5659-2006... III. Se archiva el expediente OT-12-2006...”. (Folios del 350 al 355), lo anterior por cuanto concluyó que:

(...)

1. *“que la recurrente lleva razón en lo que respecta al nacimiento de los efectos jurídicos de la actual autorización estatal para operar la ruta 516, por cuanto, como consta a folios 5 y 6 del expediente administrativo RA-203 (requisitos de admisibilidad), por oficio CTP-SE-03-000312, el Consejo de*

Transporte Público del Ministerio de Obras Públicas y Transportes comunica a Empresa Folklórica Playa Potrero S. A., que por acuerdo adoptado en la sesión ordinaria 03-2003 celebrada el 18 de marzo de 2003, se le adjudica la licitación 07-2000 para que opere la ruta descrita como Santa Cruz-Flamingo y viceversa.

2. *El acto administrativo de otorgamiento de la concesión para operar la ruta 516 nace a la vida jurídica a partir del 18 de marzo de 2003, es decir, que el nuevo título habilitante otorgado comienza a surtir efectos jurídicos a partir de esa fecha. De ello se derivan dos situaciones importantes:*
 - a) *El permiso de operación que la recurrente ostentaba -al momento de ocurridos los hechos investigados- era jurídicamente inexistente.*
 - b) *La sanción se impuso mucho tiempo después de que el título habilitante (el permiso) dejó de existir, por lo que se estaría revocando un acto inexistente.*
3. *Nótese que el tiempo transcurrido entre el momento en que la Autoridad Reguladora tuvo conocimiento de la denuncia (18 de octubre de 2001) y el que dictó el acto inicial (RRG-5464-2006 de las 10:30 horas del 24 de febrero de 2006) fue de 4 años 4 meses y 6 días.”(...)*
13. Que el 10 de julio de 2008, los señores Francisco Peraza Bustos y José Guadamuz Zúñiga representantes de la Asociación de Desarrollo Integral de Cartagena, interpusieron incidente de nulidad absoluta contra el acuerdo N° 006-059-2007 referente a la resolución del recurso de apelación. (Folios 358 al 368 OT-12-2006)
14. Que el 29 de abril de 2013, el señor Raymundo Bolaños Calvo, en representación de transportes La Pampa Ltda., presentó “DENUNCIA CONTRA EMPRESA FOLKLÓRICA PLAYA POTRERO SA. RUTA 516. INICIO DE PROCEDIMIENTO PARA VERIFICAR CAUSAL DE REVOCATORIA DE PERMISO DE OPERACIÓN”, alegando que “ARESEP debe revisar y analizar la veracidad de los hechos discutidos en el expediente indicado OT-12-2006, y confirmar que fue inducida en error”, por lo que “al amparo de lo dispuesto en el artículo 41 inciso h de la Ley 7593” solicita “proceder de inmediato a realizar la investigación correspondiente, e imponer las sanciones que correspondan a la Empresa Folklórica Playa Potrero S A por los hechos denunciados”. (folios 3-5)
15. Que el 4 de setiembre de 2014, mediante la resolución RJD-096-2014, la Junta Directiva resolvió: I. “Rechazar por inadmisibles el denominado “incidente de hecho nuevo” y la gestión de nulidad interpuestas por los señores Francisco Peraza Bustos y José Guadamuz Zúñiga II. Dar por agotada la vía administrativa. III. Trasladar la denuncia interpuesta por la empresa Transportes La Pampa Limitada, contra la empresa Folklórica Playa Potrero S.A. permissionaria de la ruta 516 (visible a folios del 403 al 405 OT-12-

2006), a la Dirección General de Atención al Usuario para su atención ” (folios 414 a 421 OT-12-2006)

16. Que mediante oficio 2894-DGAU-2014, del 25 de setiembre de 2014, la Directora General de Atención al Usuario señora Marta Monge Marín, solicita al Departamento de Gestión Documental, extraer los folios 403 al 405 del expediente OT-012-2006 y conformar con ellos un expediente “OT” nuevo, al que se le designó el número OT-229-2014.
17. Que mediante oficio 03368-DGAU-2014, de 21 de noviembre de 2014, la Dirección General de Atención al Usuario emitió informe de valoración inicial, que corre agregado a los autos, recomendando “Rechazar de plano la denuncia presentada por Raymundo Bolaños Calvo en representación de Transportes La Pampa Limitada contra Folklórica Playa Potrero S.A., mediante nota de fecha 24 de abril de 2013, presenta ante esta Autoridad Reguladora el 29 de abril de 2013, ordenar el archivo y cierre del expediente OT-229-2014”.

CONSIDERANDO:

- I.** Que los artículos 38 y 41 de la Ley 7593 y sus reformas faculta a la Autoridad Reguladora a tramitar procedimientos ordinarios sancionatorios contra los prestadores de servicios públicos que incurran en las faltas ahí descritas aplicando el procedimiento ordinario establecido en los artículos 214 y siguientes de la Ley General de la Administración Pública (Ley 6227).
- II.** Que conforme al artículo 6 inciso 18 del Reglamento de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado, corresponde a la Junta Directiva conocer en condición de órgano decisor de los procedimientos administrativos en los cuales la posible sanción sea la revocatoria de la concesión o el permiso.
- III.** Que el 29 de abril de 2013, el señor Raymundo Bolaños Calvo, presenta denuncia contra la empresa Folklórica Potrero S.A., solicita se revise y analice la veracidad de los hechos discutidos en el expediente OT-12-2006, y confirmar que la Aresep fue inducida a error, y remite como prueba al antes citado expediente, con el fin de que se inicie un nuevo procedimiento administrativo sancionatorio para verificar causal de revocatoria de permiso de operación modalidad autobús sobre la ruta 516 que opera la empresa Folklórica Playa Potrero S.A., toda vez que la misma opera irregularmente, y que se incorpore esta denuncia en el expediente OT-12-2006, lo anterior por cuanto considera que mediante resolución N° RRG-5659-2006 de las 11:50 horas del 26 de junio de 2006, Aresep dispone revoca el permiso de operación de la ruta 516 descrita como Santa Cruz- Belén-Playa Potrero y viceversa por infracción al artículo 41 inciso h) de la Ley 7593, pese a lo anterior señala, mediante acuerdo N° 006-059-2007, en su artículo 2, inciso 5 de la sesión extraordinaria 059-2007 del 10 de octubre de 2007, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos revocó la citada

resolución RRG-5659-2006, acogiendo el recurso de la empresa Folklórica Playa Potrero S.A.- por cuanto se confirmó que la ruta 516 ya dejó de existir, en virtud de la licitación pública 07-2000, siendo que ahora esa ruta es la número 1506, cosa que indica el denunciante no es cierta, concluye indicando que la ruta 516 nunca fue fusionada ni tampoco ha sido eliminada por el Consejo de Transporte Público, y solicita que se sancione a la empresa denunciada por infracción del inciso h) del artículo 41 de la ley 7593. (folios 3-5)

- IV. Que la Administración tiene la facultad de determinar si existe mérito o no para iniciar un proceso administrativo sancionatorio, y que en una etapa preliminar se pueden recopilar documentos o elaborar informes con el objetivo de establecer la procedencia de iniciar o no el respectivo procedimiento. Así lo ha reiterado la Procuraduría General de la República y la Sala Constitucional, esta primera en su Manual de Procedimiento Administrativo apunta:

“Dicho resumidamente: la indagación previa es correcta y pertinente, en tanto necesaria para reunir los elementos de juicio apropiados para descartar o confirmar la necesidad del procedimiento formal, o bien para permitir su correcta sustanciación, por ejemplo, cuando se deba identificar a quienes figurarán como accionados en el proceso, o recabar la prueba pertinente para la formulación de cargos que posteriormente se deberán intimar. En cualquier otro supuesto, es enteramente inexcusable subsumir dentro de la etapa de investigación un acto o actos propios del trámite formal, lo cual comportaría un quebranto indubitable del derecho de defensa o de las garantías del debido proceso.

La Sala Constitucional ha permitido que la Administración realice una investigación preliminar, con el objeto de que cuente con elementos de juicio suficientes para tomar la decisión de iniciar o no un procedimiento administrativo sancionador.”

