

SESIÓN EXTRAORDINARIA

N.º 41-2015

31 de agosto de 2015

San José, Costa Rica

SESIÓN EXTRAORDINARIA N.º 41-2015

Acta de la sesión extraordinaria número cuarenta y uno, dos mil quince, celebrada por la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, el lunes treinta y uno de agosto de dos mil quince, a partir de las catorce horas. Asisten los siguientes miembros: Dennis Meléndez Howell, quien preside; Edgar Gutiérrez López, Pablo Sauma Fiatt, Adriana Garrido Quesada y Sonia Muñoz Tuk, así como los señores (as): Grettel López Castro, Reguladora General Adjunta; Anayansie Herrera Araya, Auditora Interna; Juan Manuel Quesada Espinoza, Intendente de Energía; Carol Solano Durán, Directora General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, y Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario de la Junta Directiva.

ARTÍCULO 1. Lectura de la Agenda.

El señor *Dennis Meléndez Howell* da lectura a la agenda de esta sesión.

1. *Continuación del análisis de la propuesta de “Metodología de fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús”.*
2. *Propuesta de “Modificación de la metodología de fijación del precio o cargo por acceso a las redes de distribución de generadores a pequeña escala para autoconsumo que se integren al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con fundamento en la norma AR-NT-POASEN”. Expediente OT-252-2014. Oficios 742-DGAJR-2015 del 4 de agosto de 2015 y 05-CAAGD-2015 del 15 de julio de 2015.*
3. *Propuesta de “Modificación de las Metodologías de Fijación para Generadores Privados de Energía Eléctrica con Recursos Renovables”. Expediente OT-082-2015. Oficios 762-DGAJR-2015 del 6 de agosto de 2015 y 02-CAMMRR-2015 del 20 de julio de 2015.*
4. *Propuesta de “Metodología Tarifaria para Peajes de Distribución como Adición a la Metodología Tarifaria Ordinaria para el Servicio de Distribución de Energía Eléctrica brindado por Operadores Públicos y Cooperativas de Electrificación Rural”. Oficio 03-CMPDE-2015 del 10 de agosto de 2015.*

La Junta Directiva procede, en ese orden, a conocer los asuntos de la Agenda.

ARTÍCULO 2. Continuación del análisis de la propuesta de “Metodología de fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús”.

A partir de las catorce horas con quince minutos ingresan al salón de sesiones, los señores (as): Marlon Yong Chacón, Eduardo Andrade Garnier, Juan Carlos Pereira Rivera y Floribeth Hernández Porras, funcionarios del Centro de Desarrollo de la Regulación y Adriana Martínez Palma, funcionaria de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, a exponer el tema objeto de este artículo.

El señor *Marlon Yong Chacón* señala que la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación realizará una presentación en torno a los resultados obtenidos en las mesas de trabajo de la

“Jornada de reflexión hacia un modelo ordinario de tarifas de buses basado en la técnica”, organizada por la Defensoría de los Habitantes, así como propuestas de cambio a la metodología de fijación ordinaria de tarifas para el servicio de autobús.

El señor **Eduardo Andrade Garnier** señala que la presentación se basa en conocer los cambios propuestos por la Defensoría de los Habitantes, así como analizar los resultados de las simulaciones y realizar algunas recomendaciones técnicas. Indica que, entre los temas tratados en el taller de la Defensoría de los Habitantes se comentaron los siguientes:

Sobre las políticas que orientan el sector (CTP)

- Sectorización y clasificación de rutas,
- Pago electrónico
- Normas de calidad en el servicio

Sobre la metodología tarifaria:

- Actualización de coeficientes considerando las diferencias entre rutas.
- Incorporación de costos asociados con sistemas de conteo automatizados, pago electrónico, calidad y seguridad.
- Método de depreciación que responda al período de concesión.
- La definición de la tasa de rentabilidad debe considerar las estructuras de negocio sin dejar la interpretación a ningún término.
- Los estudios de demanda deben estar protocolizados y estandarizados, validados por ente competente Aresep/CTP.

Mantener coeficiente de mecánicos vigente

- Coeficiente de choferes se dejaría a partir del esquema operativo de cada ruta.
- Coeficiente de Repuestos y accesorios se propone dejarlo tal cual está en el modelo vigente.

Sobre método de depreciación

Cambiar propuesta de depreciación del MH a una depreciación a 7 años con VR= 20% que minimice impacto al usuario.

Comenta que el tema principal de la discusión, es el método de la depreciación que, según la opinión de la Defensoría de los Habitantes, siempre debe responder al periodo de concesión. Asimismo, que la definición de la tasa de rentabilidad debe considerar la estructura del negocio, sin dejar a interpretación ningún término.

En cuanto a la tasa de rentabilidad, la Defensoría de los Habitantes indica que la fuente de información utilizada que es la de Bloomberg, tiene poca accesibilidad. Señalaron que dicha tasa debería ser clara y fácil de interpretar. En lo concerniente a los estudios de demanda, alega esa Defensoría que debe de estar protocolizado, estandarizado y validado por el ente competente, ya sea, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos o el Consejo de Transporte Público.

Por otra parte, se refiere a la actualización de coeficientes, cálculo de la depreciación e incorporación de costos asociados al mantenimiento.

La señora **Sonia Muñoz Tuk** comenta que se estuvo conversando en el foro, acerca de la posibilidad de un protocolo que estandarice los criterios con los que se van a realizar los estudios de demanda. La idea sería analizar con el Consejo de Transporte Público (CTP), para que haya una plantilla de qué es exactamente lo que debe tener un estudio de demanda. Asimismo, se defina primero en qué momento se van a solicitar estudios de demanda, cuando se solicita por un empresario, un porcentaje de tarifa y luego que ese estudio sea autorizado y avalado por el CTP.

Por otra parte, como se ha comentado en sesiones anteriores, sería deseable que el CTP dentro del contrato de concesión determine un plan de renovación de flota para controlar el impacto en la tarifa; es decir, que sea un plan del CTP el cual contemple la renovación de flota como addendum al contrato de concesión.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** consulta en cuánto tiempo debería responder el CTP. La señora **Sonia Muñoz Tuk** indica que la idea sería que el CTP lo haga y se podría establecer un plazo, todo obviamente coordinado, todo esto en ejercicio de las potestades otorgadas por ley a cada institución.

La señora **Anayansie Herrera Araya** indica que esta parte le parece muy importante, porque para calcular la tarifa ese dato en determinado momento es importante. Cómo se va a calcular la tarifa, precisamente como ha pasado y ha traído una serie de problemas y no puede la Institución esperar que el CTP lo haga. De hecho, si se toma la decisión de contratarlo para tenerlo, el CTP no estaría de acuerdo, entonces se tiene que prever la contingencia de cómo se hace en ese tipo de casos.

El señor **Dennis Meléndez Howell** manifiesta que hay un aspecto muy claro, el CTP debe tener una estimación adecuada de la demanda para poder definir las condiciones operativas, es inconcebible que se definan esas condiciones de las rutas y no se sabe cuántos son los pasajeros que van a transportar. Evidentemente, en estos casos, el CTP debería ser responsable por la demanda que está previendo para cada una de las rutas. La ARESEP puede hacer un estudio e indicarle al CTP que, de acuerdo con tal estudio de demanda, las condiciones operativas no aplican, por lo que tendrían que ratificar ese estudio de la ARESEP o ratificar la que ellos tienen, pero que tendrían que adaptar las condiciones operativas a esa nueva demanda. Siempre ha existido el problema de que al final el CTP define condiciones operativas.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** consulta si estos aspectos del CTP serían parte del modelo. Considera que se debe diferenciar, ya que, la mayoría de temas que se deben responder a la Defensoría de los Habitantes, como Administración, no tienen que ver con la ARESEP, sino con el CTP y no forman parte del modelo. Le preocupa los puntos que sí tienen que ver con el modelo. Lo que desea es conocer resultados.

Desde su punto de vista, se debería salir con una versión reducida del modelo. Se refiere al oficio de Defensoría de los Habitantes, dentro de lo cual, indica que le interesa el punto cuatro, en el sentido de que se señala que “*el actual modelo tarifario hace una generalización más de lo razonable, al asumir que todas las rutas y empresas son iguales, cuando en realidad existen diferencias de distinta naturaleza que podrían requerir tratamientos tarifarios diferenciados*”. Esto es un tema que se debe estudiar a futuro.

Por otra parte, considera que hay otros aspectos que no formarían parte del modelo, por ejemplo, la asociación de los coeficientes del valor de las unidades no es suficiente para capturar en toda su dimensión las diferencias del tipo de ruta.

Asimismo, en el modelo propuesto por la ARESEP para el cálculo de la rentabilidad a partir de WACC o promedio ponderado, le parece que tiene sentido valorar lo solicitado por la Defensoría de los Habitantes sobre la posibilidad de utilizar los activos más la tasa pasiva entre dos. Además, los costos fijos mensuales asociados con el personal de operación puede que varíe según el tipo de ruta. Por tanto, estaría de acuerdo en valorar el cálculo del capital de una forma más transparente.

Otro punto señalado por la Defensoría, es que es necesario la revisión y actualización de los coeficientes que utiliza el actual modelo. En su criterio, los coeficientes se pueden dejar en un solo paquete en una nueva versión del modelo. El único que no dejaría, es el tema de los repuestos y accesorios. En ese renglón, haría la corrección de que, en lugar de un décimo, sea un quinceavo anual en promedio o incluso, con una forma exponencial o más que exponencial, con la suma de los dígitos pero invertida, en donde reciba más al final y al principio.

En cuanto a que la ARESEP debe tomar medidas pertinentes para minimizar la posibilidad de discrecionalidad a la hora de aplicar el modelo tarifario, señala que por eso se solicita valorar el cálculo de riesgo para la tasa de rentabilidad, ya que se busca eliminar la incertidumbre.

En lo atinente a discutir con el Ministerio de Hacienda la propuesta de la ARESEP para determinar el valor de las unidades, apunta que ese tema ya se discutió con el Ministerio de Hacienda en las charlas que organizó la Intendencia de Transporte en su momento. En este aspecto, habría que justificar por qué es mejor. Considera que el asunto se resuelve muy fácilmente, en el sentido de que si el valor de las unidades de autobús del Ministerio de Hacienda es bueno para pagar impuestos, también es bueno para cobrar tarifas.

En esa línea, no es válido hacer una mezcla, donde se tiene un valor del autobús menor para pagar impuestos y uno mayor para cobrar tarifas, a menos que haya una política gubernamental que quiera subsidiar a los autobuseros, recibiendo los autobuses el pago de impuestos a un valor menor. Mientras no haya esa disposición política, el valor es bueno, ese es su punto para usar la justificación y no hay que discutir más. Acerca del tema del protocolo, le parece importante realizarlo, pero en una discusión aparte, ya que no es parte del modelo.

Manifiesta que, en cuanto al tema del valor de la depreciación, no existe claridad en cuanto al beneficio para los usuarios. Considera que la depreciación debería ser a 15 años, con un valor de rescate del 7%, pero igual, viendo las simulaciones el 7% con 20% de valor de rescate. Le parece que es perfectamente justificable.

Finalmente, en lo concerniente a la política de calidad, le parece que todos están de acuerdo. Agrega un último aspecto importante que incluiría, y es en cuanto al caso de Tobosi, ya que, la señora Ana Karina Zeledón, Defensora de los Habitantes señala que: *la Defensoría le solicita respetuosamente a la Autoridad Reguladora, proceder de inmediato a derogar todos aquellos documentos en los cuales ha establecido el uso de la demanda a tarifa máxima con el fin de evitar a futuro errores de nefastas consecuencias para los usuarios del servicio público modalidad autobús*". Indica que, este aspecto, aunque es en otra discusión, la ARESEP debe de arreglar el tema del pasajero equivalente de una vez por todas, para modificar el modelo, si fuera del caso.

En conclusión, señala que esas son sus posiciones y su opinión es que debería de ser un modelo reducido en los aspectos donde existe certeza de que están blindados y dejar lo de los coeficientes para un análisis posterior.

La señora **Adriana Garrido Quesada** comenta que, ha hecho en varias ocasiones, la observación de que si bien la Aresep produce metodologías, si no se vela porque sucedan ciertos procesos complementarios, esas metodologías van a ser ineficaces. Considera que para cada metodología, los responsables deberían elaborar en paralelo la descripción de las condiciones externas (o internas), procedimientos, cronogramas, coordinación que se debe tener para que la metodología funcione correctamente. Señala, como ejemplo, los riesgos e incongruencias que genera la metodología vigente de tarifas de autobús cuando no se realizan los estudios ordinarios cada año.

