

ALCANCE N° 308

REGLAMENTOS

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

BANCO CENTRAL DE COSTA RICA

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

REGLAMENTOS

BANCO POPULAR Y DE DESARROLLO COMUNAL

INSTRUCTIVO PARA CONTRATAR SERVICIOS DE REPARACION Y ATENCIÓN DE AVERÍAS LAS 24 HORAS EN LAS OFICINAS Y EDIFICIOS DONDE EL BANCO POPULAR BRINDE SUS SERVICIOS, RECINTOS DE LA RED DE CAJEROS AUTOMATICOS Y EN LOS BIENES INMUEBLES ADJUDICADOS EN ADMINISTRACION DEL BANCO POPULAR, EN TODO EL PAÍS

1. PROPÓSITO

1.1 Establecer un Instructivo que contemple las actividades generales para la contratación de empresas o personas físicas que presten el **servicio de reparación y atención de averías las 24 horas y hasta un monto de \$2.000.00** (dos mil dólares sin centavos) por cada evento **en las oficinas y edificios en donde brinde sus servicios el Banco Popular y Desarrollo Comunal, los recintos de la red de cajeros automáticos y en los bienes inmuebles adjudicados en administración del Banco en todo el país**, agrupados en BP Totales (BPT), agencias u oficinas comerciales y oficinas en general del Área Metropolitana que no pertenezcan a ningún BPT o Agencia.

1.2 Conformar un grupo de empresas o personas físicas que cumplan con los requisitos solicitados en este Instructivo para brindar el servicio de reparación y atención de averías las 24 horas en las oficinas y edificios en donde brinde sus servicios el Banco Popular y Desarrollo Comunal, los recintos de la red de cajeros automáticos y en los bienes inmuebles adjudicados en administración del Banco en todo el país, teniendo como meta garantizar los servicios bancarios de mantenimiento y mejoramiento de las condiciones de las edificaciones del Banco para cumplir con las necesidades de los clientes y sus funcionarios, según la condición de cada edificio.

1.3 Las contrataciones que el Banco llegue a celebrar al amparo de lo regulado en este Instructivo se sustentan en la autorización que para tales fines otorgó la Contraloría General de la República por medio del oficio N° 15766 DCA-2987, el cual así fue solicitado por el Banco con fundamento en lo que establece el artículo 2 Bis inciso c) de la Ley de Contratación Administrativa.

2. ALCANCE

2.1 El presente Instructivo se aplicará para todas las oficinas del Banco en todo el país, los recintos de la red de cajeros automáticos y los bienes inmuebles adjudicados en administración del Banco para los cuales sea solicitada la reparación.

2.2 Las labores de reparación y atención de averías se realizarán sin excepción en todos los edificios que utiliza el Banco Popular, los recintos de la red de cajeros automáticos y en los bienes inmuebles adjudicados en administración al Banco Popular, una vez que se ingrese el incidente de avería o solicitud de reparación al Sistema de Gestión de Mantenimiento (SGM) de la División de Infraestructura y Proyectos (DIP) y se determine a través de los funcionarios autorizados y/o el Encargado del Área de Mantenimiento que se va a efectuar por este Instructivo; lo que quedará evidenciado mediante respuesta vía correo electrónico al solicitante donde se le indica que la avería será atendida a través de un Contratista.

2.3 Se entiende por funcionario autorizado el técnico y/o profesional especializado de la División de Infraestructura y Proyectos (DIP) en quien se delega las tareas inspección, supervisión, fiscalización o administración para la gestión del mantenimiento de las edificaciones del Banco.

2.4 Se establece el correo electrónico como el medio primario de comunicación entre el Banco y los Contratistas.

2.5 El Contratista deberá incluir el suministro de la mano de obra, materiales, acarreos, herramientas, equipo y accesorios requeridos para la reparación y atención de averías.

2.6 El Contratista estará obligado a portar y utilizar dentro de las oficinas del Banco, los recintos de la red de cajeros automáticos y en los bienes inmuebles adjudicados en administración del Banco, vestimenta apropiada y reflectiva para cada trabajo además de un gafete o su equivalente que indique el nombre de la empresa o persona física inscrita de manera visible. El uso de pantalones cortos, camisetas sin mangas, sandalias o cintas reflectivas de motociclista no está permitido. En caso de incumplimiento se le aplicará lo establecido en el punto 9 de Revisión del Desempeño.

2.7 El Contratista estará obligado a identificar todos los materiales de construcción que se haya dispuesto a utilizar con el número de reporte de incidencia o solicitud correspondiente y el nombre de la persona física o jurídica (empresa) a quien pertenecen los materiales. El contratista es el único responsable por la custodia de sus materiales; cuando deje materiales de construcción o herramientas en pasillos, sótanos, parqueos o cualquier otro espacio sin identificar, el Banco asumirá que se encuentran en condición de abandono o desecho y no asumirá ninguna responsabilidad por los mismos. Una vez terminado cada trabajo el Contratista retirará del Banco todo material sobrante o desechado. Además estará sujeto a lo establecido en el punto 9 de las Revisiones del Desempeño.

2.8 Los trabajos se realizarán de manera parcial o total, dentro o fuera de las oficinas o edificios del Banco, los recintos de la red de cajeros automáticos y en los bienes inmuebles adjudicados en administración del Banco siguiendo las mejores prácticas y recomendaciones de los fabricantes de los productos utilizados relacionadas con cada una de las reparaciones y las necesidades de cada dependencia.

2.9 Se entiende por trabajo parcial aquel que no finaliza una vez iniciado porque se considera que durante su ejecución se puede llegar a interferir en las actividades bancarias, o no se ajuste a horarios o reglamentos de centros comerciales, y ocasionar incomodidad a los clientes, debiéndose programar su conclusión en un horario en el que no afecte ninguna actividad bancaria y según lo acuerden las partes: División de Infraestructura y Proyectos (DIP), Gerente o encargado de la Oficina y Contratista, o que por motivos propios del Banco se impida al Contratista concluir la prestación del servicio.

2.10 Se incluirán todas las labores complementarias que se requieran para el adecuado desarrollo y término de los trabajos sin que esto implique costo adicional para el Banco tales como: protección y señalización de perímetros de áreas de trabajo, solicitudes y permisos ante entidades reguladoras y fiscalizadoras como municipalidades o empresas de servicios públicos, para poder llevar a cabo la prestación de los servicios requeridos.

2.11 El Banco se reserva el derecho de realizar contrataciones de diseño, construcción, remodelación, mantenimiento preventivo, correctivo e integral en todas las edificaciones bajo su administración y que efectuará independientes de este Instructivo por los procedimientos ordinarios de contratación administrativa.