- V. Que el artículo 292 párrafo 3. de la Ley General de la Administración Pública establece que *“La Administración rechazará de plano las peticiones que fueren extemporáneas, impertinentes, o evidentemente improcedentes (...)”*.
- VI. Que analizada la denuncia incoada y que da origen a este expediente, tenemos que los hechos denunciados fueron analizados y tramitados mediante procedimiento administrativo sancionatorio en el expediente OT-12-2006, donde se dictaron las siguientes resoluciones: RRG-5659-2006 que dio por finalizado el procedimiento, RRG-6607-2007 y RJD-84-2007, que resuelven respectivamente el recurso de revocatoria y apelación contra la primera. Asimismo, la resolución RJD-156-2008 que resolvió un incidente de nulidad interpuesto por los recurrentes y RJD-096-2014 donde se rechaza por inadmisibile el denominado incidente de hecho nuevo y la gestión de nulidad interpuestos por los señores Francisco Peraza Bustos y José Guadamuz Zúñiga y se da por agotada la vía administrativa.
- VII. Que resulta evidentemente improcedente revisar nuevamente los hechos denunciados, por cuanto la misma pretensión fue analizada y resuelta en el expediente OT-12-2006,

que cuenta con resolución en firme y carece de ulterior recurso y posibilidad de ser analizados o revisados nuevamente, por cuanto en dicho procedimiento se agotaron todos los remedios procesales posibles en sede administrativa.

- VIII.** Que una vez analizados los hechos denunciados y siendo que estos son los mismos que fueron conocidos en el expediente OT-12-2006, y al no existir nuevos elementos probatorios ni de hecho que justifiquen una nueva investigación sobre lo actuado, resulta evidentemente improcedente iniciar un nuevo procedimiento administrativo ordinario contra la empresa Folklórica Playa Potrero S.A., por los hechos denunciados, conocidos y resueltos en el expediente OT-12-2006.
- IX.** Que de conformidad con lo indicado anteriormente lo procedente es rechazar de plano por improcedente, la gestión del señor Raymundo Bolaños Calvo en su condición de representante de Transportes la Pampa Ltda., ordenar el archivo y cierre del expediente OT-229-2014.

POR TANTO:

Con fundamento en los artículos 214 siguientes y concordantes, y 292 de la Ley General de la Administración Pública (Ley 6227), artículo 41 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley 7593) y sus reformas, inciso 18 artículo 6 del Reglamento de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado;

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

Rechazar de plano la denuncia presentada por Raymundo Bolaños Calvo en representación de Transportes La Pampa Limitada contra Folklórica Playa Potrero S.A., mediante nota de fecha 24 de abril de 2013, ante esta Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos el 29 de abril de 2013, y ordenar el archivo y cierre del expediente OT-229-2014.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245, 292, y 345 de la Ley General de la Administración Pública, se indica que contra esta resolución cabe el recurso ordinario de revocatoria o reposición, el cual podrá interponerse ante la Junta Directiva, a la que corresponde su resolución.

El recurso de revocatoria o reposición deberá interponerse en el plazo de tres días hábiles, contado a partir de su notificación conforme el artículo 346 párrafo primero de la Ley 6227.

NOTIFÍQUESE.

ACUERDO FIRME.

ARTÍCULO 5. Solicitud del Instituto Costarricense de Electricidad en torno a la distribución de los gastos de combustibles para la generación térmica del 2015.

Al ser las quince horas con cuarenta minutos ingresa al salón de sesiones, la señora Karla Montero Víquez, asesora de la Intendencia de Energía, a exponer el tema objeto de este artículo.

La Junta Directiva conoce la solicitud del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), contenida en el oficio 0060-0443-2014, del 10 de noviembre de 2014, en relación con la distribución de los gastos de combustibles para la generación térmica del 2015 para aplicación de la metodología del CVC.

La señora **Karla Montero Víquez** explica los pormenores de la solicitud del ICE.

A partir de este momento la Junta Directiva sesiona de forma privada, con la presencia de los señores(as): Grettel López Castro, Anayansie Herrera Araya, Rodolfo González Blanco, Enrique Muñoz Aguilar, Carol Solano Durán y Alfredo Cordero Chinchilla.

Analizado el asunto, el señor **Dennis Meléndez Howell** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes:

ACUERDO 04-68-2014

Dar por conocida la solicitud del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), contenida en el oficio 0060-0443-2014, del 10 de noviembre de 2014, en relación con la distribución de los gastos de combustibles para la generación térmica del 2015, para aplicación de la metodología del CVC, en el entendido de que la Intendencia de Energía continuará con la elaboración de una propuesta de respuesta sobre el particular.

ARTÍCULO 6. Propuesta de “Metodología para la determinación de Tarifas de referencia para plantas de generación privada solares fotovoltaicas nuevas”.

A las dieciséis horas con treinta y cinco minutos ingresan los señores(a) Marlon Yong Chacón, Mike Osejo Villegas y Samantha Wegmann Quesada, integrantes de la Comisión Ad Hoc, a exponer el tema objeto de este artículo.

La Junta Directiva conoce el oficio conjunto 820-RG-2014/ 152-CDR-2014 del 18 de noviembre de 2014, mediante el cual el Despacho del Regulador General y el Centro de Desarrollo de la Regulación remiten la propuesta de “Metodología para la determinación de Tarifas de referencia para plantas de generación privada solares fotovoltaicas nuevas”.

El señor **Marlon Yong Chacón** explica los antecedentes, argumentos técnicos y propuesta metodológica, así como las recomendaciones del caso.

Analizado el asunto, con base en lo expuesto por la Comisión Ad Hoc, conforme a su oficio 820-RG-2014/152-CDR-2014, el señor *Dennis Meléndez Howell* somete a votación, y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes:

ACUERDO 05-68-2014

1. Someter al trámite de audiencia pública la siguiente propuesta “Metodología para la Determinación de Tarifas de Referencia para Plantas de Generación Privada Solares Fotovoltaicas Nuevas”, con fundamento en lo señalado en la propuesta remitida por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación y el Despacho del Regulador mediante el oficio conjunto 820-RG-2014/152-CDR-2014 del 18 de noviembre del 2014, cuya propuesta se copia a continuación:

I. RESUMEN

En el presente informe se plantea una propuesta que define la metodología para establecer las tarifas de referencia para plantas nuevas de generación privada solar fotovoltaica para la venta de energía eléctrica al ICE, y a otros eventuales compradores facultados por ley para tal efecto.

Con las tarifas de referencia que se fijen mediante el citado modelo, el país podrá aprovechar los instrumentos definidos en el capítulo primero de la Ley 7200 (Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela del 13 de setiembre de 1990).

La presente propuesta define un modelo tarifario para plantas de generación fotovoltaica con potencias iguales o menores que 20 MW, capaces de operar dentro de un rango de costos que cumpla con el principio de servicio al costo y de eficiencia operativa. Para ello, se establece una banda tarifaria que permite 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, todo de conformidad con la Ley 7593 y sus reformas (Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos).

Las tarifas por kWh estimadas mediante el modelo propuesto incluyen los costos de operación y mantenimiento, los costos financieros de la inversión (que contemplan la depreciación correspondiente al uso de la inversión y el servicio de la deuda); y también la rentabilidad neta del inversionista.

El modelo tarifario propuesto tiene las siguientes características:

- a. La tarifa está definida en función de las expectativas de venta de electricidad, los costos de explotación, y la recuperación y rentabilidad del capital.
- b. La estimación de los valores de costo de inversión, costo de explotación, porcentaje de degradación de los paneles solares y la vida útil del proyecto se basan principalmente en el informe técnico “Determinación de la tarifa retributiva para instalaciones FV en Costa Rica”, el

cual fue elaborado especialmente para el desarrollo de este modelo tarifario, este informe se realizó dentro del marco de un proyecto de cooperación técnica entre la Agencia de Cooperación Alemana (GIZ) y la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Fue realizado por ECLAREON/ Bundesverband Solarwirtschaft e.V (2014) y es un estudio realizado bajo contrato con la Agencia de Cooperación Alemana (GIZ), en el marco del Programa 4E en Centroamérica PN2009.2262.5-001.00 (Anexo 1). Esta fuente de información se mantendrá vigente mientras no sea sustituida por otra más actualizada que cumpla con requisitos adecuados de confiabilidad, calidad y posibilidad de divulgación de sus datos. Además, el factor de planta utilizado se obtiene del informe del ICE denominado “Energía solar fotovoltaica. Aspectos técnicos y simulación de una tarifa de referencia”. Dicho Informe se adjunta como Anexo 2.