El señor **Dennis Meléndez Howell** aclara a la señora Garrido Quesada, que el tema de las fijaciones ordinarias se ha discutido en esta Junta Directiva por mucho tiempo. En el 2010, el señor Juan Manuel Quesada, exdirector de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, proponía que se hiciera una fijación ordinaria. Lamentablemente, no se puede hacer una fijación ordinaria, porque no se cuenta con estadísticas a pesar del esfuerzo que ha hecho la Intendencia de Transporte.

Agrega que le propuso al Centro de Desarrollo de la Regulación que incluya una serie de variables por *default*, de manera que cuando las empresas no brinden la información, se puedan utilizar esas variables, para poder hacer esas fijaciones ordinarias. Es claro que existen empresas que no les conviene actualizar la información, porque saben que les van a bajar la tarifa. Sin embargo, si ya la ARESEP tiene elementos incorporados y se les indica que se van a tomar como base para calcular la tarifa con esa información, entonces sí se preocuparían por presentarla. En este momento, la ARESEP no tiene suficientes instrumentos para obligar a presentar la información y eso impide a la Institución hacer esas fijaciones ordinarias nacionales.

El señor **Guillermo Matamoros Carvajal** se refiere a la fijación tarifaria ordinaria e indica que de acuerdo con el cronograma, el equipo de trabajo va entregar el informe de las pruebas que se hicieron con la herramienta que se desarrolló para hacer el cálculo de las tarifas. Dicha herramienta está prácticamente lista, por lo tanto, si se quisiera aplicar y se contara con toda la información, ya se podría utilizar.

Informa que se le solicitó a las empresas que entregaran información, y se tiene registro de 260, de las cuales se han revisado 100 empresas. De las 180 empresas que hacían falta, 120 estaban reportadas sin flota registrada; sin embargo, el CTP las sigue enviando como empresas que tienen el título habilitante. Señala que se le solicitó al CTP una aclaración de la situación. Agrega que la Intendencia de Transporte lo que está haciendo es contactando los casos, para tener la información, básicamente cuáles son las condiciones operativas que se les autorizó, cantidad de carreras, horarios, la flota que tienen autorizada y que las empresas nos suministren estadísticas.

Por otra parte, la Intendencia de Transporte (IT) está en conversaciones con el CTP, porque en noviembre de 2014, publicó un procedimiento para que las empresas completaran los expedientes para el proceso de refrendo de los contratos que se presentan en la ARESEP y establecieron que para efectos de cálculo de la demanda, la que reportaron las empresas tenían que estar en una banda, entre un 60% y un 80% de la ocupación máxima de los autobuses. Si no está en esa banda, tienen que revisar los datos o les cambian las condiciones de operación. Agrega que, la IT maneja el concepto de ocupación media, por viaje y revisando el acuerdo del CTP está por carrera, por lo que es muy diferente.

La señora **Sonia Muñoz Tuk** indica que la ARESEP no está obligada ni se ha comprometido a informar absolutamente nada a la Defensoría de los Habitantes, la actividad se hizo con la intención de escuchar a los actores, y esos fueron los insumos que se resumieron en la nota que envió la Defensoría y no hay responsabilidad de informarles nada, ahora todo será decisión de la ARESEP en ejercicio de sus competencias.

Seguidamente la señorita **Floribeth Hernández Porras** expone distintos resultados de simulaciones y una comparación del promedio de tarifas en diferentes periodos. Se refiere al cálculo de la depreciación, así como los escenarios con la jerarquía de tarifas, en el periodo de los 15 años, mostrando cuánto varían todas las tarifas año a año, con el modelo vigente, la propuesta anterior y la propuesta ajustada de conformidad con los resultados de los talleres de la Defensoría de los Habitantes.

Entre otros comentarios, la señora **Adriana Garrido Quesada** señala que de los resultados, la propuesta de depreciación a 7 años con valor de rescate 20%, indica que si un empresario compra un autobús, a los 7 años tiene un 20% no depreciado todavía en el sistema tarifario y no tiene derecho a que le paguen por depreciación en los años siguientes cuando no ha llegado al 7.14%, que es el valor de rescate al final de 15 años. Le parece que no hay razón para no pagar depreciación hasta el final, lo cual sí se hace en los escenarios a 15 años, y además, señala que esta diferencia distorsiona la comparación de tarifas promedio resultantes, pues no se recupera vía depreciación el mismo porcentaje de valor del autobús en los distintos escenarios.

La señora **Sonia Muñoz Tuk** indica que se debe considerar en ese argumento, que están los siete años de vigencia de la concesión.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** manifiesta que en eso se opone rotundamente a que los 7 años se justifiquen en la concesión, porque realmente los autobuses son un activo y la vida útil de los activos está dada por el Ministerio de Hacienda. La depreciación en este caso, al igual que en cualquier otra actividad, debe responder a la vida útil del activo. Considera que también debe tomarse en cuenta que las causas de pérdida de la concesión son por incumplimiento de obligaciones relacionadas con la prestación del servicio, de manera que, si un empresario cumple a cabalidad va a tener automáticamente renovada la concesión.

La señora **Sonia Muñoz Tuk** indica que ese razonamiento constituye una expectativa de derecho, que no ha nacido a la vida jurídica. Además, el Estado no puede dar ninguna garantía de que se va a renovar la concesión al empresario.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** añade que el activo tiene una vida de 15 años y la ley lo permite utilizar, por lo que, es su opinión, la pérdida de la concesión está asociada con incumplimientos. Si alguien incumplió es irrelevante si el valor del bus va a la mitad o va a una tercera parte, porque la perdió por mala administración.

La señora **Anayansie Herrera Araya** indica que, hasta donde entiende, no es requisito poner una flotilla nueva de buses para obtener una concesión. Sí es cierto que puede escogerse un nuevo modelo, pero hay que tener una base técnica para la escogencia y como lo menciona el señor Pablo Sauma, decir que por la vida de la concesión no. En este caso, es simplemente para efectos del cálculo, incluso, eso es para darle

como la mejor de las condiciones al prestador. Si tiene que existir una base técnica para establecer cómo es que se va a determinar la vida útil que se le va a dar al bus.

El señor **Dennis Meléndez Howell** manifiesta que está de acuerdo con lo expresado por el señor Pablo Sauma Fiatt, dado que en realidad no debe de existir esa correlación entre la concesión y la vida útil que se reconoce, porque de lo contrario si eso estuviese ligado de esa manera, implicaría que no se podría hacer ningún plan de renovación de flota. En ese sentido, se tendría que entrar con buses nuevos hasta el año siete y ahí se acabó. Le parece que ese no es el sentido, según lo mencionó el señor Sauma Fiatt, este es un negocio, se compra una máquina en una empresa y esta le puede durar más de lo que probablemente puede durar el negocio o menos, pero se supone que va a utilizarse y que tiene un valor de rescate razonable para que si se sale del negocio se pueda vender.

La señora **Sonia Muñoz Tuk** apunta que entiende perfectamente esa parte, lo que sucede es que legalmente no funciona así. En su criterio, tendría que haber un plan de renovación de flota, donde el ente rector de transporte sea el CTP y se garantice que no va a haber un gran impacto en la tarifa, pero no pueden obligar a un empresario a aceptar una depreciación de 15 años, si lo que se tiene es una concesión de siete años.

Seguidamente se origina un intercambio de impresiones entre los señores miembros de la Junta Directiva, en torno al caso de Tobosi.

Continuando con el análisis de resultados, la señora **Adriana Garrido Quesada** considera que hay consenso para el valor del autobús, que sería el que proporcione el Ministerio de Hacienda. La depreciación se supone que se está usando para reconocer el desgaste del autobús en servicio, pero en realidad no le parece tan cierto que ese desgaste sea de un 25% en el primer año, considera que ese porcentaje debería tener un sustento más técnico.

Agrega que, le parece que sencillamente la finalidad de la incorporación de la depreciación en este modelo, es para recuperar el capital invertido en la ruta. Para efectos del equilibrio financiero y de los costos reales que pueda tener la ruta, le parece que debería ser más pertinente considerar directamente, como en algún modelo tarifario para generación privada, un esquema de recuperación de capital y desistir de tratar de cuantificar mediante una “depreciación” arbitraria el desgaste y la obsolescencia del autobús, que no son compensados con los rubros ya previstos de mantenimiento y repuestos. Con un enfoque más de flujo de caja, esta recuperación del capital podría plantearse en anualidades equivalentes, como los préstamos bancarios, lo cual, además, ayudaría a suavizar los picos de subida de tarifas que se observan al aplicar para autobuses nuevos, las depreciaciones aceleradas que no necesariamente reflejan el desgaste material de la unidad.

A partir de este momento, se suscita un intercambio de impresiones entre los señores miembros de la Junta Directiva, en torno al tema de recuperación del capital.

El señor **Marlon Yong Chacón** continúa exponiendo distintos resultados obtenidos de las simulaciones, evaluación del modelo y distintos escenarios, al tiempo que los señores miembros de Junta Directiva realizan una serie de observaciones y consultas sobre el particular.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** solicita que, a raíz de las propuestas a valorar a raíz de las jornadas organizadas por la Defensoría, se haga una separación de lo que realmente tiene que contemplar el

modelo. Manifiesta su preocupación respecto a definir la fecha y estrategia en cuanto a la propuesta del modelo que se va llevar a audiencia pública.

El señor **Dennis Meléndez Howell** comenta que la estrategia consiste en que si se está de acuerdo con los diferentes cambios conocidos en esta oportunidad, incorporarlo al modelo y traerlo próximamente para su debida aprobación de someterlo a audiencia pública.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** comenta distintos resultados que está mostrando el modelo. Considera que hay escenarios en el modelo original. Desde su punto de vista, es importante balancear el tema de los prestadores del servicio y los usuarios. Definitivamente, en lo que no estaría de acuerdo es en el tema de repuestos y accesorios.

La directora **Adriana Garrido Quesada** solicita la simulación de los escenarios de depreciación a 7 años con la consideración de continuación de pago por depreciación (lineal, para simplificar) en el resto del período hasta el 7.14%, la simulación de costos de repuestos y accesorios crecientes con el tope vigente del 10% del valor del bus, así como de los escenarios con introducción de bus nuevo y su reemplazo por otro nuevo a los 7 años hasta cumplir los 15 años del horizonte de análisis.

Seguidamente los miembros de la Junta Directiva resumen los principales aspectos a considerar en la versión final del modelo que se va a someter a audiencia pública, en el entendido de que, en una próxima sesión, el Centro de Desarrollo de la Regulación eleve el modelo ajustado a partir de los comentarios y observaciones formulados en esta oportunidad.

Analizado el tema, el señor **Dennis Meléndez Howell** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 01-41-2015

Continuar, en una próxima oportunidad, con el análisis de la propuesta de “Metodología de fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús”, en el entendido de que se eleve a conocimiento de esta Junta Directiva, una versión ajustada a partir de los comentarios y observaciones formulados en esta oportunidad.

ARTÍCULO 3. Propuesta de "Modificación de la metodología de fijación del precio o cargo por acceso a las redes de distribución de generadores a pequeña escala para autoconsumo que se integren al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con fundamento en la norma AR-NT-POASEN". Expediente OT-252-2014.

A las dieciséis horas con cincuenta minutos ingresan al salón de sesiones, los señores (as): Samantha Wegmann Quesada, Stephanie Castro Benavides, Alvaro Barrantes Chaves, Luis Cubillo Herrera, Edgar Cubero Castro y Mario Mora Quirós, integrantes de la Comisión ad hoc, a participar en la discusión del presente tema.

De conformidad con lo resuelto en el acuerdo 06-40-2015 del acta de la sesión 40-2015, del 27 de agosto de 2015, la Junta Directiva conoce los oficios 742-DGAJR-2015 del 4 de agosto de 2015 y 05-CAAGD-2015 del 15 de julio de 2015, mediante los cuales la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria

y la Comisión ad hoc, se refieren a la propuesta de "Modificación de la metodología de fijación del precio o cargo por acceso a las redes de distribución de generadores a pequeña escala para autoconsumo que se integren al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), con fundamento en la norma AR-NT-POASEN".

El señor **Dennis Meléndez Howell** señala que la citada propuesta de modificación responde a la necesidad de atender los requerimientos de un opositor, con respecto a la necesidad de eliminar el uso del promedio móvil en el cálculo tarifario. No obstante, producto del dictamen C-165-2015 de la Procuraduría General de la República, se nombró una Comisión ad hoc para que analice los efectos de dicho dictamen sobre la norma POASEN, las metodologías tarifarias vigentes, incluso sobre las fijaciones tarifarias ya realizadas. En razón de que dicha Comisión está pronto a rendir su análisis, se considera oportuno posponer el conocimiento de esta propuesta, hasta tanto la Comisión ad hoc eleve el citado análisis.