2.12 Los incidentes de avería en los recintos de la red de cajeros automáticos diferentes de los ubicados en oficinas comerciales o administrativas solo serán atendidos por este Instructivo como un recurso excepcional para realizar acciones correctivas y para garantizar la continuidad del negocio; en caso de que la administración haya rescindido o resuelto un contrato específico para el mantenimiento de esa red quedando desprotegida; esto solo será posible con autorización de la Jefatura de la División de Infraestructura y Proyectos.

3. OFERENTES:

3.1 El Banco realizará invitación pública y abierta a todos los oferentes dentro del territorio nacional, sean personas físicas o jurídicas que presten servicios de reparación y atención de averías, para que se inscriban en un registro que se conformará para la aplicación de este Instructivo el cual será el punto de inicio para poder tener la opción de ofertar algún requerimiento en un edificio, oficina BPT, agencia, oficina, recinto de cajero automático y/o los bienes inmuebles adjudicados en administración al Banco Popular. El Banco realizará la invitación a inscribirse mediante publicación por una sola vez de todo el documento en el Diario Oficial *La Gaceta* y por medio de un aviso publicado anualmente en un diario de circulación nacional.

3.2 Adicionalmente y a solicitud de la División de Infraestructura y Proyectos el Banco realizará invitación a inscribirse mediante publicación por medio de un aviso en un diario de circulación nacional hasta dos veces al año exclusivamente para aquellas zonas donde el número de oferentes debidamente inscritos sea inferior a tres y durante todo el período de vigencia del Instructivo, pero se procederá a suspender las publicaciones para la zona o zonas que hayan completado al menos tres oferentes y en el caso de no completar ese mínimo de oferentes a pesar de las publicaciones el Banco se reserva el derecho de atender los incidentes de avería de mantenimiento conforme lo indicado en el punto 2.11 o bien con personal propio.

3.3 Una vez presentado el formulario de inscripción por parte del oferente interesado ante la División de Infraestructura y Proyectos (DIP), se deberá analizar y validar la admisibilidad e inclusión en la zona que tenga interés dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la presentación total de los documentos, debiendo comunicarle mediante correo electrónico su cumplimiento o no con lo solicitado en el formulario.

3.4 En caso de tenerse como cumpliente, en el mismo documento de notificación se le señalará el número de inscripción asignado que posteriormente se utilizará como referencia para la respectiva aplicación del rol en la zona donde brindará sus servicios. De presentarse la información de manera incorrecta se le otorgará al oferente interesado un plazo no mayor a cinco (5) días hábiles para que subsane o se refiera a algún punto en particular que la DIP considere necesario para completar su información, contando en este supuesto la División igualmente con un plazo máximo de cinco (5) días hábiles a partir del recibo de las subsanaciones para comunicarle por el mismo medio su cumplimiento o no, siendo que en caso de cumplir hasta en este momento se le asignará el número de inscripción que le corresponda; es decir, que si en el transcurso de los plazos de subsanación señalados anteriormente se presenta para inscripción en el mismo registro un formulario completo de otro oferente interesado, a éste se le asignará de primero el número del rol que le corresponda, premiándose con esto a quien presente de manera completa la información requerida para estos efectos y no posponiendo, en su perjuicio y en el del Banco, la asignación de su rol en espera de que termine de cumplir con la presentación de la información el anterior proveedor.

3.5 Si el oferente no está de acuerdo con alguna de las decisiones tomadas por el Banco, podrá hacer uso de los recursos ordinarios que regula la Ley General de Administración Pública.

3.6 El formulario a completar por parte de cada oferente deberá contar como mínimo con la siguiente información, (se adjunta el respectivo formulario):

- a) Nombre completo del oferente.
- b) Número de cédula física o jurídica, según corresponda.
- c) Constancia de facturación timbrada emitida por la Dirección General de la Tributación Directa, o en su defecto si se encuentra dispensado del trámite de timbraje, la referencia del número de resolución mediante la cual se le eximió de ese trámite.
- d) Dirección exacta de su taller y/o lugar de residencia, aportando preferiblemente comprobante de domicilio donde se indique su dirección física en forma detallada (recibo de servicios públicos).
- e) Correo electrónico donde se le notificará su aceptación o no de la solicitud de inscripción en el registro y su número de rol en caso de ser afirmativa la respuesta y en donde se le podrá enviar alguna información o aclaración del servicio requerido en caso de que así lo acepte el proveedor en el momento específico, número(s) de teléfono(s), celular(es) y correo(s) electrónico(s).
- f) Correo electrónico, teléfono celular o fax como medio tecnológico por el cual se localizará para la solicitud de atención de las respectiva(s) solicitud(es) de reparación que correspondan de acuerdo al rol.
- g) Detalle de los servicios que presta, debiendo coincidir como mínimo con los requeridos en el objeto de este Instructivo.
- h) Mínimo 5 cartas de referencias de clientes a quienes les haya brindado sus servicios (sólo se aceptan dos cartas de personas físicas).
- i) Indicación expresa de sometimiento a las condiciones que se establecen en este Instructivo.
- j) Indicación de un plazo mínimo de garantía de seis (6) meses sobre las labores realizadas.
- k) Indicación de la zona donde prestará sus servicios conforme a lo indicado en el punto 3.11 e incluyéndose todas las oficinas y edificios donde el Banco brinde sus servicios, los recintos de la red de cajeros automáticos y los bienes inmuebles adjudicados en administración del Banco, en esa zona.
- l) Indicación expresa de su anuencia a atender en la modalidad de veinticuatro horas, los siete días de la semana (24/7) dentro de la zona asignada todas las averías desde su residencia y/o a la oficina que lo requiera.

3.7 Aportar las siguientes declaraciones juradas:

- a. De encontrarse al día con las obligaciones con la Caja Costarricense del Seguro Social (CCSS) o bien que cuenta con un arreglo de pago aprobado por la CCSS al momento de presentación de la oferta; el Banco se reserva el derecho de realizar las consultas pertinentes tanto al oferente como a la CCSS para verificar su condición, todo ello de frente a la naturaleza del objeto de contratación.
- b. De que se encuentra al día con el pago de sus obligaciones con FODESAF (Fondo de Desarrollo Social y Asignaciones Familiares), según reforma a la Ley de Desarrollo Social y Asignaciones Familiares No. 5662.
- c. De que se encuentra al día con el pago de todos los impuestos nacionales.
- d. De que no le afecta el régimen de prohibición establecido en el artículo 22 y 22 Bis de la Ley de Contratación Administrativa. Esta declaración deberá cubrir a todos los socios, directivos y representantes legales en el país en caso de tratarse de persona jurídica.