- c. Mediante el componente denominado “Costo Fijo por Capital” (CFC) se pretende garantizar 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.
- d. Las condiciones del financiamiento se definieron de la siguiente manera: i) el plazo de amortización se fijó en 20 años, para equipararlo 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 de generación privados que utiliza la Aresep en las fijaciones tarifarias de generación privada y iv) otras variables que se utilizan para aplicar un método de estimación del costo del capital (conocido como el método CAPM “Capital Asset Pricing Model”) se tomarán de fuentes de información adquiridas por la institución para fines regulatorios, basadas en información para el análisis financiero, siempre y cuando sean fuentes confiables y rigurosas del mercado respecto al cálculo del costo de capital, tal y como se explicará adelante.
- e. Las tarifas o precios (p) se determinarán mediante la aplicación de una fórmula que incluye los costos de explotación (CE), el costo fijo por capital (CFC) y las expectativas de venta de energía (E).

$$CE + CFC = p * E \text{ (Ecuación 1 de la propuesta)}$$

Despejando la variable “p” esta estará determinada por las expectativas de venta de electricidad (E), de los costos de explotación y la inversión, tal y como se detalla:

$$p = \frac{(CE+CFC)}{E}, \text{ con E distinto de } = 0 \text{ (Ecuación 2 de la propuesta)}$$

- f. El Costo Fijo por Capital (CFC) es el resultado de la multiplicación del monto total de la inversión unitaria (M) por el factor que refleja las condiciones de inversión (FC).

- g. Se establece una banda tarifaria con el propósito de permitir al comprador ofrecer precios atractivos a empresas con diversas condiciones de producción, siempre y cuando presenten niveles de costos razonables regulatoriamente y eficiencia operativa.
- h. Los valores límite de la banda tarifaria se determinan a partir de variaciones en los costos de inversión.
- i. La banda de precios será el marco de referencia que deberán utilizar aquellos actores involucrados en transacciones de energía reguladas por esta metodología, a la hora de suscribir los respectivos contratos.
- j. El ajuste de precios se realizará al menos una vez al año, de conformidad con lo que establece la Ley 7593 para los nuevos contratos que se realicen. Las variables determinadas en esta metodología mediante informes técnicos deberán ser revisadas con una periodicidad no mayor a los cinco años. En ningún momento los precios pagados por la compra de energía eléctrica pueden ser mayores que el límite superior de la banda tarifaria vigente, ni menores que el límite inferior de esa banda.
- k. Las tarifas resultantes de la metodología detallada serán expresadas y facturadas en la moneda 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.

II. ANTECEDENTES

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos se encuentra en la actualidad en un proceso de formalización y diseño de metodologías en todos los sectores regulados. En el sector eléctrico y específicamente en generación privada, en los últimos años se han aprobado una serie de modelos tarifarios aplicables a la compra y venta de energía eléctrica producida por generadores privados, mediante distintas fuentes como son la hidroeléctrica, la eólica y la biomasa. Esas transacciones de energía han estado enmarcadas dentro de lo que establece el Capítulo I de la Ley 7200.

Con el objetivo de iniciar la formulación metodológica y de contar información para la aplicación de la misma, así como conocer mejor el mercado, se realizó dentro del marco de un proyecto de cooperación técnica entre la Agencia de Cooperación Alemana (GIZ) y la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos un informe técnico titulado “Determinación de la tarifa retributiva para instalaciones FV en Costa Rica”, el cual fue elaborado por ECLAREON/ Bundesverband Solarwirtschaft e.V (2014), realizado bajo contrato con la Agencia de Cooperación Alemana (GIZ), en el marco del Programa 4E en Centroamérica.

Es importante señalar que desde el año 2011, se ha presentado una notable reducción de los precios de la energía fotovoltaica en el mercado internacional. En consecuencia, la industria de generación fotovoltaica se ha vuelto más competitiva en relación con la industria de generación de electricidad mediante otras fuentes renovables. Entre otras, esta es una de las razones por las

cuales, en los últimos años ha crecido el interés de incorporar este tipo de energía en el Sistema Eléctrico Nacional por parte del ICE y de otras empresas distribuidoras de electricidad del país.

III. JUSTIFICACIÓN

El Sector Eléctrico Nacional (SEN) se encuentra en una etapa en la que se requiere de la incorporación de la mayor cantidad posible de energía proveniente de plantas de generación de electricidad, que utilicen fuentes de energía no convencionales y tengan costos inferiores a los de las plantas térmicas.

Entre los esfuerzos estatales para la generación con fuentes no tradicionales, se encuentra la determinación de esquemas tarifarios con plantas de generación de electricidad con tales fuentes. Esos esquemas tarifarios deben cumplir con el principio de servicio al costo que establece la Ley 7593 y los otros principios y criterios establecidos por la ARESEP.

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 no tradicionales 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 establezcan centrales eléctricas cuya capacidad instalada no sobrepase los veinte mil kilovatios (20 000 KW) y que utilicen fuentes no convencionales de energía. 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.

Adicionalmente, la Ley 8345 sobre Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el desarrollo nacional, en su artículo 9 señala que *“Las asociaciones cooperativas y las empresas de servicios públicos municipales amparadas a la presente Ley, podrán disponer la venta del excedente de energía eléctrica al ICE o entre sí mismas.”*

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, y para aquellas compraventas de energía eléctrica proveniente de plantas fotovoltaicas privadas con condiciones similares a las que establece el Capítulo 1 de la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por Aresep.

Las tarifas resultantes de la aplicación de esta metodología 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 que firmen un contrato con el ICE y cuya fuente energética sea solar fotovoltaica. La tarifa resultante también servirá para la venta de electricidad solar fotovoltaica por parte de los generadores privados a otros agentes en el Mercado Eléctrico Nacional, siempre que el marco legal vigente lo permita y que esas transacciones deban ser reguladas por la Aresep.

Para iniciar la formulación de la metodología y poder asegurar la aplicación de ésta se realizó un proyecto dentro del marco de cooperación técnica entre la Agencia de Cooperación Alemana (GIZ) y la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos con el cual se obtuvo el informe técnico mencionado anteriormente. Para la Aresep, fue necesario gestionar la contratación de este estudio, debido a la existencia de información incompleta sobre costos de inversión y operación de generación fotovoltaica en fuentes de información públicas.

La metodología utilizada para solar fotovoltaica es compatible con la formulación de las últimas metodologías aprobadas por la Aresep para la generación privada de plantas nuevas. La información obtenida será utilizada para la aplicación de la metodología para determinar las tarifas de referencia, en cuanto a monto de inversión, costos de explotación y factor de planta.

Es deseable que el límite inferior de la banda tarifaria permita la entrada de las empresas más eficiente y poder trasladar estas eficiencias a los usuarios finales del servicio en forma de menores precios. Diversas subastas realizadas en Latinoamérica han mostrado una tendencia a la baja en cuanto a los precios ofertados para la fuente solar fotovoltaica, por ejemplo, este año en El Salvador los precios ofertados por las empresas adjudicadas para este tipo de fuente son de 10,19 centavos de US\$/KWh para un proyecto de 60 MW y 12,34 centavos de US\$/KWh para tres proyectos de diferentes capacidades (20 MW, 8 MW y 6 MW); en Uruguay, en el año 2013 se ofertaron precios de entre 16,01 y 9,35 centavos de US\$/KWh (7 ofertas) para capacidades iguales o menores de 1 MW y entre 12,65 y 9,8 centavos de US\$/KWh (4 ofertas) para capacidades de 5 MW; en Guatemala en el 2012 se adjudicó una planta de 5 MW con un precio de 13,8 centavos de US\$/KWh; y en Perú se puede observar la caída que han sufrido los precios de esta tecnología ya que en la subasta del 2010 los precios adjudicados rondaron los 22,0 centavos de US\$/KWh para plantas con capacidad de 20 MW y en el 2011, tan solo un año después se adjudicó una planta de 16 MW con un precio de 11,99 centavos de US\$/KWh. En el mes de octubre del presente año, Brasil adjudicó 890 MW en precios que oscilan entre 8,13 y 8,94 centavos de US\$/KWh, siendo el precio techo de 10,7 centavos de US\$/KWh. Recientemente, Guatemala realizó una licitación de bloques de energía en la cual se adjudicó un proyecto solar y a finales del presente año, se realizará una subasta en Panamá para proyectos solares¹.