Analizado el planteamiento, el señor **Dennis Meléndez Howell** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 02-41-2015

Posponer el conocimiento de la propuesta de "Modificación de la metodología de fijación del precio o cargo por acceso a las redes de distribución de generadores a pequeña escala para autoconsumo que se integren al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con fundamento en la norma AR-NT-POASEN", hasta tanto la Comisión ad hoc presente un análisis del dictamen C-165-2015 de la Procuraduría General de la República.

ARTÍCULO 4. Propuesta de "Modificación de las Metodologías de Fijación para Generadores Privados de Energía Eléctrica con Recursos Renovables". Expediente OT-082-2015.

De conformidad con lo resuelto en el acuerdo 07-40-2015 del acta de la sesión 40-2015 del 27 de agosto de 2015, la Junta Directiva conoce los oficios 762-DGAJR-2015 del 6 de agosto de 2015 y 02-CAMMRR-2015 del 20 de julio de 2015, mediante los cuales la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria y Comisión ad hoc, se refieren a la propuesta de "Modificación de las Metodologías de Fijación para Generadores Privados de Energía Eléctrica con Recursos Renovables".

La señora **Samantha Wegmann Quesada** explica nuevamente lo relativo a las principales modificaciones que se incluyen en la propuesta remitida a audiencia pública.

En cuanto a la solicitud de Hidroeléctrica Platanar S.A.

De conformidad con el numeral 4 del artículo 54 de la Ley General de la Administración Pública, se adiciona a la agenda el conocimiento de una solicitud planteada por Hidroeléctrica Platanar S.A., tendiente a que la Junta Directiva le conceda una audiencia.

El señor **Dennis Meléndez Howell** señala que se recibió un correo electrónico del licenciado Rubén Zamora, representante legal de Hidroeléctrica Platanar S.A., mediante el cual solicita una audiencia a la Junta Directiva para plantear los argumentos del porqué no están de acuerdo con la citada propuesta de modificación. Consulta a los miembros de la Junta Directiva su opinión al respecto.

La señora **Sonia Muñoz Tuk** indica que está interesada en escuchar los argumentos de esa empresa, para poder tener todos los argumentos y tomar una decisión de aprobar una propuesta de modificación de una metodología, por cuanto considera que es importante en aplicación del deber de probidad de todo funcionario público, hacer de la mejor forma su trabajo; además se tiene la experiencia de la Defensoría de los Habitantes, en el sentido de que se debe escuchar a las personas. Añade que solo se recibiría para poder tomar una buena decisión.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** señala que no está de acuerdo en recibirlos, ya que esto es un asunto técnico, de manera que lo discutan los técnicos. Además, se debe seguir la línea que ha tenido esta Junta Directiva de no recibir a las empresas para temas específicos que están en discusión. El caso es muy específico y en lo personal no le parece conveniente recibirlos.

El señor **Edgar Gutiérrez López** indica que además en la audiencia pública se opusieron. Consulta si ya se les dio respuesta.

El señor **Dennis Meléndez Howell** apunta que según lo indican no recibieron respuesta.

El señor **Juan Manuel Quesada Espinoza** señala que no se le ha dado respuesta porque es la Junta Directiva quien debe hacerlo.

La señora **Sonia Muñoz Tuk** comenta que no debería de aprobarse la modificación si no se les ha dado respuesta.

La señora **Carol Solano Durán** explica que cuando la Junta Directiva aprueba la metodología, se analiza las oposiciones, la Comisión ad hoc expone y se toma un acuerdo en el cual se da respuesta a las oposiciones que se presentaron en el proceso de audiencia pública.

El señor **Edgar Gutiérrez López** señala que está de acuerdo con el director Pablo Sauma Fiatt, ya que en estos casos concretos no se recibe a nadie.

La señora **Carol Solano Durán** agrega que, conforme al Reglamento de Sesiones de la Junta Directiva, en el artículo 2, inciso 4, señala: “*la Junta Directiva no conferirá audiencia a ninguna de las partes de un procedimiento administrativo que las solicite, cuando la Junta Directiva deba conocer de los recursos administrativos que interesen o puedan interesar a los solicitantes*”. Este sería un procedimiento de aprobación de metodologías.

La señora **Sonia Muñoz Tuk** señala que en este caso no se aplica el numeral citado, ya que este no es un proceso administrativo, sino un proceso de aprobación de metodología tarifaria.

La señora **Adriana Garrido Quesada** añade que si se abre el portillo, la Junta Directiva no daría abasto. Indica que si fuera un evento de invitación abierta a todos los interesados, tal vez podría ser. Considera que no ve que sea indispensable recibir a la empresa, el asunto ha sido llevado según los procedimientos establecidos internamente, en su momento llegará a Junta Directiva

El señor **Dennis Meléndez Howell** manifiesta que se inclina más por seguir lo que se ha estado haciendo, de no recibir a nadie, incluso en temas de metodologías, es más propenso que el caso de los recursos.

Además, queda la etapa recursiva, de manera que si no están de acuerdo con una metodología pueden presentar un recurso.

La señora **Sonia Muñoz Tuk** manifiesta que ha sucedido que la Aresep ha perdido procesos judiciales que le ha costado a la institución muchos millones de colones.

El señor **Dennis Meléndez Howell** somete a votación la moción de recibir a la empresa Hidroeléctrica Platanar, S.A. y la Junta Directiva resuelve, por mayoría, de cuatro votos a favor de los directores Sauma, Meléndez, Garrido y Gutiérrez y uno en contra, de la directora Muñoz Tuk por los motivos expresados en la parte expositiva de este artículo.

ACUERDO 03-41-2015

- 1- Rechazar, la solicitud de audiencia planteada por Hidroeléctrica Platanar S.A., conforme al numeral 4) del artículo 2, del Reglamento de Sesiones de la Junta Directiva de la ARESEP.
- 2- Comunicar a Hidroeléctrica Platanar S.A., el presente acuerdo.

En cuanto a la propuesta de modificación de las Metodologías de Fijación para Generadores Privados de Energía Eléctrica con Recursos Renovables

La señora **Samantha Wegmann Quesada** continúa su exposición y se refiere al factor ambiental y otros aspectos relativos a la metodología.

La señora **Adriana Garrido Quesada** señala que, lo que se solicitaba era que se reconociera el impacto ambiental como externalidades positivas de producir ellos energía en ciertas condiciones.

La señora **Sonia Muñoz Tuk** apunta que aunque la tecnología sea amigable con el ambiente, considera que ese rubro debe ser reconocido en la tarifa, no solo porque la empresa cuente con el estudio impacto-ambiental, sino además, por las medidas de mitigación que se mantienen durante toda la operación de la planta y planes de compensación. Quisiera estar segura de esa información para poder tomar un acuerdo favorable, en caso contrario decido votar negativamente.

El señor **Dennis Meléndez Howell** manifiesta que este es un tema que se viene discutiendo desde el 2011. En determinado momento, se analizó la posibilidad de incorporar un factor ambiental como una especie de premio a aquellos generadores que no fueran contaminantes. A esos generadores habría que reconocerles una tarifa más alta y consecuentemente, la electricidad sería más cara. Ese fue el argumento que hizo pensar si efectivamente valía o no la pena.

La señora **Sonia Muñoz Tuk** agrega que, en ese mismo sentido, entiende el argumento, pero lo que sucede es que en este momento están teniendo compensaciones, medidas de mitigación durante toda la operación de la planta y esos gastos no se reconocen a lo que el señor **Marlon Yong** aclara que los gastos de mitigación están reconocidos.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** indica que además no sería para los que están generando. Es decir, parte de que estén produciendo más limpio tiene que ver con las cuencas, realmente se le debería de pagar a quien

está protegiendo las cuencas de los ríos, el bosque etc. Asimismo, están quienes se oponen, porque no todas las externalidades son positivas. Le parece que la discusión es bastante amplia.

El señor *Dennis Meléndez Howell* señala que el hecho de que se reconozca una externalidad positiva que se está generando, es porque esa externalidad está provocando un costo y no se va a recuperar al vender el producto, pero ese costo si se les está reconociendo. Desde ese punto de vista, se entraría en una etapa distinta que sería ver si hay una política nacional de incentivar por determinado tiempo la generación, propiciando beneficios adicionales para el inversionista.

La señora *Samantha Wegmann Quesada* continúa su exposición refiriéndose al tema del costo de explotación, así como a la justificación de la propuesta. Asimismo, comenta una oposición en el sentido de que se espera que la ARESEP utilice información totalmente real, cuando en verdad no se tiene porque no la suministran. La Intendencia de Energía realiza un gran esfuerzo para contar con los Estados Financieros.

Ante una consulta de la señora *Sonia Muñoz Tuk* respecto a si la Intendencia de Energía recibe la información, el señor *Juan Manuel Quesada Espinoza* indica se ha estado solicitando la información. No obstante, se solicita A y entregan B. Señala que se tiene competencia suficiente para solicitar la información y se ha estado solicitando.

La señora *Samantha Wegmann Quesada* comenta que entre las respuestas a oposiciones, se indica que si consideran que se está poniendo en riesgo el equilibrio financiero que suministren información, porque de lo contrario se está fijando con información del ICE o del mercado.

Luego de algunos comentarios adicionales sobre el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria y la Comisión ad hoc, conforme a los oficios 762-DGAJR-2015 y 02-CAMMRR-2015, el señor *Dennis Meléndez Howell* lo somete a votación.

Los directores *Meléndez Howell*, *Gutiérrez López*, *Sauma Fiatt* y *Garrido Quesada* votan a favor, mientras que la directora *Muñoz Tuk* vota en contra por los motivos expresados en la parte expositiva de este artículo. La Junta Directiva resuelve, por mayoría de cuatro votos a uno:

ACUERDO 04-41-2015

1. Aprobar la “Modificación de las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables”, con fundamento en lo señalado en la propuesta remitida mediante el oficio 02-CAMMRR-2015 emitido por la Comisión Ad-Hoc y en el criterio 762-DGAJR-2015.
2. Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública lo indicado en el oficio 02-CAMMRR-2015 del 20 de julio de 2015, emitido por la Comisión Ad Hoc, y agradecer a los opositores su valiosa participación en este proceso.
3. Instruir a la Comisión Ad Hoc notificar el oficio donde constan las respuestas a las oposiciones presentadas en la audiencia pública.

4. Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la respectiva publicación de la modificación a las metodologías en el Diario Oficial La Gaceta.
5. Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la notificación a las partes
6. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO

- I. Que el 7 de mayo de 2010, la Junta Directiva mediante la resolución RJD-009-2010, publicada en La Gaceta N° 109 del 07 de junio de 2010, aprobó la “*Metodología de fijación de tarifas para generadores privados existentes (Ley N° 7200) que firmen un nuevo contrato de compraventa de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad*”, la cual fue modificada por la resolución RJD-027-2014 del 20 de marzo de 2014 y publicada en el Alcance Digital N°10 a La Gaceta N° 65 del 2 de abril de 2014. (No consta en autos).
- II. Que el 10 de agosto de 2011, la Junta Directiva mediante la resolución RJD-152-2011, publicada en La Gaceta N° 168 del 1° de setiembre de 2011, aprobó la “*Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas*”, la cual fue modificada mediante las resoluciones RJD-161-2011, del 26 de octubre de 2011, publicada en La Gaceta N° 230 del 30 de noviembre de 2011, RJD-013-2012 del 29 de febrero de 2012 y publicada en La Gaceta N° 74 del 17 de abril de 2012 y RJD-027-2014 del 20 de marzo de 2014 y publicada en el Alcance Digital N°10 a La Gaceta N° 65 del 2 de abril de 2014. (No consta en autos).
- III. Que el 30 de noviembre de 2011, la Junta Directiva mediante la resolución RJD-163-2011, publicada en La Gaceta N° 245 del 21 de diciembre de 2011, aprobó el “*Modelo para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas*”, la cual fue modificada por la resolución RJD-027-2014 del 20 de marzo de 2014 y publicada en el Alcance Digital N°10 a La Gaceta N° 65 del 2 de abril de 2014. (No consta en autos).
- IV. Que el 4 de julio de 2012, la Junta Directiva mediante el acuerdo de 15-53-2012 de la sesión 53-2012 dispuso: “*Incorporar a lo dispuesto en el acuerdo 04-39-2012, del acta de la sesión 39-2012, la recomendación de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria contenida en su oficio 441-DGJR-2012, del 18 de junio del 2012, en el sentido de que “existen inconsistencias entre la formulación general del modelo y el manejo de los datos utilizados para el cálculo de los costos de explotación”, por lo que debe ser tomada en consideración por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, como parte de la revisión que realiza sobre la metodología de fijación de tarifas para generadores privados existentes (Ley 7200) que firmen un nuevo contrato de compra venta de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)*”. (No consta en autos).
- V. Que el 25 de setiembre de 2014, la Junta Directiva mediante el acuerdo 11-56-2014 de la sesión 56-2014, resolvió: “*Solicitar a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, una propuesta para la determinación del costo de explotación para la “Metodología de fijación de tarifas para generadores privados existentes (Ley N° 7200) que firmen un nuevo contrato de compraventa de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad” establecida en la resolución RJD-009-2010*”. (No consta en autos).