- e. De que no le afecta el régimen de prohibición establecido en el artículo 45 de la Ley Orgánica del Banco Popular y de Desarrollo Comunal. Esta declaración deberá cubrir a todos los socios, directivos y representantes legales en el país en caso de tratarse de persona jurídica.
- f. De que cuenta con la capacidad técnica, solvencia económica o capacidad crediticia igual o superior a \$6.000.00 (seis mil dólares sin centavos).
- g. De encontrarse al día con las operaciones crediticias (deudas, fianzas y ahorro obligatorio) que tenga con el Banco Popular y de Desarrollo Comunal; para personas jurídicas afecta tanto a los apoderados como sus accionistas. En caso de detectarse la morosidad, el oferente deberá regularizar esta condición antes de serle aprobada la solicitud del formulario de inscripción.
- h. Indicando que efectivamente es vecino de la dirección señalada en el punto 3.6 inciso d; y que autoriza al Banco para que cuando estime conveniente y necesario valide la información que aquí ha declarado bajo la fe de juramento; siendo motivo de retiro inmediato de este Instructivo el hecho de que su residencia, taller y/o el lugar de trabajo no corresponda a la zona en la cual se ha inscrito.

3.8 Si se trata de persona jurídica, deberá adjuntar la siguiente información:

- a. Certificación notarial o registral de la inscripción en el Registro Público y de la personería jurídica del representante legal, indicando su vigencia a la fecha de emisión de la certificación, nombre y apellidos, estado civil, profesión y oficio, nacionalidad y número de documento de identidad que lo acredita y copia del documento de identidad que lo identifica.
- b. Certificación notarial indicando el monto del capital social, la cantidad y naturaleza de las cuotas o acciones que lo conforman, y la propiedad de estas con indicación del nombre y apellidos de los propietarios de dichas acciones o cuotas. La certificación de la propiedad de las acciones, deberá ser emitida para las sociedades anónimas con vista del libro o registro de accionistas y para otro tipo de sociedades, según los libros que al respecto establezca el Código de Comercio. Si estos propietarios fueren personas jurídicas, se certificará la naturaleza y propiedad de las cuotas o acciones de esas sociedades.

3.9 Los anteriores documentos deben ser presentados en original y su fecha de emisión no podrá ser mayor de un mes contado retroactivamente a partir de la presentación del formulario de inscripción.

3.10 Los oferentes que resulten debidamente inscritos presentar mensualmente comprobante en formato digital de póliza de responsabilidad civil del INS vigente y/o equivalente o superior como requisito indispensable para su permanencia activa en rol y la asignación de trabajos. En caso de incumplimiento se le aplicarán lo establecido en el punto 9 de Revisión del Desempeño.

3.11 Será obligatorio que el lugar de residencia, taller y/o el lugar de trabajo del oferente corresponda a alguno de los cantones o distritos dentro la zona donde desea inscribirse; el oferente solo se podrá inscribir en una zona; con excepción de aquellos que se inscriban en la zona 02 que podrán optar por inscribirse en la zona 01 y brindar sus servicios en ambas en cuyo caso lo harán de forma paralela pero en diferente rol. El control del rol del registro estará a cargo de la División de Infraestructura y Proyectos. Los oferentes que resulten debidamente inscritos para brindar sus servicios en este Instructivo brindarán sus servicios en la zona que hayan seleccionado.

3.12 Cuando un oferente inscrito en la zona 02 haya optado por brindar sus servicios de forma paralela en la zona 01; deberá emitir declaración jurada de que cuenta con la capacidad técnica, solvencia económica y/o capacidad crediticia igual o superior a \$12.000.00 (doce mil dólares sin centavos); y que garantiza que el servicio de reparación de averías no será interrumpido alegando no contar con mano de obra especializada o dependencia de pago por parte del Banco Popular sobre un servicio anteriormente prestado o en curso.

3.13 El detalle de las zonas, BP Totales (BPT), Agencias y oficinas administrativas es el siguiente:

ZONAS INSTRUCTIVO 2016-2019			
ZONA 01			
REGION	DIVISION	OFICINA	OFICINA NOMBRE
AD.CENTRAL	Administración Central	EDIFICIO METROPOLITANO	EDIFICIO METROPOLITANO
AD.CENTRAL	Administración Central	EDIFICIO EQUUS	EDIFICIO EQUUS
AD.CENTRAL	Administración Central	EDIFICIO ALEJANDRO RODRIGUEZ	EDIFICIO ALEJANDRO RODRIGUEZ
AD.CENTRAL	Administración Central	EDIFICIO MATA REDONDA (D.BOSCO)	EDIFICIO MATA REDONDA (D.BOSCO)
AD.CENTRAL	Administración Central	EDIFICIO PANASONIC	EDIFICIO PANASONIC
AD.CENTRAL	Administración Central	EDIFICIO SABANA SUR (OROBAR)	EDIFICIO SABANA SUR (OROBAR)
AD.CENTRAL	Administración Central	EDIFICIO SAN PEDRO	EDIFICIO SAN PEDRO
AD.CENTRAL	Administración Central	EDIFICIO TOURNON	EDIFICIO TOURNON
AD.CENTRAL	Administración Central	ALMACEN CENTRAL (CALLE BLANCOS)	ALMACEN CENTRAL (CALLE BLANCOS)
AD.CENTRAL	Administración Central	ARCHIVO CENTRAL EXPEDIENTES	ARCHIVO CENTRAL
AD.CENTRAL	Administración Central	ARCHIVO DE CONTABILIDAD	ARCHIVO DE CONTABILIDAD
AD.CENTRAL	Administración Central	CASA DE LA CULTURA	CASA DE LA CULTURA
AD.CENTRAL	Administración Central	PARQUEO DEL MONTE	PARQUEO DEL MONTE
AD.CENTRAL	Administración Central	CPN PAVAS	CPN PAVAS
AD.CENTRAL	Administración Central	CENTRO NACIONAL TARJETAS	CENTRO NACIONAL TARJETAS
ZONA 02			
REGION	DIVISION	BPT	OFICINA_NOMBRE
CENTRAL	División Regional Central Este	BPT CATEDRAL	AG CARIT
CENTRAL	División Regional Central Este	BPT CATEDRAL	AG PLAZA VÍQUEZ
CENTRAL	División Regional Central Este	BPT CATEDRAL	AG JOISSAR
CENTRAL	División Regional Central Este	BPT CATEDRAL	CTRO ALHAJAS B AMON