Adicionalmente, a lo largo de los últimos años se ha podido observar las rápidas mejoras tecnológicas que han sufrido esta fuente de energía y el abaratamiento en los equipos utilizados para su instalación. Esta tendencia ha sido mencionada en diferente literatura como lo es el “*Annual Energy Outlook 2014 with projections to 2040*” U.S. Energy Information Administration (2014) donde se proyecta una disminución de costos, así como en el estudio de ECLAREON/Bundesverband Solarwirtschaft e.V (2014).

Por otra parte, el límite superior de la banda tarifaria no debe separarse significativamente de los costos esperados y reflejar la tendencia mostrada en estos. En ese sentido y por consistencia con las otras metodologías de plantas nuevas aprobadas por la Aresep, se propone que dicha banda superior sea calculada como los costos de inversión promedio más una desviación estándar. De esta manera, se espera establecer un precio que cumpla con el principio de servicio al costo para

¹ Tomado del sitio web: <http://www.pv-magazine-latam.com> el día 07 de noviembre de 2014.

los inversionistas, sin tener que ampliar la banda en exceso ni incurrir en inversiones muy caras y que puedan resultar ineficientes.

El objetivo de crear una banda de precios para la generación privada de electricidad mediante plantas nuevas solares fotovoltaicas permite capturar en el tiempo los efectos de las mejores innovaciones tecnológicas, la competencia, la contestabilidad del mercado, procurando con ello un beneficio al consumidor, dentro del equilibrio entre los intereses de productores y consumidores y asegurando la continuidad y calidad del servicio público. Al considerar, una desviación estándar por encima del promedio y tres por debajo del promedio, se abarca el 84% de las posibilidades de que los costos de inversión se ubiquen en ese rango. El fin de abarcar la mayor cantidad de datos posibles respecto al “lado izquierdo de la cola”, dada la información disponible, es deseable para que los generadores privados puedan ofertar tarifas menores a las de referencia, de forma que en última instancia se puedan reducir los precios finales al consumidor. Es decir, que se aproveche la mejora de la tecnología y la innovación. Los precios de referencia aplicados para plantas nuevas toman en cuenta la eficiencia técnica relativa del conjunto de plantas que se utilizan para el cálculo, por lo que dichos precios cumplen con el principio de servicio al costo.

Finalmente se utilizan los factores de planta definidos en el documento “Energía solar fotovoltaica. Aspectos técnicos y simulación de una tarifa de referencia”, elaborado por el Centro Nacional de Planificación Eléctrica del Instituto Costarricense de Electricidad (2013, adjunto en el Anexo 2). La información proveniente de este estudio que es utilizada para definir los valores de factor de planta se seleccionó por contemplar mediciones reales realizadas en el sitio en sectores de alta radicación solar. Debe considerarse que a mayor factor de planta, mayor producción de electricidad.

IV. MARCO LEGAL

El establecimiento de un modelo que permita la fijación de tarifas de generación privada para plantas nuevas de generación solar fotovoltaica, encuentra sustento legal en las leyes, resoluciones y documentos de la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos que se citan a continuación.

1. Competencias de la Autoridad Reguladora para establecer metodologías tarifarias

La Ley N° 7593 transformó al Servicio Nacional de Electricidad (SNE), 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.

Respecto a dicha función regulatoria de la Aresep, la Procuraduría General de la República se ha pronunciado estableciendo lo siguiente:

“ (...)”

1.-La fijación de las tarifas y la posición de la Procuraduría

La función reguladora es una técnica de intervención de los poderes públicos en el mercado, que entraña un control continuo sobre una actividad, a fin de hacer prevalecer el interés público sobre el interés privado (dictamen N. C-250-99 de 21 de diciembre de 1999).

La fijación tarifaria se inscribe dentro de la técnica reguladora. En efecto, la regulación se traduce en control de tarifas y de servicios, lo cual se justifica por el interés público presente en los servicios públicos. La tarifa debe cubrir los costos del servicio y permitir un normal beneficio o utilidad para el prestatario del servicio. Permítasenos la siguiente cita:

"Una de esas leyes, unánimemente aceptada hoy, puede formularse así: las tarifas de los servicios públicos deben corresponder a los costes reales del mismo, lo que significa que el conjunto de los ingresos procedentes del mismo debe cubrir el conjunto de los costes razonables que sean necesarios para producirlo. Con ello se afirma, de una parte, que los precios no deben alejarse de los costes medios por unidad de producto, incluyendo en estos, como es lógico, un normal beneficio para los inversores; de otra parte, se quiere decir que los costes deben ser sufragados por los usuarios, no por los accionistas, ni por los contribuyentes, ni por la economía en su conjunto recurriendo a préstamos inflacionistas de la banca central; en tercer lugar, se quiere decir también que la tarifa debe cubrir los costes y nada más que los costes: es un error económico y un dislate jurídico que la tarifa se convierta en un cajón de sastre donde cabe cualquier cosa: una exacción fiscal encubierta, una subvención a terceros, una protección arancelaria o cualquier otra finalidad ajena al servicio...

Así pues, el principio esencial que debe presidir toda política de tarifas es el principio del coste real y total del servicio...". G, ARIÑO: Economía y sociedad, Marcial Pons, Madrid, 1993, p.334. La cursiva es del original.

La función de regulación es confiada a la ARESEP por el artículo 5 de la Ley N.º 7593 de 9 de agosto de 1996. La Autoridad Reguladora ostenta, entonces, el poder de imponer a los concesionarios del servicio público las reglas que deben seguirse para la fijación de la tarifa o del ajuste tarifario. En concreto, las tarifas que podrán cobrar a los usuarios por la prestación del servicio.

(...)" Dictamen C-329 del 4 de diciembre de 2002.

Asimismo, 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). Ver en igual sentido, la sentencia 005-2008 de las 9:15 horas del 15 de abril de 2008, dictada por el Tribunal Contencioso Administrativo, Sección Sexta.*

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 N° 7593.

El procedimiento para tal efecto, es el de la audiencia pública, establecido en el artículo 36 de la Ley N° 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 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.

(...)

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.

(...).”

En el ejercicio de esas competencias regulatorias, se debe considerar lo dispuesto en la Ley N° 7593 y su reglamento, de dicha Ley es preciso observar específicamente los artículos 1, 3, 4, 5, 9, 24, 31 y 32, así como el artículo 16 de la Ley General de la Administración Pública, que a continuación se transcriben:

- 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, transmisión, distribución y comercialización.*

(...)”

“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. Suministro de información.

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 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.

(...)

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.”

- 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.”*

2. Competencia de la Junta Directiva para emitir las metodologías

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 Órgano Desconcentrado se encuentra facultada para dictar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos mercados. Dicho reglamento vigente, fue publicado en La Gaceta No. 105, del 3 de junio de 2013 y establece lo siguiente:

“Artículo 6. Junta Directiva.

Le corresponde definir la orientación estratégica y las políticas internas que permitan a la Aresep ejercer las potestades y competencias establecidas en el ordenamiento jurídico. Es el superior jerárquico del Consejo de la Sutel y del Auditor Interno y Subauditor.

Cuando así lo requiera, la Junta Directiva contará con asesores especializados y con el apoyo de las demás dependencias de la Institución, de conformidad con las funciones que les asigna este reglamento.

Tiene las siguientes funciones:

(...)

16. Aprobar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos sectores regulados bajo su competencia.

(...)”

En la Ley N° 7593:

“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.
(...)”*

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 el de suministro de energía eléctrica en sus etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización; 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.

Una vez que se ha determinado el marco jurídico que respalda el ejercicio de la función regulatoria por parte de la Aresep y de su facultad para emitir metodologías que le permitan la fijación de tarifas, es preciso observar el servicio público cuya metodología nos ocupa.