- VI.** Que el 5 de febrero de 2015, la Junta Directiva mediante el acuerdo 11-04-2015 de la sesión 04-2015, resolvió: “1. Revocar el punto 2) del acuerdo 03-37-2014 del acta de la sesión extraordinaria 37-2014, celebrada el 30 de junio de 2014 que indicó: “Someter al proceso de audiencia pública, la propuesta de “Modificación de Metodología de Fijación de Tarifas para los Generadores Privados de Energía Eléctrica con Recursos Renovables”, remitida por la Comisión ad hoc mediante oficio del 16 de junio de 2014, cuyo texto se copia a continuación: (...)”, 2. Ordenar el archivo del expediente OT-153-2014 en el cual se tramita la propuesta de “Modificación de Metodología de Fijación de Tarifas para Generadores Privados de Energía Eléctrica con Recursos Renovables” y 3. Solicitar a la Comisión Ad-Hoc la remisión de una nueva propuesta a esta Junta Directiva, en un plazo máximo de un mes, contado a partir de la comunicación respectiva de este acuerdo.” (No consta en autos).
- VII.** Que el 19 de marzo de 2015, la Junta Directiva mediante el acuerdo 05-12-2015 de la sesión ordinaria 12-2015, acordó, entre otras cosas “Someter al trámite de audiencia pública la siguiente propuesta de “Modificación de las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables”, de conformidad con lo señalado en la propuesta remitida por la Comisión Ad-Hoc mediante oficio 01-CAMMRR-2015 (...).” (Folios 01 al 24).
- VIII.** Que el 1º de abril de 2015, se publicó la convocatoria a la audiencia pública de Ley, en el Alcance Digital N° 23 a La Gaceta N° 64 y el 09 de abril de 2015 en los diarios La Nación y La Extra. (Folios 43, 45 y 46).
- IX.** Que el 05 de mayo de 2015, se llevó a cabo la audiencia pública en el auditorio de la Aresep interconectados por el sistema de videoconferencia con los Tribunales de Justicia de los centros de: Cartago, Ciudad Quesada, Heredia, Liberia, Limón, Pérez Zeledón y Puntarenas, además dicha audiencia se desarrolló en forma presencial en el salón parroquial de Bribrí, Limón, Talamanca, según el acta N°028-2015. (Folios 351 al 358).
- X.** Que el 8 de mayo de 2015, la Dirección General de Atención al Usuario mediante el oficio 1554-DGAU-2015, remitió a la Comisión Ad Hoc el informe de oposiciones y coadyuvancias e indicó que se recibieron y se admitieron 10 posiciones. (Folios 347 al 348).
- XI.** Que el 20 julio de 2015, la Comisión Ad Hoc mediante el oficio 02-CAMMRR-2015, remitió a la Secretaría de Junta Directiva la propuesta final de la “Modificación de las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables.” (No consta en los autos).
- XII.** Que el 20 de julio de 2015, la Secretaría de Junta Directiva mediante el memorando 561-SJD-2015, traslado para el análisis de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, la propuesta de “Modificación de las Metodologías de Fijación para Generadores Privados de Energía Eléctrica con Recursos Renovables”, contenida en el oficio 02-CAMMRR-2015. (Folio 359).
- XIII.** Que el 6 de agosto de 2015, la Dirección de Asesoría Jurídica y Regulatoria mediante el oficio 762-DGAJR-2015, emitió criterio sobre la propuesta de “Modificación de las metodologías de

fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables.” (No consta en autos).

XIV. Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO

- I. Que en cuanto a las oposiciones presentadas en la audiencia pública, se tiene como respuesta el oficio 02-CAMMRR-2015 del 20 de julio de 2015, emitido por la Comisión Ad Hoc, que consta a folios (360 al 440) del expediente OT-082-2015.
- II. Que de conformidad con los resultandos y considerandos que preceden y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: 1- Tener como respuesta a las oposiciones presentadas en la audiencia pública, lo indicado en el oficio 02-CAMMRR-2015 del 20 de julio de 2015, emitido por la Comisión Ad Hoc, y agradecer a los opositores su valiosa participación en este proceso. 2. Instruir a la Comisión Ad Hoc notificar el oficio donde constan las respuestas a las oposiciones presentadas en la audiencia pública. 3. Aprobar la “Modificación de las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables” con fundamento en lo señalado en el oficio 02-CAMMRR-2015 y en el criterio 762-DGAJR-2015. 4. Instruir a la Secretaria de Junta Directiva para que proceda a realizar la respectiva publicación de la modificación a las metodologías indicadas en el diario oficial La Gaceta.
- III. Que en sesión 41-2015 celebrada el 31 de agosto de 2015 y ratificada el 10 de setiembre de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, conforme al oficio 02-CAMMRR-2015, así como del oficio 762-DGAJR-2015 del 6 de agosto de 2015, acordó entre otras cosas, dictar la presente resolución.

POR TANTO

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley N° 7593 y sus reformas, en la Ley General de la Administración Pública N° 6227, en el Decreto Ejecutivo N° 29732-MP, que es el Reglamento a la Ley N° 7593, y en el Reglamento Interno 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

- I. Tener como respuesta a las oposiciones presentadas en la audiencia pública, lo indicado en el oficio 02-CAMMRR-2015 del 20 de julio de 2015, emitido por la Comisión Ad Hoc, y agradecer a los opositores su valiosa participación en este proceso.
- II. Instruir a la Comisión Ad Hoc notificar el oficio donde constan las respuestas a las oposiciones presentadas en la audiencia pública.

- III.** Aprobar la “Modificación de las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables” con fundamento en lo señalado en el oficio 02-CAMMRR-2015 y en el criterio 762-DGAJR-2015, tal y como se detalla a continuación:

“(…)

3. Justificación

3.1 De la legalidad

De conformidad con la vigente Ley No 7593 y sus reformas, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) tiene como objetivos fundamentales la armonización de los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos, así como procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos. También, asegurar que estos servicios se brinden al costo, procurando una retribución competitiva y el adecuado desarrollo de la actividad. Es su objetivo que estos servicios cumplan con los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad.

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

En el caso particular del servicio público de electricidad y en particular, en el segmento de generación de este bien, la Autoridad ha establecido un conjunto de métodos de regulación que permiten establecer precios o tarifas de acuerdo con la fuente de generación del bien, entre otras: las fuentes hídricas, eólicas, térmicas, biomasa, solar. En el mercado, la oferta de generación se da por actores privados, públicos, cooperativas, procurando que se utilicen de la mejor manera posible, distintos procesos de producción que están relacionados con el tamaño de planta en la fuente del recurso, la generación de economías de escala y de ámbito, el uso eficiente de las innovaciones y mejoras tecnológicas y las mejores prácticas gerenciales. Por estos motivos, existe una dinámica en la oferta del mercado que hace que los costos y precios cambien intertemporalmente con estas mejoras. Todos estos elementos, son objeto de estudio, análisis y revisión periódica de las metodologías tarifarias que realiza la Autoridad Reguladora.

De esta manera, la presente propuesta de modificación de las bandas de precios de la energía eléctrica generada por fuentes como la hidroeléctrica y eólica, permite que se capture en el tiempo, estas innovaciones y mejoras, con ello, procurando un beneficio al consumidor, dentro del equilibrio entre los intereses de productores y consumidores y el aseguramiento de la continuidad con calidad en el servicio.

3.2 De las Convocatorias para adquirir bloques de energía

La motivación principal a estas modificaciones ha sido los recientes concursos que ha establecido el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) de acuerdo con la Ley No. 7200 en el cual, se tiene evidencia probada de que los precios convergieron al piso de la banda, aumentando con ello la tendencia de que las mejores tecnológicas y mejores prácticas, así como la competencia y la contestabilidad del mercado, lo que tendrá efectos positivos en el bienestar del consumidor.

El Instituto Costarricense de Electricidad publicó en la Gaceta No. 125 del 28 de junio de 2012 la convocatoria 1-2012, en la cual seleccionaría hasta 100 MW en proyectos para generar electricidad a partir del recurso eólico y hasta 40 MW en proyectos para generar electricidad a partir del recurso hídrico. De esta convocatoria, los proyectos que participaron para la fuente hidroeléctrica (según información suministrada por el ICE) fueron los siguientes:

| Nombre del proyecto | Potencia Ofrecida | Costo del proyecto | Precio ofertado USD/kWh | Factor de Planta |
|----------------------------|-------------------|--------------------|-------------------------|------------------|
| P.H Parismina | 7500 | \$24.301.606 | \$0,1149 | 0,74 |
| P.H. El Angel (ampl.) | 5000 | \$14.000.000 | \$0,1169 | 0,48 |
| P.H Monte Verde II | 4966 | \$9.500.000 | \$0,1020 | 0,55 |
| P.H Isla | 2129 | \$5.700.000 | \$0,1149 | 0,75 |
| P.H La Esperanza de Atirro | 3399 | \$10.704.916 | \$0,1085 | 0,82 |
| P.H Consuelo | 13984 | \$41.546.918 | \$0,1190 | 0,56 |
| P.H Piedras Negras | 770 | \$4.478.518 | \$0,1300 | 0,73 |
| P.H. Torito | 9400 | \$23.672.129 | \$0,1348 | 0,45 |
| P.H Chimurria | 5200 | \$20.897.302 | \$0,1198 | 0,66 |
| P.H. San Bernardo | 2642 | \$8.800.000 | \$0,1280 | 0,45 |
| P.H Río Segundo II (Ampl.) | 1890 | \$5.500.000 | \$0,1363 | 0,58 |
| P.H Monte Verde I | 2800 | \$10.050.072 | \$0,1200 | 0,60 |
| P.H Aguas Zarcas Superior | 8050 | \$32.168.836 | \$0,1344 | 0,62 |
| P.H Los Corales | 3526 | \$9.300.000 | \$0,1260 | 0,45 |
| P.H Higuera-Sardinal | 3008 | \$12.650.000 | \$0,1290 | 0,56 |

En el caso de los proyectos eólicos participantes, la información fue la siguiente:

| Nombre del proyecto | Potencia Ofrecida | Costo del proyecto | Precio ofertado USD/kWh | Factor de Planta |
|-----------------------------------|-------------------|--------------------|-------------------------|------------------|
| P.E Altamira | 20000 | \$44.423.060 | \$0,0830 | 0,50 |
| P.E Campos Azules | 20000 | \$43.974.636 | \$0,0830 | 0,53 |
| P.E Vientos de la Perla | 20000 | \$55.259.003 | \$0,0830 | 0,55 |
| P.E Vientos de Miramar | 20000 | \$55.625.424 | \$0,0830 | 0,47 |
| P.E TilaWind I | 19550 | \$38.665.162 | \$0,0865 | 0,42 |
| P.E Montes de Oro | 20000 | \$50.000.000 | \$0,1150 | 0,37 |
| P.E Segelétrica de Costa Rica S.A | 20000 | \$39.905.100 | \$0,1033 | 0,44 |
| P.E Guayabo | 20000 | \$40.000.000 | \$0,0940 | 0,50 |
| P.E Mogote | 20000 | \$40.000.000 | \$0,0930 | 0,49 |
| P.E Los Angeles | 20000 | \$39.356.146 | \$0,1110 | 0,38 |
| P.E La Esperanza | 20000 | \$38.079.512 | \$0,1110 | 0,38 |
| P.E Montezuma | 20000 | \$41.500.000 | \$0,1048 | 0,54 |
| P.E Vientos del Este | 9000 | \$23.500.000 | \$0,0886 | 0,55 |

Los pliegos tarifarios vigentes para esta primera convocatoria fueron:

Plantas hidroeléctricas nuevas (Resolución 796-RCR-2012 del 16 de marzo 2012, publicado en La Gaceta No.92 del 14 de mayo de 2012):

| <i>Variables</i> | <i>Mínimo</i> | <i>Promedio</i> | <i>Máximo</i> |
|------------------|---------------|-----------------|---------------|
| Precio (\$/kWh) | 0,0798 | 0,1080 | 0,1363 |

Plantas eólicas nuevas (Resolución 855-RCR-2012, del 11 de mayo de 2012. Publicado en el Alcance Digital N 81 a la Gaceta No. 120, del 21 de junio 2012):

| <i>Variables</i> | <i>Mínimo</i> | <i>Promedio</i> | <i>Máximo</i> |
|------------------|---------------|-----------------|---------------|
| Precio \$/kWh | 0,0830 | 0,1000 | 0,1171 |

Con esta primera convocatoria, se pudo concluir varias cosas, entre ellas el alto interés existente por parte de los generadores privados representado por la capacidad (KW) ofrecida en total versus la cantidad de energía requerida por el ICE. Por ejemplo, se requerían hasta 40 MW de la fuente hidroeléctrica y se ofrecieron 74 MW, mientras que de eólico se buscaban hasta 100 MW y la oferta fue de 249 MW. Por otra parte, los precios ofrecidos también mostraron una señal de la dirección del mercado.