CENTRAL	División Regional Central Este	BPT CATEDRAL	AG SAN FRANCISCO
CENTRAL	División Regional Central Este	BPT MULTICENTRO DESAMPARADOS	AG ASERRI
CENTRAL	División Regional Central Este	BPT MULTICENTRO DESAMPARADOS	AG SAN ANTONIO DESAMPARADOS
CENTRAL	División Regional Central Este	BPT MULTICENTRO DESAMPARADOS	BPT MULTICENTRO DESAMPARADOS
CENTRAL	División Regional Central Este	BPT MULTICENTRO DESAMPARADOS	AG ZONA CENTRO
CENTRAL	División Regional Central Este	BPT MORAVIA	AG PLAZA LINCOLN
CENTRAL	División Regional Central Este	BPT MORAVIA	AG CINCO ESQUINAS TIBAS
CENTRAL	División Regional Central Este	BPT MORAVIA	BPT MORAVIA
CENTRAL	División Regional Central Este	BPT MORAVIA	AG TIBÁS
CENTRAL	División Regional Central Este	BPT GOICOECHEA	BPT GOICOECHEA
CENTRAL	División Regional Central Este	BPT GOICOECHEA	AG EL ALTO GUADALUPE
CENTRAL	División Regional Central Este	BPT GOICOECHEA	AG CORONADO
CENTRAL	División Regional Central Este	BPT SAN PEDRO	AG CURRIDABAT
CENTRAL	División Regional Central Este	BPT SAN PEDRO	AG MALL SAN PEDRO
CENTRAL	División Regional Central Este	BPT SAN PEDRO	BPT SAN PEDRO
CENTRAL	División Regional Central Este	BPT SAN PEDRO	AG MULTIPLAZA DEL ESTE
CENTRAL	División Regional Central Oeste	BPT HEREDIA	BPT HEREDIA
CENTRAL	División Regional Central Oeste	BPT HEREDIA	EDIF. ORO VERDE
CENTRAL	División Regional Central Oeste	BPT HEREDIA	AG BELÉN
CENTRAL	División Regional Central Oeste	BPT HEREDIA	AG PLAZA HEREDIA
CENTRAL	División Regional Central Oeste	BPT HEREDIA	AG SANTA BARBARA
CENTRAL	División Regional Central Oeste	BPT HEREDIA	AG MALL PASEO DE LAS FLORES
CENTRAL	División Regional Central Oeste	BPT HEREDIA	AG MALL REAL CARIARI

CENTRAL	División Regional Central Oeste	BPT HEREDIA	EDIF. PENTAGONO (S.PABLO)
CENTRAL	División Regional Central Oeste	BPT HEREDIA	AG STO DOMINGO HEREDIA
CENTRAL	División Regional Central Oeste	BPT HEREDIA	AG LOS ANGELES
CENTRAL	División Regional Central Oeste	BPT HEREDIA	AG SAN FRANCISCO DE HEREDIA
CENTRAL	División Regional Central Oeste	BPT PAVAS	AG ALAJUELITA
CENTRAL	División Regional Central Oeste	BPT PAVAS	AG ESCAZÚ
CENTRAL	División Regional Central Oeste	BPT PAVAS	AG HATILLO
CENTRAL	División Regional Central Oeste	BPT PAVAS	AG LA URUCA
CENTRAL	División Regional Central Oeste	BPT PAVAS	BPT PAVAS
CENTRAL	División Regional Central Oeste	BPT PAVAS	AG ESCAZU CENTRO
CENTRAL	División Regional Central Oeste	BPT PASEO COLON	BPT PASEO COLON
CENTRAL	División Regional Central Oeste	BPT PASEO COLON	AG SANTA ANA
CENTRAL	División Regional Central Oeste	BPT PASEO COLON	AG MULTIPLAZA ESCAZU
CENTRAL	División Regional Central Oeste	BPT PASEO COLON	AG LINDORA
CENTRAL	División Regional Central Oeste	BPT PURISCAL	BPT PURISCAL
SUR-ATLANTICA	División Regional Sur	BPT CARTAGO	AG PASEO METROPOLI
SUR-ATLANTICA	División Regional Sur	BPT CARTAGO	BPT CARTAGO
SUR-ATLANTICA	División Regional Sur	BPT CARTAGO	AG PARAÍSO
SUR-ATLANTICA	División Regional Sur	BPT CARTAGO	AG SAN MARCOS TARRAZU
SUR-ATLANTICA	División Regional Sur	BPT CARTAGO	AG TRES RÍOS
SUR-ATLANTICA	División Regional Sur	BPT CARTAGO	AG EL GUARCO
SUR-ATLANTICA	División Regional Sur	BPT CARTAGO	AG OREAMUNO
SUR-ATLANTICA	División Regional Sur	BPT CARTAGO	AG CARTAGO CTRO

SUR-ATLANTICA	División Regional Sur	BPT CARTAGO	AG TERRAMALL
ZONA 03			
REGION	DIVISION	BPT	OFICINA_NOMBRE
NORTE	División Regional Norte	BPT PUNTARENAS	AG PAQUERA
NORTE	División Regional Norte	BPT PUNTARENAS	BPT PUNTARENAS
NORTE	División Regional Norte	BPT PUNTARENAS	AG JACO
NORTE	División Regional Norte	BPT PUNTARENAS	AG EL ROBLE
NORTE	División Regional Norte	BPT PUNTARENAS	AG OROTINA
NORTE	División Regional Norte	BPT LIBERIA	AG LA CRUZ
NORTE	División Regional Norte	BPT LIBERIA	BPT LIBERIA
NORTE	División Regional Norte	BPT LIBERIA	AG LIBERIA CENTRO
NORTE	División Regional Norte	BPT LIBERIA	AG PLAYA DEL COCO
NORTE	División Regional Norte	BPT NICOYA	VS NOSARA
NORTE	División Regional Norte	BPT NICOYA	BPT NICOYA
NORTE	División Regional Norte	BPT NICOYA	AG JICARAL
NORTE	División Regional Norte	BPT CAÑAS	AG TILARAN
NORTE	División Regional Norte	BPT CAÑAS	BPT CAÑAS
NORTE	División Regional Norte	BPT CAÑAS	AG JUNTAS ABANGARES
NORTE	División Regional Norte	BPT CAÑAS	AG UPALA
NORTE	División Regional Norte	BPT CAÑAS	AG MONTEVERDE
NORTE	División Regional Norte	BPT SANTA CRUZ	AG HUACAS
NORTE	División Regional Norte	BPT SANTA CRUZ	BPT SANTA CRUZ
ZONA 04			
REGION	DIVISION	BPT	OFICINA_NOMBRE
SUR-ATLANTICA	División Regional Sur	BPT CIUDAD NEILLY	AG SAN VITO
SUR-ATLANTICA	División Regional Sur	BPT CIUDAD NEILLY	AG PALMAR NORTE
SUR-ATLANTICA	División Regional Sur	BPT CIUDAD NEILLY	BPT CIUDAD NEILLY
SUR-ATLANTICA	División Regional Sur	BPT PEREZ ZELED	AG QUEPOS
SUR-ATLANTICA	División Regional Sur	BPT PEREZ ZELED	BPT PEREZ ZELED
SUR-ATLANTICA	División Regional Sur	BPT PEREZ ZELED	AG PEREZ ZELEDON SUR
SUR-ATLANTICA	División Regional Sur	BPT PEREZ ZELED	AG BUENOS AIRES
ZONA 05			
REGION	DIVISION	SUCURSAL	OFICINA_NOMBRE
NORTE	División Regional Occidental	BPT ALAJUELA	AG ALAJUELA OESTE