3. Regulación del servicio de suministro de energía eléctrica en Costa Rica

Tratándose del sector eléctrico en Costa Rica, la definición de políticas y planes nacionales referentes a este sector, que orientan las acciones de los agentes, corresponde a la Dirección Sectorial de Energía (DSE), perteneciente al Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), que elabora el Plan Nacional de Energía -PNE- (actualmente, rige el VI Plan Nacional de Energía 2012-2030), y el Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica, con el Plan Nacional de Desarrollo (PND). Asimismo, la labor de regulación (incluida la fijación de tarifas) del servicio de suministro de energía eléctrica en todas sus etapas, está a cargo de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), según el artículo 5 inciso a) de la Ley N° 7593.

La prestación de este servicio público, como cualquier otro, amerita por parte de la Aresep, la fijación de tarifas, ello de conformidad con la normativa aplicable y las metodologías que se establezcan al efecto.

En cuanto al servicio de suministro de energía eléctrica, la Aresep debe realizar su labor también con vista en el Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos (Decreto N° 29847-MP-MINAE-MEIC del 19 de noviembre de 2001), que dispone lo siguiente:

“Artículo 1º. Campo de aplicación. Este Reglamento define y describe las condiciones principales en que debe suministrarse el servicio eléctrico, en condiciones normales de explotación.

Su aplicación es obligatoria para las empresas eléctricas que se encuentren establecidas en el país o que llegaren a establecerse bajo régimen de concesión, de conformidad con las leyes correspondientes.

Las condiciones aquí estipuladas pueden ser ampliadas y detalladas parcial o totalmente por los términos del contrato de prestación del servicio, suscrito entre el abonado y la empresa o entre empresas, previa autorización de la Autoridad

Reguladora, siempre y cuando no se afecten las condiciones del servicio a terceros.”

“Artículo 2º. Objeto. *El presente Reglamento define y dispone las condiciones generales bajo las cuales se ejercerá la regulación del servicio eléctrico que brindan las empresas a los abonados y usuarios, en las áreas técnicas y económicas.”*

El sistema de suministro eléctrico, comprende el conjunto de medios y elementos útiles para la generación, la transmisión (transporte), la distribución y la comercialización de la energía eléctrica.

La etapa de generación de energía eléctrica consiste en transformar alguna clase de energía primaria (química, cinética, térmica o lumínica, entre otras), en energía eléctrica, mediante instalaciones denominadas centrales eléctricas.

Son diversas las fuentes que se pueden emplear para generar energía eléctrica, entre las que encontramos:

- A partir de la energía liberada en forma de calor, normalmente la combustión de combustibles fósiles, como petróleo, gas natural o carbón se produce energía termoeléctrica.
- Mediante la radiación solar, se genera energía solar fotovoltaica.
- A través de la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire o vibraciones del viento, se produce la energía eólica.
- Mediante el aprovechamiento del calor del interior de la tierra, se genera energía geotérmica.
- Con el aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente del agua, saltos de agua o mareas, se produce energía hidroeléctrica.
- A partir de energía nuclear, se produce energía eléctrica.

Dependiendo de la etapa en la que se encuentre el servicio de suministro de energía eléctrica, así será la intervención de los diversos participantes del sector, y conforme a ello, la Aresep fijará las tarifas.

4. Participantes y sustento legal que los habilita como prestadores del servicio

Analizando la etapa de generación eléctrica, es posible observar que son diversos los agentes participantes en el servicio de suministro de energía eléctrica. La participación de cada uno de ellos, en alguna de las etapas dichas (o incluso en todas), se encuentra debidamente sustentada en una ley específica o en su efecto la concesión que les habilita para prestar el servicio público, regulado por la Aresep y sujeto a las tarifas establecidas por esta.

En la etapa de generación, se tiene que los participantes son tanto del sector público, como del sector privado, a saber:

- El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) que es el mayor generador del país (de conformidad con las Leyes 449 y 8660).
- Las empresas privadas (de conformidad con las Ley N° 7200 y 7508).
- Las empresas de servicios públicos municipales (según la Ley N° 8345). Hasta el momento tienen dicha condición, solamente la Empresa de Servicios Públicos de Heredia –ESPH- (de conformidad con las Leyes N° 5889 y 7789) y la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago- JASEC- (según las leyes N° 7799 y 8345).
- La Compañía Nacional de Fuerza y Luz –CNFL, S.A.- (de conformidad con el Contrato Eléctrico del 8 de abril de 1941 –Contrato- ley 2, modificado por la Ley 4197 y 4977).
- Las cooperativas de electrificación rural, bajo la figura de asociaciones o consorcios formados por dichas cooperativas (según las leyes N° 7200 y 8345), a saber: Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz, R. L., Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R. L., Cooperativa de Electrificación Rural de los Santos, R. L., Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R. L., Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica, R. L. (CONELÉCTRICAS, R. L.), constituido por las asociaciones cooperativas listadas anteriormente.

De forma específica, la norma que sustenta la generación privada es:

- Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela, Ley N° 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), conforme a las tarifas aprobadas por el Servicio Nacional de Electricidad (SNE) ().”*

(...)”

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 2º 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).*

Artículo 14. “Las tarifas para la compra de energía eléctrica, por parte del Instituto Costarricense de Electricidad, requieren la expresa y previa fijación del Servicio Nacional de Electricidad, el que, antes de emitir la resolución final, solicitará el criterio de los concesionarios afectados.

El Instituto Costarricense de Electricidad presentará solicitudes de cambio de tarifas en cada ocasión, que deberán ser las más favorables para el público consumidor, dentro del principio de costo evitado de inversión y operación del sistema nacional interconectado, con un criterio económico nacional.

En los ajustes periódicos de las tarifas que se incluyan en el contrato de compraventa, se tomarán en cuenta los factores usuales de variación de costos, tales como la devaluación monetaria, la inflación local y otros no previstos, que se harán efectivos por medio de una fórmula automática establecida por el Servicio Nacional de Electricidad. Estos ajustes, lo mismo que los precios, no requerirán la venia del Poder Ejecutivo. En la estructura de precios se considerarán las características de suministro de energía de las centrales eléctricas de limitada capacidad.”

- Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, Ley N° 8345:

Artículo 9. (...) “Las asociaciones cooperativas y las empresas de servicios públicos municipales amparadas a la presente Ley, podrán disponer la venta del excedente de energía eléctrica al ICE o entre sí mismas” (...)

De acuerdo con la normativa citada, la Ley N° 7593 y su reglamento, con el Reglamento Sectorial de Servicios, con las normas técnicas dictadas por la Aresep, y con las metodologías que se emitan al respecto, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, regula la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica en Costa Rica, por parte de los sujetos autorizados para ello. Por lo anterior, se encuentra sustento para elaborar una metodología que refleje la estructura de costos, de financiamiento, los rendimientos requeridos de acuerdo con el principio de servicio al costo y aspectos técnicos, de tal forma que se obtengan tarifas de referencia que permitan el desarrollo competitivo de la generación solar fotovoltaica privada.

V. DEFINICIÓN DE LA METODOLOGÍA TARIFARIA

1. Objetivo

El objetivo de la metodología consiste en establecer una banda tarifaria para las plantas de generación solar fotovoltaica.

Con este propósito, se ha definido un modelo tarifario para plantas de generación solar fotovoltaica con potencias iguales o menores que 20 MW, capaces de operar dentro de un rango aceptable regulatoriamente de costos y de eficiencia operativa. Para ello, se ofrece una banda tarifaria que permite al comprador ofrecer una gama de 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.

2. Alcance

El modelo que se presenta es aplicable a las fijaciones tarifarias de las ventas de energía al ICE por parte de generadores privados que produzcan con plantas solares fotovoltaicas nuevas, en el marco de lo que establece el Capítulo 1 de la Ley 7200, y para aquellas compraventas de energía eléctrica proveniente de plantas solares fotovoltaicas privadas nuevas con condiciones similares a las que establece el Capítulo 1 de la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por la ARESEP.

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

Queda fuera del alcance de esta metodología la determinación de tarifas de generación a pequeña escala para autoconsumo con fuente solar fotovoltaica, tarifas que se estarían determinando en el marco de la normativa técnica “*Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional AR-NT-POASEN*”, mediante una metodología particular.