De la primera convocatoria, los proyectos seleccionados por orden de mérito según lo publicado en La Gaceta N 213 del 5 de noviembre de 2012 fueron para el recurso hídrico los siguientes:

| <i>Nombre del proyecto</i> | <i>Potencia Ofrecida</i> | <i>Costo del proyecto</i> | <i>Precio ofertado USD/kWh</i> |
|-----------------------------------|--------------------------|---------------------------|--------------------------------|
| <i>P.H Monte Verde II</i> | 4966 | \$9.500.000 | \$0,1020 |
| <i>P.H La Esperanza de Atirro</i> | 3399 | \$10.704.916 | \$0,1085 |
| <i>P.H Isla</i> | 2129 | \$5.700.000 | \$0,1149 |
| <i>P.H Parismina</i> | 7500 | \$24.301.606 | \$0,1149 |
| <i>P.H. El Angel (ampl.)</i> | 5000 | \$14.000.000 | \$0,1169 |
| <i>P.H Consuelo</i> | 13984 | \$41.546.918 | \$0,1190 |

Para el recurso eólico, los siguientes:

| <i>Nombre del proyecto Eólico</i> | <i>Potencia Ofrecida</i> | <i>Costo del proyecto</i> | <i>Precio ofertado USD/kWh</i> |
|-----------------------------------|--------------------------|---------------------------|--------------------------------|
| <i>Altamira</i> | 20000 | \$44.423.060 | \$0,0830 |
| <i>Campos Azules</i> | 20000 | \$43.974.636 | \$0,0830 |
| <i>Vientos de la Perla</i> | 20000 | \$55.259.003 | \$0,0830 |
| <i>Vientos de Miramar</i> | 20000 | \$55.625.424 | \$0,0830 |
| <i>TilaWind I</i> | 19550 | \$38.665.162 | \$0,0865 |

En el caso de los generadores privados con fuente eólica se puede observar que la mayoría de los proyectos seleccionados ofertaron el precio del límite inferior vigente en ese momento. Esto era indicio de que había más espacio en la banda tarifaria, específicamente en la banda inferior.

La segunda convocatoria realizada por el ICE se publicó en la Gaceta No. 24 del 4 de febrero de 2014, en esta ocasión la empresa estaba interesada en adquirir hasta 40 MW en proyectos para generar electricidad a partir de la fuente eólica y hasta 30 MW en proyectos para generar electricidad a partir del recurso hídrico.

Las tarifas para esta segunda convocatoria son las siguientes:

Plantas hidroeléctricas nuevas (RIE-033-2013, del 19 de marzo de 2013, publicada en el Alcance No. 57 a La Gaceta No. 59 del 25 de marzo del 2013):

| Variables | Mínimo | Promedio | Máximo |
|---------------|--------|----------|--------|
| Precio \$/kWh | 0,0948 | 0,1229 | 0,1510 |

Plantas eólicas nuevas (RIE-080-2013, del 19 de setiembre de 2013, publicada en La Gaceta N° 190 del 3 de octubre del 2013):

| Variables | Mínimo | Promedio | Máximo |
|---------------|--------|----------|--------|
| Precio \$/kWh | 0,0840 | 0,1015 | 0,1191 |

De esta convocatoria, los proyectos que participaron para la fuente hidroeléctrica (según información suministrada por el ICE) fueron los siguientes:

| Nombre del proyecto | Potencia Ofrecida (kW) | Costo del proyecto (USD) | Precio ofertado (USD/kWh) | | Factor de Planta |
|-----------------------------|------------------------|--------------------------|---------------------------|---------------|------------------|
| | | | Oferta original | Con descuento | |
| P.H. Monte Verde I | 2800 | \$7.739.863 | 0,1200 | 0,0948 | 0,54 |
| P.H. San Joaquín Los Santos | 20000 | \$59.897.173 | 0,1089 | 0,1089 | 0,51 |
| P.H. Torito | 4934 | \$18.989.977 | 0,1348 | 0,1348 | 0,61 |
| P.H. Higuera | 2078 | \$6.773.888 | 0,1229 | 0,1085 | 0,57 |
| P.H. Chimurria | 4960 | \$17.105.548 | 0,1198 | 0,1036 | 0,69 |
| P.H. Bonilla 510 | 6156 | \$13.495.264 | 0,1200 | 0,0948 | 0,57 |
| P.H. Río Bonilla 1320 | 5579 | \$12.033.510 | 0,1200 | 0,0948 | 0,63 |
| P.H. San Rafael | 7250 | \$19.742.866 | 0,1220 | 0,0948 | 0,56 |
| P.H. Peñas Blancas I | 8650 | \$23.510.791 | 0,1225 | 0,0948 | 0,48 |
| P.H. Sardinal I | 525 | \$2.939.947 | 0,1229 | 0,1085 | 0,55 |
| P.H. Hidro Sur de PZ | 20000 | \$66.214.976 | 0,1125 | 0,1088 | 0,60 |
| P.H. Turrialba | 3896 | \$8.738.073 | 0,1200 | 0,1009 | 0,64 |
| P.H. Angel Sur | 4314 | \$14.717.463 | 0,1250 | 0,1144 | 0,56 |
| P.H. San Pedro | 5750 | \$16.915.550 | 0,1230 | 0,1018 | 0,48 |
| P.H. Canasta | 7874 | \$17.166.571 | 0,1200 | 0,1019 | 0,63 |
| P.H. Peñas Blancas II | 3816 | \$11.837.279 | 0,1240 | 0,0948 | 0,48 |

Los proyectos que participaron para la fuente eólica (según información suministrada por el ICE) fueron los siguientes:

| Nombre del proyecto | Potencia Ofrecida (kW) | Costo del proyecto (USD) | Precio ofertado (USD/kWh) | | Factor de Planta |
|-------------------------|------------------------|--------------------------|---------------------------|---------------|------------------|
| | | | Oferta original | Con descuento | |
| P.E. Vientos del Este | 9000 | \$10.530.300 | 0,0840 | 0,0840 | 0,54 |
| P.E. Mandela I | 20000 | \$31.271.000 | 0,0840 | 0,0840 | 0,55 |
| P.E. Mandela II | 20000 | \$35.864.000 | 0,0840 | 0,0840 | 0,54 |
| P.E. Mogote | 20000 | \$33.043.249 | 0,0840 | 0,0840 | 0,46 |
| P.E. Guayabo | 20000 | \$33.043.249 | 0,0840 | 0,0840 | 0,45 |
| P.E. Montes de Oro | 20000 | \$27.669.200 | 0,0840 | 0,0840 | 0,37 |
| P.E. Laguna de Mogote | 18400 | \$31.663.404 | 0,0840 | 0,0840 | 0,35 |
| P.E. Alto de los Leones | 18400 | \$31.474.340 | 0,0840 | 0,0840 | 0,43 |
| P.E. Segeléctrica | 20000 | \$40.196.182 | 0,1000 | 0,0840 | 0,43 |
| P.E. Invenio | 18700 | \$29.827.500 | 0,0980 | 0,0840 | 0,33 |
| P.E. San Jorge | 20000 | \$41.911.896 | 0,0840 | 0,0840 | 0,50 |
| P.E. La Montosa | 20000 | \$42.767.835 | 0,0840 | 0,0840 | 0,42 |
| P.E. Montezuma | 20000 | \$41.500.656 | 0,1117 | 0,1117 | 0,54 |
| P.E. Ventus | 20000 | \$39.870.358 | 0,0865 | 0,0840 | 0,48 |
| P.E. Arenal | 20000 | \$40.348.024 | 0,1000 | 0,1000 | 0,41 |

Con la segunda convocatoria y con la posibilidad de realizar descuentos en una segunda oferta, no queda duda de que los oferentes tienden al límite inferior y que posiblemente de no haber existido éste, el precio hubiera sido menor. Sin embargo, existía imposibilidad de ofrecer un precio inferior a los vigentes según la aplicación de la metodología por cuanto no son precios fijados por la ARESEP. En este caso, la posibilidad de ofrecer descuentos fue principalmente beneficioso al proceso en la fuente hidroeléctrica, ya que varias empresas ofertaron el piso de la banda, mientras que en la primera oferta ninguna eligió ese precio.

De acuerdo con el Artículo 16.1 de la Ley General de la Administración Pública, la información revelada de precios lo es a conveniencia, en este caso, como elemento que permite proponer modificaciones en la metodología citada en marras, con el fin de cumplir con el mandato establecido en la Ley 7593 y en particular con el artículo 4. En dicho caso, la información puede dar elementos que indiquen que las bandas de las tarifas establecidas deben modificarse con el fin de procurar, entre muchas cosas, eficiencia y entrada de más participantes en este segmento de mercado eléctrico, con el fin de darle continuidad al servicio público con la calidad requerida. De esta manera, mayor información de mejor calidad que se incorpore en las metodologías tarifarias hace disminuir las asimetrías de información, lo cual hace más transparente la regulación y el contrato regulatorio entre el agente y el principal.

Así por ejemplo, un menor límite inferior de la banda hace más contestable el mercado (segmento de mercado de generación), es decir, puede permitir mayor entrada de participantes en el mismo; logrando con ello que el consumidor del servicio sea beneficiado con las mejoras en la tecnología y la minimización de costos que empresas estarían dispuestas a brindar con la misma o superior calidad que las incumbentes o con otras potenciales oferentes, en el entendido de que dichos efectos se incorporan en el método de fijación de las tarifas y/o precios del servicio público.

Una banda que incorpore nueva información revelada por los actores y del mercado, tiene el conveniente de que las empresas en la industria revelen convergencia en costos, dada la competencia por precios a la baja, logrando aprovechar márgenes de eficiencia. Es decir, las empresas incumbentes y las empresas entrantes marginales, deberían, al menos, comportarse como sus competidoras en la industria, lo cual necesariamente está en concordancia con el principio de servicio al costo que señala tácitamente la Ley 7593.

De esta manera, la Autoridad Reguladora está proponiendo un proceso dinámico que toma en cuenta la naturaleza del mercado y/o segmento del mercado, procurando que los beneficios que garanticen el servicio al costo y la continuidad y calidad del servicio, se traslade a los consumidores, manteniendo el equilibrio entre ambos actores.

Por otra parte, en diversas ocasiones se han planteado una serie de temas a la Autoridad Reguladora para su análisis y consideración, como es el caso del Instituto Costarricense de Electricidad en cuanto a los costos de explotación en la metodología de plantas existentes y los generadores privados con el tema del factor ambiental, razón por la cual resulta conveniente incorporar estos temas.

3.3 De los costos de explotación en la metodología de plantas existentes

Con respecto al tema de los costos de explotación en la metodología de plantas existentes, el ICE ha planteado en diversas ocasiones que existe un error ya que el costo de explotación se divide entre el factor de antigüedad, haciendo que conforme la vida útil de las plantas sea menor, este componente crezca exponencialmente, sobreestimando el costo de explotación. Además de lo anterior, la división incluida no resulta lógica debido al tipo de costos de explotación que se utilizan en la muestra, los cuales son plantas que reflejan su costo dada su edad sin necesidad de modificarlas por antigüedad como sería el caso si la muestra tuviera datos de costos de explotación de plantas nuevas. Es decir, es claro que existe una relación directa entre el costo de explotación de las plantas y su antigüedad (tal como lo indica el ICE en el folio 134 del expediente OT-153-2014), sin embargo, la información que se encuentra disponible para la Autoridad Reguladora para realizar las fijaciones tarifarias presenta el problema de que casi la mayoría son plantas con una vida en operación promedio más alta que las de las plantas existentes.