NORTE	División Regional Occidental	BPT ALAJUELA	BPT ALAJUELA
NORTE	División Regional Occidental	BPT ALAJUELA	AG ALAJUELA ESTE
NORTE	División Regional Occidental	BPT ALAJUELA	AG CITY MALL
NORTE	División Regional Occidental	BPT GRECIA	BPT GRECIA
NORTE	División Regional Occidental	BPT GRECIA	AG NARANJO
NORTE	División Regional Occidental	BPT GRECIA	AG GRECIA CENTRO
NORTE	División Regional Occidental	BPT GRECIA	AG SAN PEDRO DE POÁS
NORTE	División Regional Occidental	BPT GRECIA	AG ATENAS
NORTE	División Regional Occidental	BPT SAN RAMON	AG ZARCERO
NORTE	División Regional Occidental	BPT SAN RAMON	BPT SAN RAMON
NORTE	División Regional Occidental	BPT SAN RAMON	AG PLAZA OCCIDENTE
NORTE	División Regional Occidental	BPT SAN RAMON	AG PALMARES
NORTE	División Regional Occidental	BPT SAN CARLOS	BPT SAN CARLOS
NORTE	División Regional Occidental	BPT SAN CARLOS	AG PLAZA SAN CARLOS
NORTE	División Regional Occidental	BPT SAN CARLOS	AG LA FORTUNA
NORTE	División Regional Occidental	BPT SAN CARLOS	AG STA ROSA POCOSOL
NORTE	División Regional Occidental	BPT SAN CARLOS	AG AGUAS ZARCAS
NORTE	División Regional Occidental	BPT SAN CARLOS	AG GUATUSO
NORTE	División Regional Occidental	BPT SAN CARLOS	AG LA FLORENCIA
ZONA 06			
REGION	DIVISION	SUCURSAL	OFICINA_NOMBRE
SUR-ATLANTICA	División Regional Atlántica	BPT LIMÓN	BPT LIMON
ZONA 07			
REGION	DIVISION	SUCURSAL	OFICINA_NOMBRE
SUR-ATLANTICA	División Regional Atlántica	BPT GUÁPILES	BPT GUAPILES
SUR-	División Regional	BPT GUÁPILES	AG CARIARI

ATLANTICA	Atlántica		
SUR-ATLANTICA	División Regional Atlántica	BPT GUÁPILES	AG PTO VIEJO SARAPIQUÍ
SUR-ATLANTICA	División Regional Atlántica	BPT GUÁPILES	AG GUACIMO
SUR-ATLANTICA	División Regional Atlántica	BPT TURRIALBA	AG SIQUIRRES
SUR-ATLANTICA	División Regional Atlántica	BPT TURRIALBA	BPT TURRIALBA

3.14 En el supuesto de que el Banco realice la apertura de una nueva oficina, recinto de cajero automático o se adjudique un bien inmueble para administración del Banco, en cualquier zona, todo oferente inscrito a ese registro debe estar dispuesto a prestarle los servicios cuando le corresponda por el orden del rol, tanto a la nueva oficina que se apertura en la zona, recintos de cajeros automáticos, como a los bienes inmuebles adjudicados en administración al Banco Popular que se encuentren adyacentes a esa nueva oficina.

3.15 No se aceptará como justificación por parte del oferente inscrito la demora en la atención de los reportes de avería por estar ocupado en la atención de un reporte previamente asignado o por insolvencia económica.

3.16 El oferente inscrito se obliga a contar los medios de transporte y comunicación necesarios para atender y trasladarse al sitio de la avería. No se aceptará como justificación para la demora en la atención de los reportes de avería la carencia de medios de comunicación y/o transporte idóneos y en buen estado de funcionamiento. En caso de incumplimiento se le aplicará lo establecido en el punto 9 de Revisión del Desempeño.

3.17 En los casos en que el oferente inscrito alegue impedimento para transportarse por restricción vehicular en el Área Metropolitana la asignación del trabajo será anulada y se re-asignará al siguiente proveedor en el rol.

3.18 Cuando un oferente inscrito incurra en vicios ocultos en la ejecución de su trabajo, comportamiento o utilización de lenguaje soez u actos que puedan ser calificados como hostigamiento sexual hacia funcionarios del Banco o clientes del mismo será causa inmediata de separación del registro de proveedores.

3.19 Excepcionalmente el oferente inscrito podrá ser dispensado del rol cuando presente certificado médico que lo incapacite para brindar el servicio. Sin que exista penalización y asignándose los trabajos al siguiente proveedor en el rol durante el período de incapacidad.

3.20 El oferente inscrito podrá ser dispensado del rol cuando notifique con cinco días hábiles como mínimo de anticipación su voluntad de disfrutar de una licencia de hasta un total de 10 días hábiles por año; asignándose los trabajos al siguiente oferente inscrito. Una vez agotado ese límite deberá diligenciar lo necesario para procurar la atención de los incidentes de avería que se le asignen; cosa contrario se le considerará incumpliente y estará sujeto a lo establecido en el punto 9 de la Revisión del Desempeño.

3.21 El oferente inscrito estará obligado a remitir vía electrónica la información de aquellos colaboradores que son asignados para la realización de la visita de la inspección de los trabajos a realizar al Banco, la cual debe contener: El expediente personal con la fotografía digital y datos completos con los nombres y teléfonos actuales de los últimos tres empleos, copia del resultado de la verificación previa de los atestados de la persona, copia de la información de las bases de datos consultadas, copia de la cédula de identidad, copia de la hoja de delincuencia con no más de tres meses de emitida, tres cartas de recomendación, tres personas como referencia.

3.22 DIP según lo estime conveniente se reserva el derecho de solicitar cada seis meses al oferente inscrito, la remisión electrónica de la copia de las hojas de delincuencia de todo el personal asignado al Banco, para asegurarse de la integridad del mismo y que no se relacione con hechos delictivos, manteniendo registro y evidencia de esa información de seguimiento en el expediente de la contratación.