3. Modelo General

En general, se puede expresar la ecuación económica del suministro de energía eléctrica desde la perspectiva del generador privado, de la siguiente manera:

$$CE + CFC = p * E \quad (\text{Ecuación 1})$$

Donde:

CE	=	Costos de explotación
CFC	=	Costo fijo por capital
p	=	Tarifa de venta
E	=	Expectativas de venta (cantidad de energía)

Se puede observar que en la ecuación 1, los costos se igualan a los ingresos.

Despejando la tarifa de venta (p), se obtiene:

$$p = \frac{CE+CFC}{E} \quad \text{con } E \text{ diferente de } 0, \quad (\text{Ecuación 2})$$

De lo anterior se desprende que para efectos de este modelo, la tarifa depende tanto de las expectativas de venta de electricidad como de los costos de explotación y el costo del capital. En consecuencia, el modelo para la determinación de la tarifa de venta de energía eléctrica por parte

de generadores privados nuevos, requiere de la definición de las expectativas de venta y los costos tanto de explotación como los de inversión y su rentabilidad.

3.1 Expectativas de venta (E)

La producción de la planta 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, de 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 influye en la eficiencia del proceso de 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, 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:

$$E = C * 8760 * fp \text{ (Ecuación 3)}$$

Donde:

E	=	Ventas anuales (cantidad de energía)
C	=	Capacidad instalada de la planta
$8\ 760$	=	Cantidad de horas de un año (24 horas * 365 días)
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:

$$E = 8\ 760 * fp \text{ (Ecuación 4)}$$

Donde:

E	=	Ventas anuales (cantidad de energía)
$8\ 760$	=	Cantidad de horas de un año (24 horas * 365 días)
fp	=	Factor de planta aplicable según la fuente

Para la determinación del factor de planta (fp) se aplicarán los siguientes criterios:

- Se utiliza el factor de planta obtenido del informe “Energía solar fotovoltaica. Aspectos técnicos y simulación de una tarifa de referencia”, Centro Nacional de Planificación Eléctrica, Instituto Costarricense de Electricidad (2013). El valor utilizado es el

correspondiente a Liberia Policristalino de la tabla 7, referido en la página 26 del estudio antes mencionado.

- b. Se calcula el valor promedio del factor de planta durante los veinte años de contrato, tomando en cuenta una degradación de los paneles solares de 0,5% anual (esto afecta la producción fotovoltaica negativamente), según se estableció en la página 28 del estudio ECLAREON/BSW (2014).
- c. El resultado obtenido en el punto b. es el que se utiliza como factor de planta.

Los criterios mencionados anteriormente para determinar los valores de factor de planta se mantendrán vigentes mientras no sean sustituidas las fuentes de información asociadas con esos criterios, por otras más actualizadas que cumplan con requisitos adecuados de confiabilidad, calidad y posibilidad de divulgación de sus datos. La adopción de nuevas fuentes de información con ese propósito se deberá justificar mediante un informe técnico.

3.2 Costos de Explotación (CE)

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, administrativos, etcétera). Estos gastos efectivos no deben incluirse la depreciación, ni los gastos financieros ni los impuestos asociados a utilidades o ganancias.

El valor unitario de costo de explotación a emplear en la metodología, se obtiene de la siguiente manera:

- a. Se utilizan los datos de costos operativos de instalaciones estándar denominados en dólares de los Estados Unidos de América por kilovatio por año (US\$/kW/año) obtenidos del estudio: “Determinación de la tarifa retributiva para instalaciones FV en Costa Rica”, realizado por ECLAREON/ Bundesverband Solarwirtschaft e.V (2014) bajo contrato con la Agencia de Cooperación Alemana (GIZ), en el marco del Programa 4E en Centroamérica PN2009.2262.5-001.00, en la página 54, anexo 7, ilustración 26. En adelante, se referirá a este estudio como ECLAREON/BSW (2014). Estos valores son el resultado del análisis de los datos de costo de explotación obtenidos de las entrevistas a empresas instaladoras de plantas fotovoltaicas, como parte del estudio expuesto en ECLAREON/BSW (2014).
- b. De la información anterior, se calcula el promedio simple de los datos de las entrevistas contestadas sobre este rubro.

Los criterios mencionados anteriormente para determinar los valores de costo de explotación se mantendrán vigentes mientras no sea sustituida la fuente de información asociada con esos criterios, por otras más actualizadas que cumplan con requisitos adecuados de confiabilidad, calidad y posibilidad de divulgación de sus datos. La adopción de nuevas fuentes de información con ese propósito se deberá justificar mediante un informe técnico, el cual se propone que sea

elaborado en un plazo no mayor a los cinco años, contados a partir de la eficacia de la presente metodología.

3.3 Costo fijo por capital (CFC)

Mediante el componente denominado “Costo Fijo por Capital” (CFC) se pretende garantizar 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 esperada por los inversionistas sobre sus aportes, 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 determinará mediante la siguiente ecuación:

$$CFC = M * FC \text{ (Ecuación 5)}$$

Donde:

<i>CFC</i>	=	Costo Fijo por capital
<i>M</i>	=	Monto total de la inversión unitaria
<i>FC</i>	=	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. Se determina mediante la siguiente ecuación, la cual 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 la rentabilidad esperada:

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

(Ecuación 6)

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 de la planta (años)

El factor que resulta de esta fórmula refleja un valor medio 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 de la utilidad que le corresponde a “comprar” la participación de los entes financieros en la propiedad de la misma. De este modo, una vez amortizada la deuda, el inversionista se convierte en el único propietario.

Con respecto al cálculo de la rentabilidad sobre los aportes “ ρ ” el mismo se realizará de acuerdo con la metodología Capital Assets Pricing Model, o CAPM (trad. lit. Modelo de valoración de activos de capital) establecida por la ARESEP y se emplearán las fuentes y base de datos que el Ente Regulador establezca.

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

3.3.1 Apalancamiento (Ψ)

El valor de apalancamiento financiero se utiliza para estimar la relación entre deuda y capital propio.

El cálculo de este valor se hará mediante la determinación de una muestra de apalancamiento (financiamiento) de plantas eléctricas en la medida de lo posible similares a las plantas que se pretende tarifar.

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

Este valor se actualizará en cada fijación tarifaria.

3.3.2 Rentabilidad sobre aportes al capital (ρ)

El cálculo de la rentabilidad sobre los aportes al capital se determina mediante el método denominado Modelo de Valoración de Activos de Capital, conocido comúnmente como CAPM (en inglés, “Capital Asset Pricing Model”).

El método CAPM estima el costo del capital propio. 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).

La Aresep empleará para la obtención del CAPM fuentes de información adquiridas por la institución para fines regulatorios, basadas en información para el análisis financiero, siempre y cuando sean fuentes confiables y rigurosas del mercado respecto al cálculo del costo de capital.

Si se contara con varias fuentes de información financiera especializada en el cálculo del CAPM, se dará prioridad a aquellas que mediante el software con que se administran sus datos, sea posible estimar directamente los valores del CAPM para sectores y empresas vinculadas al

segmento eléctrico que se considera en el alcance de la presente metodología, procediendo de la siguiente forma:

a) Fuentes de información financiera especializadas

Los criterios para la selección de la fuente de información financiera a utilizar para la obtención del Costo de Capital (CAPM) son los siguientes:

- Debe estar basada en un software o plataforma virtual para el análisis financiero, que proporcione preferentemente información referente a valores directos del costo de capital del sector que se regula, en este caso para el segmento de generación eléctrica con fuentes renovables.
- La información disponible debe estar fundamentada en información pública de las diferentes compañías listadas en las bolsas de valores a nivel mundial.
- Debe permitir búsquedas en dos o más de las siguientes clasificaciones industriales:
Código Standard Industrial Classification (SIC),
Código North American Industry Classification System (NAICS)
Código Global Industry Classification Standard (GICS)
Código Industry Classification Benchmark (ICB)
- Debe proveer y permitir identificar información para empresas ubicadas en el segmento de generación eléctrica con fuentes renovables.
- Debe ofrecer valores para el CAPM en distintos periodos de tiempo (diaria, mensual, trimestral, anual).

b) Obtención del costo de capital propio (CAPM)

Paso 1: Definición de la clasificación industrial a utilizar. Para ello, se escogerá aquella clasificación que permita obtener la agrupación de empresas cuya conformación sea lo más cercana posible al conjunto de empresas que forman parte de la industria considerada en el alcance de la metodología tarifaria, en este caso, el sector de generación eléctrica solar. Así mismo, que permita ubicar el mayor número de empresas que cumplan con el criterio anterior.