La muestra utilizada en las fijaciones tarifarias aprobadas en las resoluciones 750-RCR-2012 del 9 de enero de 2012 (expediente ET-153-2011), RIE-040-2013 del 27 de marzo de 2013 (expediente ET-157-2010), RIE-105-2013 del 12 de diciembre 2013 (ET-107-2013) y la RIE-099-2014 del 18 de diciembre 2014 (expediente ET-139-2014), como se menciona anteriormente, se basa en los costos de explotación de plantas del ICE las cuales tienen una vida de operación mayor al promedio de vida en operación de las plantas existentes y la cual tiene implícito la antigüedad de las plantas. De lo que se puede concluir que hay una doble consideración de la antigüedad de las plantas en el costo de explotación.

La edad promedio de las plantas del ICE utilizadas en la muestra de costos de explotación es aproximadamente de 29 años (utilizando la información de la RIE-099-2014), mientras que las de los generadores privados es de 18 años, sin embargo, la muestra contiene adicionalmente otras plantas de generación privada para las cuales la Aresep ha realizado estudios tarifarios y por lo tanto se cuenta con información depurada de costos de explotación, las cuales tienen poca antigüedad y hacen que la vida promedio en operación de las plantas de la muestra bajen.

El ICE ha presentado en los siguientes oficios la argumentación para la corrección del costo de explotación:

- Mediante oficio N.º 0510-144-2012, presentado por el ICE el 9 de febrero de 2012, sobre recurso de revocatoria con apelación en subsidio contra la resolución 750-RCR-2012, el ICE solicita que se calcule el parámetro correspondiente al costo de explotación corrigiendo el error en la fórmula del cálculo de tarifa para plantas existentes.
- Mediante nota N.º 0510-1590-2012 del 14 de diciembre del 2012. El ICE presenta en la parte "II. Metodología para la fijación de tarifas para generadores privados existentes (Ley N.º 7200) que firmen un nuevo contrato de compra venta de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) aprobada mediante resolución RJD-009-2010" una serie de inquietudes respecto de la aplicación de la metodología.
- Mediante nota N.º 0510-1079-2013 del 12 de agosto de 2013, el ICE remite a la ARESEP su posición respecto de la propuesta del Ente Regulador de modificar las metodologías tarifarias de generación privada.
- Mediante oficio N.º 0510-0242-2014 del 19 de febrero de 2014, el ICE solicita formalmente una modificación en la fórmula de cálculo de tarifa fijada con la metodología para plantas existentes, la cual consiste en la eliminación del factor de antigüedad que ajusta el costo de explotación promedio. Esta solicitud de eliminación se hace basado en el estudio efectuado por el ICE adjuntado en el oficio de referencia. En respuesta a la nota N.º 0510-0242-2014 presentada por el ICE, el Ente Regulador con oficio N.º 197-RGR-2014 de 11 de marzo de 2014 concuerda con el ICE.
- En recuso ordinario de reposición contra la resolución RJD-027-2014 del 2 de abril de 2014 y recibido en la ARESEP el 7 de abril de 2014 como parte de la petitoria, el ICE adjuntando el estudio realizado y dirigido a la ARESEP mediante nota N.º 0510-0242-2014 del 19 de febrero de 2014, vuelve a insistir en solicitar la eliminación del factor de antigüedad que ajusta el costo de explotación en la fórmula de cálculo de tarifa fijada con la metodología para plantas existentes.
- Mediante nota N.º 257-717-2014 del 19 de noviembre de 2014, el ICE como parte de la posición respecto del ajuste de tarifa para plantas existentes privadas, insiste en la necesidad de eliminar el factor de antigüedad que ajusta el costo de explotación en la fórmula de cálculo de la tarifa para este tipo de plantas.
- En la oposición presentada por el ICE al expediente OT-153-2014, el 12 de agosto de 2014, se reitera el error metodológico y se anexa la nota 0510-1590-2012 con los argumentos.

3.4 Del factor ambiental en las metodologías de plantas de generación privadas hidroeléctricas y eólicas nuevas

El tema del factor ambiental que ha sido un tema recurrente por parte de los generadores privados, luego de analizar la legislación se llegó a la conclusión de que dentro de los costos contemplados

actualmente se incluye el criterio de sostenibilidad ambiental definido en la Ley 7593, artículo 31 como elemento para fijar las tarifas. En efecto de la legislación analizada se observa que:

- Ley 7200: Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela

“Artículo 8 - Además de la declaratoria de elegibilidad a que se refiere el artículo 6º, para centrales de limitada capacidad mayores o iguales a dos mil kilovatios (2.000 KW), el interesado deberá aportar al Servicio Nacional de Electricidad una certificación sobre la aprobación de un estudio de impacto ambiental, elaborada por un profesional del ramo. Este estudio deberá ser presentado previamente al Ministro de Recursos Naturales, Energía y Minas, para su aprobación o rechazo, dentro de un plazo de sesenta días naturales, a partir de su presentación.

Artículo 10 - En el estudio de impacto ambiental a que se refiere el artículo 8º de esta ley se incluirán, como mínimo los siguientes aspectos:

- a) Indicación del posible impacto de la actividad sobre el ambiente natural y el humano.
- b) Los efectos adversos inevitables, si se llevará a cabo la actividad.
- c) Los efectos sostenidos sobre la flora y la fauna, con señalamiento del impacto sobre la vegetación, los suelos, las especies animales y la calidad del agua y del aire.
- ch) Señalamiento de áreas específicas por deforestar, si fuere del caso.
- d) Cantidad posible de desechos.
- e) Efectos sobre las poblaciones y asentamientos humanos.
- f) Programas de reforestación, control de erosión de suelos y control de contaminación del agua y del aire; y los planes de manejo de los desechos.
- g) Planes de contingencia para prevenir, detectar y controlar los efectos nocivos sobre el ecosistema.

(...)

Artículo 11 - Para amparar el cumplimiento de los programas de control y de recuperación ambiental, el concesionario, al firmar el contrato de suministro, deberá acompañar una garantía incondicional de cumplimiento a favor del Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas, equivalente al cuatro por ciento (4%) del valor del proyecto, durante el período de construcción de la obra, que se mantendrá vigente por un año contado a partir de la entrada en operación del proyecto.

La garantía se reducirá a un monto equivalente a un uno por ciento (1%) del valor del proyecto y se mantendrá vigente durante todo el período de la concesión.

Estos porcentajes podrán ser ajustados por el Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas, de acuerdo con la cuantificación de daños potenciales que se determinen en el estudio de impacto ambiental.

La garantía a que se refiere este artículo podrá ser emitida por cualquiera de los bancos del Sistema Bancario Nacional, o por el Instituto Nacional de Seguros, a satisfacción del Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas, y podrá ser ejecutada, parcial o totalmente, por el citado ministerio, tan pronto se demuestre que se ha producido un daño y que este no ha sido mitigado por el producto autónomo.

El Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas podrá efectuar correcciones, en forma directa y de oficio, o mediante contrato, en cualquier deterioro o daño ambiental que se origine con motivo de la concesión eléctrica otorgada.

Si al término de la concesión la garantía no ha sido ejecutada, será devuelta parcial o totalmente, según corresponda.

Artículo 12 - Corresponde al Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas, fijar las pautas y las condiciones de cualquier naturaleza, tendientes a amparar el cumplimiento de los programas de control y recuperación ambiental de las centrales de limitada capacidad. En caso de que los concesionarios incumplan las condiciones fijadas por el Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas, el Servicio Nacional de Electricidad, a solicitud de este Ministerio, declarará la caducidad de la concesión.”

- *Ley 8723: Ley Marco de Concesión para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para la Generación Hidroeléctrica*

“Artículo 4. Requisitos para la solicitud de las concesiones para el aprovechamiento de las fuerzas hidráulicas para la generación hidroeléctrica

El interesado que pretenda utilizar la fuerza hidráulica de las aguas de dominio público en el territorio nacional, para generar energía hidroeléctrica, deberá presentar la respectiva solicitud de concesión al Minaet, acompañada de la aprobación de la evaluación de impacto ambiental por parte de la Secretaría Técnica Nacional Ambiental (Setena) (...)”

Adicionalmente, en los términos de referencia publicados por el ICE para la convocatoria #2 de compra de bloques de energía, estableció como uno de los principales factores de calificación la evaluación ambiental, tal y como se indica en el siguiente párrafo:

“(...

- Evaluación ambiental (máximo 30 puntos).*** *Los proyectos de generación de electricidad deben estar concebidos teniendo presente la variable ambiental, dentro de una actitud de sostenibilidad y manejo racional de los recursos naturales y en apego a la legislación vigente al respecto. La obtención de la viabilidad ambiental del proyecto es obligatoria y constituye una condición previa para la firma del contrato según se establece en el Artículo 12 del Reglamento al Capítulo I de la Ley N° 7200 – Decreto Ejecutivo N° 37124-MINAET. A tal efecto, se deberá presentar a la Secretaría Técnica Nacional del Ambiente (SETENA) un Estudio de Impacto Ambiental, acorde con las normas y procedimientos aplicables.”*

En los estudios de impacto ambiental, la Secretaría Técnica Nacional Ambiental (SETENA) estipula que por reglamento lo que procede para otorgar la viabilidad ambiental, es solicitarle al desarrollador la presentación de los instrumentos de Control y Seguimiento, los cuales pueden ser varios como el pago de la garantía, cumplimiento de compromisos ambientales, nombramiento de responsable ambiental, entre otros.

En las resoluciones de Viabilidad Ambiental, se incluyen las siguientes cláusulas:

- *El artículo 6 de la Modificación del artículo 45 al Reglamento General sobre los Procedimientos de EIA, del Decreto Ejecutivo No. 31849-MINAE-S-MOPT-MAG-MEIC, señala sobre la Cláusula de Compromiso Ambiental Fundamental, lo siguiente: “La Presente Viabilidad (licencia) Ambiental se otorga en el entendido de que el desarrollador del proyecto, obra o actividad cumplirá de forma íntegra y cabal con todas las regulaciones y normas técnicas,*

legales y ambientales vigentes en el país y a ejecutarse ante otras autoridades del Estado Costarricense. El incumplimiento de esta cláusula por parte del desarrollador no solo lo hará acreedor de las sanciones que implica el no cumplimiento de dicha regulación, sino que además, al constituir la misma, parte de la base fundamental sobre el que se sustenta la VLA, hará que de forma automática dicha VLA se anule con las consecuencias técnicas, administrativas y jurídicas que ello tiene para la actividad, obra o proyecto y para su desarrollador, en particular respecto a los alcances que tiene la aplicación del artículo 99 de la Ley Orgánica del Ambiente”.

- De conformidad con las facultades de control y seguimiento establecido en el artículo 20 de la Ley Orgánica del Ambiente, que señala: “La Secretaría Técnica Nacional Ambiental establecerá instrumentos y medios para dar seguimiento al cumplimiento de las resoluciones de la evaluación de impacto ambiental. En los casos de violación de su contenido, podrá ordenar la paralización de las obras. El interesado y el autor del estudio serán, directa y solidariamente, responsables por los daños que se causen”.
- De conformidad con el Artículo 45, de la Resolución y otorgamiento de la Viabilidad (o Licencia) Ambiental del reglamento de Evaluación de Impacto Ambiental Decreto Ejecutivo No. 31849-MINAE-MAG-MOPT, MEIC, S, señala: “Los lineamientos o directrices ambientales de compromiso que enmarcan el otorgamiento de la viabilidad (licencia) ambiental, y que estarán basadas en todo el proceso de EIA, así como una serie de condiciones e instrumentos de control y seguimiento ambiental, que incluyen los siguientes elementos: Desarrollo e implementación de los instrumentos de Control y Seguimiento Ambiental (ICOS), que comprendan 3 aspectos básicos como son: Nombramiento de un responsable ambiental, una Bitácora Ambiental y la garantía ambiental de conformidad con lo establecido por la Ley Orgánica del Ambiente, cuyo monto será fijado por la SETENA”.

Del Decreto Ejecutivo Número 31849-MINAE-SALUD-MOPT-MAG-MEIC, Reglamento General sobre los procedimientos de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) se indica lo siguiente:

“Artículo 1º.- Objetivo y alcance.

El presente reglamento tiene por objeto definir los requisitos y procedimientos generales por los cuales se determinará la viabilidad (licencia) ambiental a las actividades, obras o proyectos nuevos, que por ley o reglamento, se han determinado que pueden alterar o destruir elementos del ambiente o generar residuos, materiales tóxicos o peligrosos; así como, las medidas de prevención, mitigación y compensación, que dependiendo de su impacto en el ambiente, deben ser implementadas por el desarrollador”.