3.23 El Banco se reserva el derecho de incorporar o no al padrón fotográfico de contratistas de la División de Infraestructura a los colaboradores del Contratista.

4. MODELO PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS

4.1 El modelo de contratación que se usará consiste en establecer un registro con empresas o personas físicas para cada zona según se indica en el apartado 3.13, que presten el servicio de reparación y atención de averías en la totalidad de los ítems descritos en el punto 5 de este Instructivo, las **24 horas del día y los 7 días de la semana, y hasta por un monto de \$2.000.00** (dos mil dólares sin centavos) por lo anterior en las oficinas y edificios en donde brinde sus servicios el Banco Popular en todo el país recintos de cajeros automáticos y bienes inmuebles adjudicados en administración del Banco; siendo ilimitada la cantidad de proveedores que puedan llegar a ocupar un campo en las listas de registro, siempre y cuando se presente la solicitud dentro del plazo de vigencia de este Instructivo. El Contratista estará en la obligación de brindar sus servicios a todas las Agencias adscritas o no a un BPT y/o en el caso de los edificios administrativos, excepcionalmente a los recintos de la red de cajeros automáticos y a los bienes adjudicados en administración al Banco Popular.; conforme lo indicado en el punto 3.13.

4.2 PLAZOS DE ATENCIÓN:

4.2.1 La División de Infraestructura y Proyectos tramitará a través del Sistema de Gestión de Mantenimiento (SGM) los reportes de averías de las diferentes oficinas, agencias del Banco, los recintos de la red de cajeros automáticos y en los bienes inmuebles adjudicados en administración del Banco durante la jornada ordinaria laboral de lunes a viernes de las 8:00 a las 16:30 horas.

Los reportes de avería que puedan ocurrir en días u horas no hábiles y que puedan constituir un inmediato riesgo para el personal, peligro de daños a la propiedad del Banco o interrupción de las operaciones de una instalación, agencia bancaria o edificio serán canalizados por los funcionarios formalmente designados por la División de Infraestructura y Proyectos quienes podrán ser contactados telefónicamente o por medios electrónicos las 24 horas del día a través de la División de Seguridad Bancaria o directamente por funcionarios de la oficina afectada.

En ningún caso se iniciaran los trabajos sin contar con el estudio de razonabilidad de precio aprobado. Para estos casos el ingreso formal del reporte de avería al Sistema de Gestión de Mantenimiento (SGM) se hará de manera posterior.

Los criterios de análisis y aprobación de la razonabilidad del precio serán emitidos conforme a lo indicado en el punto 4.2.14.

4.2.2 Cuando la División de Infraestructura y Proyectos le comunique al Contratista, según el rol, de una reparación a su correo electrónico, éste deberá confirmar la recepción de la comunicación, gestionar los permisos de ingreso y presentarse a realizar la respectiva inspección en un plazo no mayor a seis horas. Deberá presentar a DIP una estimación de costos con la lista estimada de materiales a utilizar y el costo de la mano de obra en el formato establecido por la División de Infraestructura y Proyectos en un tiempo no mayor a 24 horas hábiles posteriores a la inspección.

4.2.3 El inicio de los trabajos se debe dar cuando DIP le remita al Contratista la Orden de Reparación de Avería y la notificación del correspondiente permiso de ingreso emitido por la División de Seguridad Bancaria.

4.2.4 Los trabajos de reparación de la avería deberán estar terminados en el lapso registrado por el funcionario autorizado de DIP en el Sistema de Gestión de Mantenimiento (SGM). Vencido ese plazo el Contratista estará sometido a lo establecido según corresponda en el punto 9 de Revisiones de desempeño y 10 de Multas.

4.2.5 El Contratista previa justificación podrá solicitar una ampliación de plazo para la atención de un reporte; sin embargo será potestad del funcionario autorizado de DIP la aceptación del plazo solicitado; dicha ampliación será registrada con las observaciones y justificación correspondiente en el Sistema de Gestión de Mantenimiento (SGM) de DIP. Vencido ese plazo el Contratista estará sometido a lo establecido en el punto 10.

4.2.6 En todos los casos después de realizado cada una de los trabajos el Contratista de manera inmediata comunicará a DIP de la terminación de tal forma que se pueda registrar su finalización en el tiempo real establecido en el Sistema de Gestión de Mantenimiento (SGM) de DIP. DIP se reserva el derecho de realizar las verificaciones que juzgue convenientes.

4.2.7 Sin excepción todos los trabajos ejecutados deben contar con una firma de recibido en la Orden de Reparación por el personal encargado en cada una de las Oficinas o Agencias o un funcionario autorizado de DIP en los casos en que el reporte sea emitido por la misma División de Infraestructura y Proyectos.

4.2.8 El funcionario autorizado de la oficina que recibe el servicio firmará y sellará la Orden de Reparación en cuyo caso esto solo significa que el Contratista se presentó al sitio y efectuó los trabajos indicados en la Orden de Reparación.

4.2.9 La asignación de los trabajos será establecida por rol de acuerdo al número de inscripción asignado a cada proveedor por la División de Infraestructura y Proyectos y será independiente para cada una de las zonas indicadas en el apartado 3.13; en caso de no aceptar el orden del rol, se procederá a aplicar lo establecido en el artículo 9 de Revisiones del Desempeño.

4.2.10 El orden del rol será utilizado por la División de Infraestructura y Proyectos, según corresponda. Lo aplicarán para los trabajos asignados a su oficina y a las oficinas adscritas, así como a las Agencias, BPT, oficinas no adscritas a una Agencia o BPT que se encuentren en el Área Metropolitana, recintos de la red de cajeros automáticos isla y a los bienes inmuebles adjudicados en administración al Banco.

4.2.11 Todas las averías serán generadas a través del Sistema de Gestión de Mantenimiento (SGM) de DIP, el cual otorgará automáticamente un número de reporte que se indicará de manera obligatoria y claramente legible en la factura que emita el Contratista una vez que finalice el trabajo. Las demoras ocasionadas por parte del Contratista debido a la no inclusión del número de reporte u otros errores en su factura serán su responsabilidad exclusiva.

4.2.12 El reporte de avería será efectuado por cada Coordinador de Agencia o funcionario designado del Banco para los lugares en donde se requiera de los servicios de reparación o atención de una avería, la División de Infraestructura y Proyectos determinará su asignación al Contratista correspondiente en rol.

4.2.13 La División de Infraestructura y Proyectos (DIP) será el responsable de determinar y brindar los criterios técnicos de los servicios a contratar por medio de los funcionarios autorizados de DIP.