Paso 2: Selección del grupo de empresas de referencia. Dentro de la clasificación industrial seleccionada, se escogerá el grupo de empresas cuya conformación y descripción se ajuste al sector de generación eléctrica solar. Se seleccionarán las empresas de generación eléctrica que ha este nivel de desagregación sean específicas de la generación solar.

Paso 3: Selección de la muestra de empresas de generación eléctrica solar. Se seleccionará la muestra de empresas para la estimación del CAPM, considerando aquellas empresas para las cuales toda o parte de su actividad sea la generación de energía eléctrica solar.

Paso 4: Cálculo del valor del CAPM. Para ello, primero se obtiene el CAPM para cada empresa individual para los últimos 12 meses anteriores disponibles al día de la audiencia pública; luego se calcula la media aritmética simple de la información de todas las empresas. Posteriormente, de los datos obtenidos anteriormente se excluyen los valores extremos, este procedimiento deberá

estar a cargo de un profesional en estadística y finalmente, se calcula una media aritmética simple de los valores resultantes.

Para su aprobación, se deberá incluir el informe técnico que justifique la clasificación industrial y las empresas seleccionadas para el cálculo del CAPM, además de incluir los valores obtenidos para cada empresa y los cálculos respectivos para obtener el valor final del costo de capital propio. Para efectos de la presente metodología la fuente primaria de información es Bloomberg L.P., de la cual se obtienen los valores de CAPM de las empresas de generación eléctrica con fuente solar de manera directa. Si esta fuente dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea privada y confiable y que cumpla con el inciso a de la sección 3.3.2.

En el caso que la Aresep no cuente con acceso a fuentes de información financiera (privadas) especializadas y adquiridas por la institución con fines regulatorios que tengan el desglose requerido en el punto a) anterior, se empleará para el cálculo del CAPM la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, de la Universidad de New York. El CAPM determina el costo del capital propio promedio para cada industria, según la siguiente fórmula:

$$\rho = k_l + \beta_a * PR + RP \text{ (Ecuación 7)}$$

Donde:

ρ	=	Rentabilidad sobre los aportes de capital propio (Costo de capital propio).
k_l	=	Tasa libre de riesgo, la cual corresponde a una alternativa de inversión que no tiene riesgo para el inversionista.
β_a	=	Beta apalancada de la inversión. Es la co-varianza de la rentabilidad de un activo determinado y la rentabilidad del mercado. Se denomina “apalancada” ya que se ha ajustado para considerar que parte de la inversión se financia con deuda.
PR	=	Prima por riesgo. Se define como la diferencia entre la tasa libre de riesgo y la tasa de rendimiento del mercado.
RP	=	Riesgo país. Es el riesgo de una inversión económica debido sólo a factores específicos y comunes de un cierto país.

El beta apalancado se denomina “apalancada” cuando parte de la inversión se financia con deuda y se obtiene de la siguiente fórmula:

$$\beta_a = \beta_d * (1 + (1 - t) * \frac{D}{Kp}) \text{ (Ecuación 8)}$$

Donde:

β_a	=	Beta apalancada
β_d	=	Beta desapalancada
t	=	Tasa de impuesto sobre la renta
D/Kp	=	Relación entre deuda y capital propio (estimada por medio del apalancamiento financiero)

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

- Tasa libre de riesgo (k_f): Es la tasa nominal (TCMNOM) de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (USA). Se utilizará la tasa con el mismo período de maduración al que se calcula la prima por riesgo, la cual está disponible en la página de internet de la Reserva Federal de los Estados Unidos, en la dirección de internet: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>.
- Beta desapalancada (β_d): se utilizan los valores del beta desapalancado del sector denominado “*Utility (General)*”. Esta variable se empleará para el cálculo del beta apalancado de la inversión.
- Prima por riesgo (PR): Se empleará la variable denominada “*Implied Premium (FCFE)*”.
- Riesgo país (RP): Se considera el valor publicado para Costa Rica, de los datos denominados *Risk Premiums for the other markets*, donde el riesgo país se denomina *Country Risk premium*.

Los valores para las variables indicadas para las cuales no se indica fuente en esta alternativa se obtendrán de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de Internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>.

Estas variables serán utilizadas de manera consistente, en cuanto a extensión de la serie histórica (5 años), la frecuencia de las observaciones (una observación por año, correspondiente al promedio anual publicado) y el cálculo del promedio (promedio aritmético simple de las 5 observaciones correspondientes a los 5 años más recientes para los que se disponga de información). En el caso de que, para alguna(s) de las variables citadas, no sea posible para ARESEP contar con una serie histórica reciente que complete 5 observaciones anuales, se utilizará la serie histórica menor a 5 años pero que sea igual para todas las variables.

- Relación entre deuda y capital propio (D/Kp): Se estima con la fórmula $D/Kp = Y/(1-Y)$, donde Y es el apalancamiento financiero. Para este cálculo se utilizará los datos incluidos en la sección 3.3.1. El dato de apalancamiento podrá ser actualizado por la Autoridad Reguladora.
- Tasa de impuesto sobre la renta: Es la tasa impositiva para personas jurídicas con fines de lucro, correspondiente al último tracto de impuestos sobre la renta –la tasa marginal mayor- establecida y actualizada vía decreto por el Ministerio de Hacienda.

Este valor se actualizará en cada fijación tarifaria.

3.3.3 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 (En su sitio web: <http://www.bccr.fi.cr/index.html>) para préstamos al sector industrial en dólares, de los bancos privados.

Este valor se actualizará en cada fijación tarifaria.

3.3.4 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 menor a la vida útil del proyecto, estimada en 25 años.

3.3.5 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 7200. Sin embargo, el plazo del contrato será definido entre las partes.

3.3.6 Edad de la planta (e)

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

3.4 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. En este caso se trata de información que se ajuste, en la medida de lo posible, a la realidad de las plantas que se trata de tarifar.

Los costos de inversión se estimarán de la siguiente manera:

- a. Se utilizan los datos sobre costos de inversión llave en mano obtenidos del estudio ECLAREON/BSW (2014), en la página 54, anexo 7, ilustración 26. La información a utilizar es para el rango máximo y rango medio.
- b. De los datos obtenidos para el rango máximo y rango medio por capacidad, se mantienen todas las fuentes de información.
- c. Para realizar el cálculo del costo de inversión, se utilizan los valores del rango máximo y medio, y se obtiene un promedio del costo de inversión por fuente (entrevista) para capacidades menores o iguales a 20 MW, es decir, un promedio del rango de capacidades disponibles en la tabla.
- d. Una vez calculado el promedio simple de cada una de las fuentes, se obtiene el promedio de los doce valores disponibles.
- e. El costo de inversión obtenido será el utilizado como precio promedio para calcular la banda tarifaria.
- f. Se calcula la desviación estándar del conjunto de valores promedio de costo de inversión unitario de los valores utilizados de la muestra.

Los criterios mencionados anteriormente para determinar los valores de costo de inversión se mantendrán vigentes mientras no sea sustituida la fuente de información asociada con esos criterios, por otras más actualizadas que cumplan con requisitos adecuados de confiabilidad, calidad y posibilidad de divulgación de sus datos. La adopción de nuevas fuentes de información con ese propósito se deberá justificar mediante un informe técnico, el cual se propone que sea elaborado en un plazo no mayor a los cinco años, contados a partir de la eficacia de la presente metodología.

3.5 Definición de la banda tarifaria

Se propone regular el precio de venta de energía por parte de generadores privados al ICE, en el marco de la ley 7200, mediante una banda tarifaria. Ese precio de venta también servirá para regular aquellas compraventas de energía eléctrica proveniente de plantas solares fotovoltaicas privadas con condiciones similares a las que establece el Capítulo 1 de la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por la ARESEP.