“Artículo 112. Costos del Proceso de EIA.

De conformidad con el artículo 18 de la Ley Orgánica del Ambiente, los costos del proceso de Evaluación de Impacto Ambiental, que incluyen: los estudios técnicos, el uso de instrumentos de EIA, aplicación de medidas ambientales (preventivas, correctivas, mitigadoras o de compensación), de control y seguimiento, auditorías ambientales, implementación de los planes de gestión ambiental y demás procedimientos relacionados al proceso, deberán ser asumidos por el desarrollador de la actividad, obra o proyecto”.

Por otra parte, en los términos de referencia publicados por el ICE para la convocatoria #2 de compra de bloques de energía, en el anexo 2, en el formulario 4 y 5, se encuentra como requisito la presentación detallada de los presupuestos de los proyectos dentro de los cuales se estableció el rubro de costos indirectos, entre ellos se tienen los gastos por gestión ambiental como lo son la “mitigación ambiental” y

las “ayudas comunales”. Cabe resaltar, que esta información fue provista por el desarrollador y se incluyeron los rubros indicados, rondando entre el 3% y el 0,1% del monto total de la inversión, esto según información del ICE. Además, en los Estados Financieros auditados entregados por Vara Blanca (visibles en el OT-051-2015, folio 14 y 19), como parte de los costos de operación, los generadores privados incluyen la parte de Regencia ambiental, el cual es un requerimiento de SETENA. Lo anterior, es ejemplo de que se está cumpliendo lo establecido en el artículo 31 de la Ley 7593 con el sólo hecho de que los costos ambientales están contemplados en el monto de inversión y operación.

Por las razones anteriores, se considera que no es necesario la duplicación del criterio ambiental en las metodologías de plantas de generación privadas hidroeléctricas y eólicas nuevas; y que por lo tanto debe de eliminarse el fa de la fórmula para evitar que sea contabilizado dos veces.

La presente propuesta de modificación se centra en cambios a tres metodologías:

- a) Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas y Modelo para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas
- Ampliación del límite inferior según la información revelada por los oferentes en las convocatorias 1-2012 y 2-2014 de bloques de energía.
 - Aprovechamiento de la información de factor de planta y de costo de inversión revelada en las convocatorias 1-2012 y 2-2014 de bloques de energía y cualquier futura convocatoria.
 - Eliminación del factor ambiental de las metodologías de generación privada para plantas hidroeléctricas y eólicas nuevas.
- b) Metodología de fijación de tarifas para generadores privados existentes (Ley N° 7200) que firmen un nuevo contrato de compraventa de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad
- Eliminación del factor de antigüedad del denominador de costos de explotación.

Lo anterior, para alcanzar los objetivos citados de tener más flexibilidad a la hora de ofertar por parte de los generadores privados, así como corregir problemas metodológicos existentes, lo que se va a reflejar en beneficio para los consumidores de este servicio.

La Autoridad Reguladora, conocedora de estos eventos y con el fin de modificar las metodologías existentes, se aboca a presentar la propuesta de “Modificación de las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recurso renovables”.

4. Marco legal

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

- a. La Ley N° 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos establece, en su artículo 5, que “... En los servicios públicos definidos en este artículo, la Autoridad

Reguladora fijará precios y tarifas...” Los servicios públicos citados incluyen, en el inciso a) del mismo artículo, el “Suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.”

- b. *La Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, al tenor de lo establecido en el artículo 6, inciso 2), sub inciso c) del Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y sus órganos desconcentrados se encuentra facultada para dictar y modificar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos mercados. Dicho reglamento fue publicado en el Alcance 13 a La Gaceta No. 69, del 8 de abril de 2009 y sus reformas.*

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

De forma específica, las normas que sustentan 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” (...)

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.

5. Modificación

Tomando en consideración los antecedentes y justificaciones expresadas anteriormente, se propone modificar lo siguiente:

- a. De la “Metodología de fijación de tarifas para generadores privados existentes (Ley N° 7200) que firmen un nuevo contrato de compraventa de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad”, aprobada mediante la Resolución RJD-009-2010, del 7 de mayo de 2010, y publicada en La Gaceta N° 109 del 07 de junio de 2010”, y modificada por la Resolución RJD-027-2014 del 20 de marzo de 2014 y publicada en el Alcance Digital N°10 a La Gaceta N° 65 del 2 de abril de 2014:*

| VERSIÓN ACTUAL | VERSIÓN PROPUESTA |
|--|--|
| <p>“3.1. La Tarifa de Referencia (TR)</p> <p>La tarifa de referencia de una planta de generación de electricidad mediante el uso de agua como materia prima, está definida por la siguiente fórmula:</p> $TR = \frac{\left(\frac{Ca}{Xu}\right) + (I * Xu * Ke)}{8760 * Fp}$ <p>“</p> | <p><i>Modificar en la fórmula lo siguiente:</i></p> <p>“3.1. Las Tarifas de Referencia (TR)</p> <p>Las tarifas de referencia de una planta de generación de electricidad mediante el uso de agua como materia prima, está definida por la siguiente fórmula:</p> $TR = \frac{Ca + (I * Xu * Ke)}{8760 * Fp}$ <p>“</p> |

- b. De la “Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas”, aprobada mediante la Resolución RJD-152-2011, del 10 de agosto de 2011, y publicada en La Gaceta N° 168 del 01 de setiembre de 2011, y modificada mediante las Resoluciones RJD-161-2011, del 26 de octubre de 2011, publicada en La Gaceta N° 230 del 30 de noviembre de 2011, la RJD-013-2012, del 29 de febrero de 2012, publicada en La Gaceta No 74 del 17 de abril de 2012 y la RJD-027-2014 del 20 de marzo de 2014 y publicada en el Alcance Digital N°10 a La Gaceta N° 65 del 2 de abril de 2014:

| VERSIÓN ACTUAL | VERSIÓN PROPUESTA |
|--|--|
| <p>“Formulación del modelo</p> <p>(...)</p> <p>En general, se puede expresar la ecuación económica del suministro de energía eléctrica a partir de igualar los costos más la rentabilidad con los ingresos, desde la perspectiva del generador privado. De esa forma, se obtiene la siguiente ecuación:</p> $CE + CFC + fa = IR \quad (\text{Ecuación 1})$ <p>En donde:</p> <p>CE = Costos de explotación CFC = Costo fijo por capital, que es la suma de la recuperación de la inversión (RI) y la rentabilidad (r). Así, $CFC = RI + r$ RI = Recuperación de la inversión</p> | <p><i>Modificar en el texto y en las fórmulas lo siguiente:</i></p> <p>“Formulación del modelo</p> <p>(...)</p> <p>En general, se puede expresar la ecuación económica del suministro de energía eléctrica a partir de igualar los costos más la rentabilidad con los ingresos, desde la perspectiva del generador privado. De esa forma, se obtiene la siguiente ecuación:</p> $CE + CFC = IR \quad (\text{Ecuación 1})$ <p>En donde:</p> <p>CE = Costos de explotación</p> |

| | |
|--|---|
| <p>(depreciación) <i>R</i> = Rentabilidad sobre la inversión <i>fa</i> = Factor ambiental total o unitario <i>IR</i> = Ingresos requeridos, que son el resultado de multiplicar la tarifa “<i>p</i>” por las ventas de energía “<i>E</i>”, es decir, $IR = p \times E$ <i>p</i> = Tarifa de venta <i>E</i> = Ventas (cantidad de energía)</p> <p>Despejando <i>p</i>:</p> $p = \frac{CE + CFC + fa}{E}$ <p>De lo anterior se desprende que, para los efectos de este modelo, la tarifa depende de las expectativas de venta de electricidad, los costos de explotación, la recuperación del capital (depreciación), la rentabilidad y el factor ambiental.</p> <p>El costo ambiental estaría incorporado en el precio determinado por la fórmula general, pasando a formar parte integral del precio final. La aprobación del mecanismo y metodología correspondiente al componente ambiental, así como su respectivo monto, deberá ser tramitada por los procedimientos establecidos en el marco legal vigente (convocatoria y realización de audiencia pública).”</p> | <p><i>CFC</i> = Costo fijo por capital, que es la suma de la recuperación de la inversión (<i>RI</i>) y la rentabilidad (<i>r</i>). Así, $CFC = RI + r$ <i>RI</i> = Recuperación de la inversión (depreciación) <i>R</i> = Rentabilidad sobre la inversión <i>IR</i> = Ingresos requeridos, que son el resultado de multiplicar la tarifa “<i>p</i>” por las ventas de energía “<i>E</i>”, es decir, $IR = p \times E$ <i>p</i> = Tarifa de venta <i>E</i> = Ventas (cantidad de energía)</p> <p>Despejando <i>p</i>:</p> $p = \frac{CE + CFC}{E}$ <p>De lo anterior se desprende que, para los efectos de este modelo, la tarifa depende de las expectativas de venta de electricidad, los costos de explotación, la recuperación del capital (depreciación) y la rentabilidad.”</p> |
| <p>“Expectativas de venta (<i>E</i>)</p> <p>(...) El valor del factor de planta que se utilice en este modelo se obtendrá a partir de los datos de plantas hidroeléctricas privadas costarricenses con capacidades instaladas menores que 20 MW, sobre las cuales la ARESEP posea dicha información. Se usarán únicamente los datos de las plantas del grupo antes mencionado que generaron energía durante 10 ó más meses del respectivo año. Este valor se actualizará en cada fijación tarifaria. Con ese propósito, se utilizarán</p> | <p>Incluir y modificar el párrafo siguiente en el texto de “Expectativas de venta (<i>E</i>)”:</p> <p>(...) “El valor del factor de planta que se utilice en este modelo se obtendrá a partir de los datos de plantas hidroeléctricas privadas costarricenses con capacidades instaladas menores que 20 MW, sobre las cuales la ARESEP posea dicha información. Se usarán únicamente los datos de las plantas del grupo antes mencionado que generaron energía durante 10 ó más meses del</p> |

| | |
|--|---|
| <p>los datos del último quinquenio sobre el cual ARESEP posea información. El valor del factor de planta se calculará de la siguiente manera: para cada uno de los años del quinquenio, se estimará un promedio aritmético de los valores de cada planta individual; luego se obtendrá el promedio aritmético de los cinco valores resultantes, y el resultado es el dato de factor de planta a utilizar en la fijación tarifaria.”</p> <p>(...)</p> | <p>respectivo año. Este valor se actualizará en cada fijación tarifaria. Se incluirá la información de factores de planta proveniente de los concursos realizados para adquirir energía, como un dato adicional a la información real utilizada.</p> <p>Con ese propósito, se utilizarán los datos del último quinquenio sobre el cual ARESEP posea información real más los datos de las convocatorias. El valor del factor de planta se calculará de la siguiente manera: para cada uno de los años del quinquenio, se estimará un promedio aritmético de los valores de cada planta individual; luego se obtendrá el promedio aritmético de los cinco valores resultantes, y el resultado es el dato de factor de planta a utilizar en la fijación tarifaria.”</p> <p>(...)</p> |
| <p>“Monto de la inversión unitaria (M)</p> <p>(...)</p> <p>El cálculo de este valor se efectuará a partir de los datos sobre costos de inversión de plantas hidroeléctricas con capacidades instaladas iguales o menores que 20MW, de los cuales se excluirán los valores extremos, provenientes de tres fuentes de información:</p> <p>a) La versión más reciente del Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación, publicado por el Consejo de Electrificación de América Central-Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR).</p> <p>b) Los informes realizados por la Autoridad Reguladora sobre fijaciones de precios de venta de energía al ICE proveniente de plantas hidroeléctricas privadas, en el marco de la Ley N° 7200.</p> <p>c) Información auditada sobre costos de inversión de nuevas plantas hidroeléctricas que en el futuro vendan energía al ICE, en el marco de la Ley N° 7200.</p> <p>(...)”</p> | <p>Incluir el texto de la siguiente forma:</p> <p>“Monto de la inversión unitaria (M)</p> <p>(...)</p> <p>El cálculo de este valor se efectuará a partir de los datos sobre costos de inversión de plantas hidroeléctricas con capacidades instaladas iguales o menores que 20MW, de los cuales se excluirán los valores extremos, provenientes de cuatro fuentes de información:</p> <p>a) La versión más reciente del Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación, publicado por el Consejo de Electrificación de América Central-Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR).</p> <p>b) Los informes realizados por la Autoridad Reguladora sobre fijaciones de precios de venta de energía al ICE u otras empresas proveniente de plantas hidroeléctricas privadas, en el marco de la Ley N° 7200 y la Ley N° 8345.</p> <p>c) Información auditada sobre costos de inversión de nuevas plantas hidroeléctricas que en el futuro vendan energía al ICE u</p> |