4.2.14 El Administrador del Instructivo o el funcionario autorizado de la División de Infraestructura y Proyectos emitirá el criterio de razonabilidad del monto cotizado por concepto de mano de obra y la lista de materiales, en un plazo no mayor a 12 horas hábiles posteriores a la presentación de la estimación de costos por parte del Contratista; esto tanto para las averías por atender en horario hábil como inhábil. En caso de que se considere que el precio es inapropiado o que la lista de materiales no es correcta, se le informará al Contratista cual es el precio razonable del trabajo a realizar, lo anterior con el propósito de que DIP pueda negociar lo que corresponda con el Contratista dentro de un tiempo no mayor a 12 horas hábiles adicionales. En caso de no llegar a un acuerdo con el Contratista, podrá llamar al siguiente proveedor interesado de acuerdo al orden del rol establecido según su inscripción en la respectiva lista y el proceso se reiniciará desde el principio. Si se aprobara, DIP deberá ordenar el inicio de los trabajos.

4.2.15 Cada Coordinador de BPT, Agencia u oficina deberá mantendrá una comunicación eficiente con la División de Infraestructura y Proyectos durante el desarrollo de los trabajos solicitados, la DIP contará con un archivo de los trabajos realizados donde se incluya copia de la Orden de reparación de avería, las facturas correspondientes por materiales utilizados y mano de obra.

4.2.16 La División de Infraestructura y Proyectos realizará las inspecciones de los trabajos que juzgue necesarias, el Contratista deberá estar disponible para evacuar las consultas de los funcionarios autorizados de DIP las 24 horas del día, los 7 días de la semana y estará sujeto a lo establecido en el punto 9 de Revisiones del Desempeño.

4.2.17 Cada Contratista deberá estar debidamente inscrito en la Dirección General de la Tributación Directa. Por lo que las facturas que presente el Contratista para cobro deberán estar debidamente timbradas, o en su defecto, si fue dispensado del trámite de timbraje, deberá hacer referencia en las facturas o comprobantes que presenten ante el Banco Popular y sus BPT, Agencias u Oficinas Administrativas del Área Metropolitana, del número de resolución mediante la cual se les eximió de ese trámite.

4.2.18 El Contratista garantizará acabados de primera calidad en concordancia con las mejores prácticas del fabricante de los materiales o productos utilizados y la debida terminación de las obras manteniendo el permanente y adecuado funcionamiento de las edificaciones, según las condiciones de cada dependencia, oficina o edificio, de lo contrario no se ejecutará el trámite correspondiente a la recepción de los trabajos y consecuentemente la cancelación por los servicios prestados y estará sujeto a lo establecido en el punto 9 de revisión del desempeño.

4.2.19 El Administrador del Instructivo de la División de Infraestructura y Proyectos (DIP), es el encargado de realizar las labores de inscripción de proveedores, velar por la actualización constante del roles automáticos de asignación de Contratistas en el Sistema de Gestión de Mantenimiento (SGM), emitir el criterio técnico de razonabilidad del monto cotizado de los precios ofertados, llevar el registro y control de los documentos correspondientes a los reportes de avería que se realicen, iniciar y revisar el trámite de pago a través del sistema SIPRE y hacer inspecciones aleatorias ocasionales; trabaja en estricta coordinación con los Gestores y/o Supervisores de Mantenimiento y está subordinado al Encargado de Mantenimiento del Banco Popular.

5. OBJETO DE CONTRATACION:

5.1 Prestar servicios de reparación y atención de averías, que se aplicarán según corresponda en labores como: ajustar, ampliar, anclar, desanclar, aplicar, cambiar, chorrear, colocar, conectar, construir, compactar, cubrir, demoler, desarmar, desconectar, desinstalar, destacar, empastar, fijar impermeabilizar, instalar, limpiar, lujar, pegar, picar, remodelar, reparar, repellar, restaurar, retirar, soldar y sustituir.

5.2 El proveedor realizará cualquier otra actividad que amerite ser considerada dentro del servicio y que no esté especificada en el punto anterior. En caso que la incorporación de nuevas tareas implique una modificación a este Instructivo, el Banco deberá solicitar la debida autorización a la Contraloría General de la República.

5.3 Suministrar la mano de obra, materiales, herramientas, acarreos y equipo necesario para cada uno de los trabajos que se indiquen.

5.4 Los trabajos incluirán todas las labores complementarias que se requieran para su correcta realización de tal manera que no se presenten interrupciones, a menos de que el trabajo lo amerite (previa coordinación con el Supervisor de Mantenimiento de DIP y el encargado de la Agencia u oficina) con el objeto de lograr el mejor resultado y sin que esto implique ningún costo adicional.

5.5 Se entiende por labores complementarias aquellas que conlleven realizar acciones como solicitudes y permisos ante entidades reguladoras y fiscalizadoras como Municipalidades o empresas de servicios públicos, para poder llevar a cabo la prestación de los servicios requeridos.

5.6 El Contratista deberá cumplir con todas las disposiciones de seguridad internas del Banco Popular, las de Salud Ocupacional y las que el Coordinador de la Agencia solicite para cada trabajo asignado.

5.7 Se clasifican y describen todos los servicios que debe estar dispuesto a prestar un proveedor al formar parte de un registro, en las siguientes categorías:

5.7.1 SERVICIOS DE CONSTRUCCION Y REPARACION EN ALBAÑILERIA:

Los trabajos se realizarán en todos los espacios, elementos constructivos y arquitectónicos compuestos en su mayoría por concreto como aceras, adoquines, alcantarillas, baldosas, cajas de registro, caños, ceniceros, cunetas, desagües, entrepisos, escaleras, lozas, paredes, pilas, postes, tapias y cualquier otro elemento en concreto que así lo amerite.

5.7.2 SERVICIO DE INSTALACIÓN Y REPARACIÓN EN CARPINTERÍA:

Los trabajos se realizarán en todos los espacios, elementos constructivos y arquitectónicos compuestos en su mayoría por madera como en barandas, batientes, cornisas, escaleras, marcos, muebles, puertas, rodapiés, ventanas y cualquier otro elemento que así lo amerite.

5.7.3 SERVICIO DE INSTALACIÓN Y REPARACIÓN EN CERRAJERÍA:

Los trabajos se realizarán en todos los elementos que requieran llavines (con o sin llave), herrajes y dispositivos de cierre, incluyendo piezas y accesorios que estos requieran.