Las bandas tarifarias se estiman de la siguiente manera:

- Límite superior: se obtiene como el costo unitario promedio de inversión más una desviación estándar.
- Límite inferior: se calcula como el valor del costo unitario promedio de la inversión menos el valor de tres desviaciones estándar.

3.6 Estructura tarifaria

En general, la estructura tarifaria es la valoración relativa del precio de la energía en los distintos rangos horarios y períodos estacionales. Se expresa como un conjunto de coeficientes para cada combinación de rangos horarios y períodos estacionales. Estos coeficientes se multiplican por el precio medio de la energía que esté vigente, para obtener la tarifa correspondiente a cada una de esas combinaciones.

El propósito de la estructura es lograr que el generador tenga como objetivo maximizar su generación en los períodos en que el valor de la energía es mayor para el Sistema Eléctrico Nacional. Sin embargo, en la generación solar, el patrón solar es similar en todo el país (las diferentes zonas producen diferentes cantidades de energía, pero siguiendo el mismo patrón), además no permite regular su producción como para trasladar energía entre periodos y la indisponibilidad por mantenimiento es poco significativa. En este caso, la fijación de una estructura tarifaria tiene poco impacto, ya que el diseño y operación de la planta es poco sensible a la estructura y es incierto que los beneficios de aplicar la estructura superen las ventajas de tener una tarifa más sencilla y con un solo valor.

Por las razones anteriores, para la generación solar fotovoltaica no se incluye una estructura tarifaria.

3.7 Moneda en que se expresará la tarifa

Las tarifas resultantes de la metodología detallada serán expresadas y facturadas en la moneda 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.

3.8 Ajuste de precio

Los valores de la banda tarifaria se revisarán al menos una vez al año, mediante procedimiento de fijación ordinaria, de conformidad con lo que establece la Ley 7593. Con ese fin, se revisarán —y cuando corresponda, se actualizarán— todos los parámetros definidos en el cálculo de la banda tarifaria, con los procedimientos descritos en este informe. El procedimiento dará inicio el primer día hábil del mes de febrero de cada año, es decir, este día debe ser abierto el expediente tarifario.

Las variables determinadas en esta metodología mediante informes técnicos deberán ser revisadas al menos con una periodicidad de 5 años mediante uno o varios estudios específicos. En ningún momento los precios pagados por la compra de energía eléctrica a generadores privados para la fuente solar fotovoltaica pueden ser mayores que el límite superior de la banda tarifaria vigente, ni menores que el límite inferior de esa banda.

3.9 Otras consideraciones

Para mejorar esta metodología en el futuro, se establece que los generadores privados nuevos con fuente solar fotovoltaica 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.

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

Las empresas que no cumplan con la entrega de información según se detalló en el párrafo anterior, estarán sujetas a las sanciones que establece los artículos 24, 38 inciso g y 41 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley 7593.

VI. ANEXOS

Anexo 1. Informe técnico: “*Determinación de la tarifa retributiva para instalaciones FV en Costa Rica*”, realizado por ECLAREON/ Bundesverband Solarwirtschaft e.V (2014) bajo contrato con la

Agencia de Cooperación Alemana (GIZ), en el marco del Programa 4E en Centroamérica PN2009.2262.5-001.00. (Adjunto en formato electrónico).

Anexo 2. Informe “Energía solar fotovoltaica. Aspectos técnicos y simulación de una tarifa de referencia”. Centro Nacional de Planificación Eléctrica, Instituto Costarricense de Electricidad (2013). (Adjunto en formato electrónico).

Anexo 3. Desarrollo matemático del CFC para contratos iguales a la vida útil de la planta. Tomado del Informe “Resultados de la investigación sobre costos, estructura de financiamiento típicos y otros datos de plantas hidroeléctricas y eólicas”. Instituto Costarricense de Electricidad (2011). (Adjunto en formato electrónico).

2. Instruir al Departamento de Gestión Documental la apertura del expediente para el trámite respectivo.
3. Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.
4. Instruir a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación y al Despacho del Regulador para que una vez realizado el proceso de audiencia pública, proceda al trámite del respectivo expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final del modelo los cuales deberán ser remitidos a esta Junta Directiva oportunamente.

Se retiran los señores(as) Marlon Yong Chacón, Mike Osejo Villegas, Samantha Wegmann Quesada y Karla Montero Víquez.

ARTÍCULO 7. Propuesta de Modificación Presupuestaria N° 12-2014.

A las diecisiete horas con diez minutos ingresan al salón de sesiones, las señoras Guisella Chaves Sanabria y Conchita Villalobos Segura, funcionarias de la Dirección General de Estrategia y Evaluación, a exponer el tema objeto de este artículo.

La Junta Directiva conoce los oficios 352-DGEE-2014 y 351-DGEE-2014, ambos del 19 de noviembre de 2014, mediante los cuales la Dirección General de Estrategia y Evaluación somete, para su aprobación, la Modificación Presupuestaria N° 12-2014, por un monto de ₡17.372.000.00, cuyo detalle a nivel de partida es el siguiente:

CUENTA	DESCRIPCIÓN	RESUMEN	
		Aumenta	Disminuye
	TOTALES	₡17.372.000.00	₡17.372.000.00
0.00.00	REMUNERACIONES	11.872.000.00	8.872.000.00
1.00.00	SERVICIOS	1.800.000.00	3.255.196.00
2.00.00	MATERIALES Y SUMINISTROS	-	1.243.655.87

5.00.00	BIENES DURADEROS	2.700.000.00	-
6.00.00	TRANSFERENCIAS CORRIENTES	1.000.000.00	4.001.148.13
9.00.00	CUENTAS ESPECIALES	-	-

La señora *Guisella Chaves Sanabria* explica los pormenores de la propuesta de modificación presupuestaria. Se refiere además, a las distintas solicitudes de las áreas contenidas en dicha modificación.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Estrategia y Evaluación conforme a sus oficios 352-DGEE-2014 y 351-DGEE-2014, el señor *Dennis Meléndez Howell* somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes y con carácter de firme.

ACUERDO 06-68-2014

Aprobar la modificación No. 12-2014 al presupuesto de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, por un monto de ¢17.372.000,00 (diecisiete millones trescientos setenta y dos mil colones con 00/100), tal como se presenta en la información contenida en el documento remitido mediante el oficio 351-DGEE-2014 de la Dirección General de Estrategia y Evaluación.

ACUERDO FIRME

ARTÍCULO 8. Asuntos pospuestos.

El señor *Dennis Meléndez Howell* propone, por lo avanzado de la hora, posponer para una próxima sesión, el conocimiento de los asuntos indicados en la agenda como puntos 6, 7, 8 y 9. Somete a votación el planteamiento y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 07-68-2014

Posponer, para la sesión extraordinaria del 24 de noviembre de 2014, el conocimiento de los puntos 6, 7, 8 y 9 de la agenda, los cuales a continuación se detallan:

- a) Recurso de apelación y gestión de nulidad concomitante, interpuestos por TRALAPA Limitada, contra la prevención 9-AP-IT-2013 realizada por la Intendencia de Transporte. Expediente OT-56-2013. Oficio 956-DGAJR-2014 del 12 de noviembre de 2014.
- b) Solicitud de aclaración interpuesta por Jorge Masís Arce, Álvaro Sagot López y la Empresa Maravilla S.R.L., contra la resolución RJD-107-2014 del 9 de octubre de 2014. Expediente OT-103-2014. Oficio 921-DGAJR-2014 del 4 de noviembre de 2014.
- c) Adición y aclaración 04-38-2014, solicitada por el señor Lonnie Alvarado Álvarez. Oficios 954-DGAJR-2014 del 11 de noviembre de 2014 y 514-AI-2014 del 18 de julio de 2014.

- d) Recursos de apelación interpuestos por la Empresa Transportes Hermanos Chacón, contra las resoluciones RRG-152-2014 y RRG-309-2014. Expediente OT-349-2013. Oficio 945-DGAJR-2014 del 10 de noviembre del 2014.

A las diecisiete horas con catorce minutos finaliza la sesión.

DENNIS MELÉNDEZ HOWELL
Presidente de la Junta Directiva

ALFREDO CORDERO CHINCHILLA
Secretario de la Junta Directiva