| | |
|--|--|
| | <p>otras empresas, en el marco de la Ley N° 7200 y la Ley N° 8345.</p> <p>d) Los concursos realizados para adquirir energía de los generadores privados. (...)"</p> |
| <p>“Definición de la banda tarifaria</p> <p><i>Se regulará el precio de venta de energía por parte de generadores privados al ICE, en el marco del capítulo I de la Ley N° 7200, mediante una banda tarifaria.</i></p> <p><i>Las principales consideraciones que se toman en cuenta al establecer un esquema de banda tarifaria son las siguientes:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Se calcula la desviación estándar correspondiente a todos los datos utilizados para estimar el costo de inversión promedio.</i> • <i>El límite superior se establece como el costo de producción promedio más la desviación estándar.</i> <p>(...)"</p> | <p>Modificar e incluir lo siguiente en texto :</p> <p>“Definición de la banda tarifaria</p> <p><i>Se regulará el precio de venta de energía por parte de generadores privados al ICE, en el marco del capítulo I de la Ley N° 7200, mediante una banda tarifaria.</i></p> <p><i>Las principales consideraciones que se toman en cuenta al establecer un esquema de banda tarifaria son las siguientes:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Se calcula la desviación estándar correspondiente a todos los datos utilizados para estimar el costo de inversión promedio.</i> • <i>El límite superior se establece utilizando el costo de inversión promedio más una desviación estándar.</i> • <i>El límite inferior de la banda consiste en utilizar para el cálculo de la tarifa el valor del costo promedio de la inversión menos el valor de tres desviaciones estándar, siempre y cuando el valor de inversión sea mayor a 0. En el caso de que el cálculo con las tres desviaciones propuestas indique un límite inferior de cero o menor que cero, se tomará el número natural positivo inmediato anterior de desviaciones de manera tal que el límite inferior sea mayor que cero. Es decir, si con tres desviaciones estándar el monto de inversión es cero se utilizan dos desviaciones estándar, si con dos desviaciones estándar el monto de la inversión es cero se utiliza una desviación estándar y si con una desviación estándar el monto de inversión es cero se utiliza el promedio.</i> <p>(...)"</p> |

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

027-2014 del 20 de marzo de 2014 y publicada en el Alcance Digital N°10 a La Gaceta N° 65 del 2 de abril de 2014:

| VERSIÓN ACTUAL | VERSIÓN PROPUESTA |
|---|--|
| <p>“iii. Formulación general del modelo</p> <p>En general, se puede expresar la ecuación económica del suministro de energía eléctrica desde la perspectiva del generador privado, de la siguiente manera:</p> $CE + CFC + fa = IR = p \times E \quad (\text{Ecuación 1})$ <p>En donde:</p> <p>CE = Costos de explotación CFC = Costo Fijo por Capital, definido como la suma de la Recuperación de la inversión (RI) y la Rentabilidad de la Inversión (r). IR = Ingresos requeridos p = Tarifa de venta fa = Factor ambiental total E = Expectativas de venta (cantidad de energía)</p> <p>Se puede observar que en la ecuación 1, los costos se igualan a los ingresos.</p> <p>Despejando p:</p> $p = \frac{CE + CFC + fa}{E}$ <p>De lo anterior se desprende que para los efectos de este modelo, la tarifa depende tanto de las expectativas de venta de electricidad como de los costos de explotación, el costo del capital y el factor ambiental. 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, los ingresos requeridos y el costo del capital.</p> <p>La aprobación de la metodología para determinar el componente ambiental deberá ser</p> | <p>Modificar en el texto y en las fórmulas lo siguiente:</p> <p>“iii. Formulación general del modelo</p> <p>En general, se puede expresar la ecuación económica del suministro de energía eléctrica desde la perspectiva del generador privado, de la siguiente manera:</p> $CE + CFC = IR = p \times E \quad (\text{Ecuación 1})$ <p>En donde:</p> <p>CE = Costos de explotación CFC = Costo Fijo por Capital, definido como la suma de la Recuperación de la inversión (RI) y la Rentabilidad de la Inversión (r). IR = Ingresos requeridos p = Tarifa de venta E = Expectativas de venta (cantidad de energía)</p> <p>Se puede observar que en la ecuación 1, los costos se igualan a los ingresos.</p> <p>Despejando p:</p> $p = \frac{CE + CFC}{E}$ <p>De lo anterior se desprende que para los 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, los ingresos</p> |

| | |
|---|---|
| <p>tramitada por los procedimientos establecidos en el marco legal vigente, que incluyen la realización de audiencia pública.”</p> | <p>requeridos y el costo del capital.”</p> |
| <p>“v. Ingresos requeridos (IR)</p> <p>El pago que recibirá el dueño de la planta como contraprestación por el suministro de la energía eléctrica debe ser suficiente para cubrir sus costos de explotación y obtener una retribución razonable por el capital invertido. Así, los ingresos requeridos se pueden expresar mediante la siguiente ecuación:</p> $IR = CE + CFC + fa$ <p>En donde:</p> <p>IR = Ingresos requeridos CE = Costos de explotación CFC = Costo fijo por capital fa = Factor ambiental”</p> | <p>Modificar en el texto y en las fórmulas lo siguiente:</p> <p>“v. Ingresos requeridos (IR)</p> <p>El pago que recibirá el dueño de la planta como contraprestación por el suministro de la energía eléctrica debe ser suficiente para cubrir sus costos de explotación y obtener una retribución razonable por el capital invertido. Así, los ingresos requeridos se pueden expresar mediante la siguiente ecuación:</p> $IR = CE + CFC$ <p>En donde:</p> <p>IR = Ingresos requeridos CE = Costos de explotación CFC = Costo fijo por capital”</p> |
| <p>iv. Expectativas de venta (E). (...)</p> <p>Para la determinación del factor de planta (fp) se contemplarán valores de factores de carga o de planta, únicamente de plantas nacionales, considerando la información para los cinco últimos años disponibles, según la base de datos de la Autoridad Reguladora. Para estos efectos se considerará un promedio ponderado de los factores de carga de los generadores privados que hayan estado generando durante una proporción sustancial del respectivo año (10 o más meses). La ponderación de cada año se hará con base en la capacidad instalada de cada proyecto. La ponderación para obtener el total de los cinco años se hará con base en la capacidad instalada de cada uno de los años.</p> | <p>Incluir el siguiente texto:</p> <p>“iv. Expectativas de venta (E). (...)</p> <p>Para la determinación del factor de planta (fp) se contemplarán valores de factores de carga o de planta, únicamente de plantas nacionales, considerando la información para los cinco últimos años disponibles, según la base de datos de la Autoridad Reguladora. Se incluirá la información de factores de planta proveniente de los concursos realizados para adquirir energía, como un dato adicional a la información real utilizada. Para estos efectos se considerará un promedio ponderado de los factores de carga de los generadores privados que hayan estado generando durante una proporción</p> |

| | |
|--|---|
| | <p>sustancial del respectivo año (10 o más meses) o lo indicado por el oferente en los concursos.</p> <p>La ponderación de cada año se hará con base en la capacidad instalada de cada proyecto. La ponderación para obtener el total de los cinco años más la información adicional de las convocatorias se hará con base en la capacidad instalada de cada uno de los años y datos incluidos.”</p> <p>(...)</p> |
| <p>“viii. Monto de la inversión unitaria (M)</p> <p>(...)</p> <p>Se calculará una banda de costos unitarios promedio de inversión acotada por dos valores extremos. Como primera opción, esa banda se estimará de la siguiente manera:</p> <p>(...)</p> <p>f. Se calculará la desviación estándar del conjunto de valores de costo de inversión unitario de todos los valores de la muestra.</p> <p>g. El límite superior de la banda consiste en la suma del costo unitario promedio de inversión y el valor de la desviación estándar. El límite inferior de la banda consiste en el valor del costo unitario promedio de la inversión menos el valor de la desviación estándar.”</p> <p>(...)</p> | <p>Sustituir texto por el siguiente:</p> <p>“viii. Monto de la inversión unitaria (M)</p> <p>(...)</p> <p>Se calculará una banda de costos unitarios promedio de inversión acotada por dos valores extremos. Esa banda se estimará de la siguiente manera:</p> <p>(...)</p> <p>f. Se calculará la desviación estándar del conjunto de valores de costo de inversión unitario de todos los valores de la muestra.</p> <p>g. El límite superior de la banda consiste en utilizar la suma del costo unitario promedio de inversión y el valor de una desviación estándar. El límite inferior de la banda consiste en utilizar el valor del costo unitario promedio de la inversión menos el valor de tres desviaciones estándar, siempre y cuando el valor de inversión sea mayor a 0. En el caso de que el cálculo con las tres desviaciones propuestas indique un límite inferior de cero o menor que cero, se tomará el número natural positivo inmediato anterior de desviaciones de manera tal que el límite inferior sea mayor que cero. Es decir, si con tres desviaciones estándar el monto de inversión es cero se utilizan dos desviaciones estándar, si con dos desviaciones estándar el monto de la inversión es cero se utiliza una desviación estándar y si con una desviación estándar el monto de inversión es cero se utiliza el promedio.”</p> <p>(...)</p> |

| | |
|---|---|
| | |
| <p>ix. Definición de la franja tarifaria.</p> <p>(...)</p> <p><i>Cada uno de los valores extremos de la banda tarifaria se calcula como la tarifa correspondiente al respectivo valor extremo del costo unitario promedio de inversión. Así, el límite inferior de la banda consiste en la tarifa estimada con el valor del límite inferior del costo unitario promedio de inversión. De igual manera, el límite superior de la banda consiste en la tarifa estimada con el valor del límite superior del costo unitario promedio de inversión.</i></p> <p>(...)</p> | <p>Modificar el texto de la sección “ix. Definición de la franja tarifaria.” de la siguiente manera:</p> <p><i>Las principales consideraciones que se toman en cuenta al establecer un esquema de banda tarifaria son las siguientes:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Se calcula la desviación estándar correspondiente a todos los datos utilizados para estimar el costo de inversión promedio.</i> • <i>El límite superior se establece utilizando el costo de inversión promedio más una desviación estándar.</i> • <i>El límite inferior de la banda consiste en utilizar para el cálculo de la tarifa el valor del costo promedio de la inversión menos el valor de tres desviaciones estándar, siempre y cuando el valor de inversión sea mayor a 0. En el caso de que el cálculo con las tres desviaciones propuestas indique un límite inferior de cero o menor que cero, se tomará el número natural positivo inmediato anterior de desviaciones de manera tal que el límite inferior sea mayor que cero.</i> |

(...)

- IV.** Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la respectiva publicación de la modificación a las metodologías indicadas en el diario oficial La Gaceta.

En cumplimiento de lo que ordena el artículo 245 de la Ley General de la Administración Pública, contra la presente resolución cabe el recurso ordinario de reposición o reconsideración, el cual deberá interponerse en el plazo de tres días contados a partir del día siguiente a la notificación, y el recurso extraordinario de revisión, el cual deberá interponerse dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de la citada Ley. Ambos recursos deberán interponerse ante la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, a quien corresponde resolverlos.

Rige a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta.

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE.

NOTA: Este acuerdo (04-41-2015) tiene un recurso de revisión de conformidad con el artículo 55 de la Ley General de la Administración Pública, el cual se conoció en la sesión 44-2015 del 10 de setiembre de 2015.

ARTÍCULO 5. Asunto pospuesto.

El señor *Dennis Meléndez Howell* señala que, dado lo avanzado de la hora, se posponga para una próxima sesión, la propuesta de Metodología Tarifaria para Peajes de Distribución como Adición a la Metodología Tarifaria Ordinaria para el Servicio de Distribución de Energía Eléctrica brindado por Operadores Públicos y Cooperativas de Electrificación Rural.

Somete a votación el planteamiento, y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 05-41-2015

Posponer, para una próxima oportunidad, el conocimiento de la propuesta de “Metodología Tarifaria para Peajes de Distribución como Adición a la Metodología Tarifaria Ordinaria para el Servicio de Distribución de Energía Eléctrica brindado por Operadores Públicos y Cooperativas de Electrificación Rural”.

A las dieciocho horas con quince minutos finaliza la sesión.

DENNIS MELÉNDEZ HOWELL
Presidente de la Junta Directiva

SONIA MUÑOZ TUK
Miembro de la Junta Directiva

ALFREDO CORDERO CHINCHILLA
Secretario de la Junta Directiva