5.7.4 SERVICIO DE INSTALACIÓN Y REPARACIÓN EN CIELOS:

Los trabajos se realizarán en todos los espacios, elementos constructivos y arquitectónicos que sean considerados cielos que pueden ser de tipo artesanos, gypsum, fibro-cemento, láminas y perfiles de aluminio, plywood, tablilla, densglass y cualquier otro elemento que así lo amerite.

5.7.5 SERVICIO DE INSTALACIÓN Y REPARACIÓN EN EBANISTERÍA:

Los trabajos se realizarán en todos los módulos, muebles, estaciones, estantes y utensilios de este tipo, incluyendo piezas y accesorios que estos requieran.

5.7.6 SERVICIO DE INSTALACIÓN Y REPARACIÓN EN FONTANERÍA:

Los trabajos se realizarán en todas las tuberías, dispositivos, accesorios, equipos de bombeo y sistemas mecánicos relacionados, el abastecimiento temporal de agua potable por fallas en la red local o contaminación, la atención de incidentes en la red de agua potable, la red de evacuación de aguas pluviales, la red de aguas servidas y cualquier elemento que así lo amerite incluyendo piezas y accesorios que estos requieran.

5.7.7 SERVICIO DE INSTALACIÓN Y REPARACIÓN EN HOJALATERÍA:

Los trabajos se realizarán en todos los espacios, elementos constructivos y arquitectónicos con especial atención en cubiertas y dispositivos utilizados para la evacuación de aguas como canoas, bajantes, botaguas, cumbreras, lima hoyas, limatones y cualquier otro elemento que así lo amerite incluyendo piezas y accesorios que estos requieran.

5.7.8 SERVICIO DE INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO EN JARDINERÍA:

Los trabajos se realizarán en todos los espacios, compuestos en su mayoría por jardines y áreas verdes que incluirán zacate, arbustos, árboles y cualquier otro elemento de jardinería que así lo amerite.

5.7.9 SERVICIO DE INSTALACIÓN Y REPARACIÓN EN PAREDES MODULARES:

Los trabajos se realizarán en todos los espacios, elementos constructivos y arquitectónicos que se utilicen para cerramientos, divisiones y ordenamiento de espacios, como paneles modulares y muro seco, para paredes, puertas, marcos, contramarcos, ventanas y todos los dispositivos utilizados para completar estos sistemas modulares, incluyendo piezas y accesorios que estos requieran.

5.7.10 SERVICIO COLOCACIÓN DE PISOS Y ENCHAPES:

Los trabajos se realizarán en todos los espacios, elementos constructivos y arquitectónicos de uso o tránsito como alfombras, azulejos, cerámicas, madera, mosaico, terrazo y cualquier elemento que así lo amerite incluyendo piezas y accesorios que estos requieran.

5.7.11 SERVICIO DE INSTALACIÓN Y REPARACIÓN EN MANGUETERÍA:

Los trabajos se realizarán en todos los espacios, elementos constructivos y arquitectónicos como celosías, brazos hidráulicos, herrajes, estructuras, marcos (de aluminio), contramarcos (según especificaciones), ventanas (incluirá fijas y sistemas móviles) y cualquier elemento que así lo amerite incluyendo piezas y accesorios que estos requieran.

5.7.12 SERVICIO DE REPARACIÓN EN METALMECÁNICA:

Los trabajos se realizarán en todos los espacios, elementos constructivos y arquitectónicos compuestos en su mayoría por perfiles metálicos como en alambre navaja, baranda, cerchas, cortinas arrollables, columna, cubiertas, enrejados, escaleras, estructuras, mallas, parrillas, pasamanos, portones (para automóviles y peatones de sistema eléctrico o manual), puertas, rampas, vigas, llavines y cualquier elemento que así lo amerite, incluyendo piezas y accesorios que estos requieran. **Los trabajos de soldadura considerarán todas las medidas y dispositivos de seguridad tanto del soldador como de las instalaciones (conexión de máquina).**

5.7.13 SERVICIO DE REPARACIÓN EN PINTURA:

Los trabajos se realizarán en todos los espacios, elementos constructivos y arquitectónicos como cubiertas, cielos, columnas, enrejados, escaleras, estructuras, mallas, paredes, parrillas, pisos, portones, tuberías, vigas y cualquier dispositivo que así lo amerite, siguiendo las mejores prácticas de limpieza y aplicación.

5.7.14 SERVICIO DE MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA Y DE CABLEADO ESTRUCTURADO:

Los trabajos se realizarán en todos los elementos utilizados para la construcción de redes eléctricas como son ductería metálica, canaleta plástica, cambio de balastos, cambio de tubos fluorescentes, bombillos, cambio de tomas, apagadores, enchufes, disyuntores, revisión e instalación de circuitos, cortes de corriente, cableados, lámparas, halógenos, luminarias, difusores y cualquier otro elemento que así lo amerite, para el correcto funcionamiento eléctrico de la instalación donde se brinde el servicio. Cuando los trabajos involucren una intervención en los tableros de distribución eléctrica o de los sistemas de acometida o alimentación principal; el proveedor antes de iniciar los trabajos deberá solicitar permiso a DIP y contar con su aval técnico.

Los trabajos en cableado estructurado se realizarán de manera independiente o complementaria a los trabajos de cableado eléctrico en todos los elementos utilizados para la instalación de redes de cableado estructurado en UTP categoría 6 Panduit o su equivalente incluyendo remoción, instalación, revisión y verificación de cableados, instalación de ductería metálica, escalerillas, canaleta plástica, cambio de conectores, instalación de placas, , etiquetado conforme a estándar del banco, fallas del cableado y cualquier otro elemento que así lo amerite para el correcto funcionamiento de la red de comunicaciones; todo bajo las normas existentes para el tipo de cableado que se indica. Cuando los trabajos involucren el ingreso o intervención en los cuartos de comunicación; el Contratista antes de iniciar los trabajos deberá solicitar permiso y/o asistencia a DIP y contar con su aval técnico y/o supervisión.

5.7.15 SERVICIO DE RESTAURACIÓN EN SUPERFICIES DE PISOS Y PAREDES:

Los trabajos se realizarán en todos los espacios, elementos constructivos y arquitectónicos de uso o tránsito como pisos, paredes y dispositivos que así lo amerite, incluyendo piezas y accesorios que estos requieran e incluirán labores de estucado, impermeabilización, limpieza, pulido, repellido, masillado, nivelado o los que correspondan según la necesidad.

5.7.16 SERVICIO DE REPARACIÓN DE SISTEMAS DE AGUAS SERVIDAS:

Los trabajos se realizarán en todos los dispositivos mecánicos relacionados con la evacuación de aguas residuales y tuberías relacionadas con estas como drenajes, tanques y cualquier elemento que así lo amerite, incluyendo piezas y accesorios que estos requieran.

5.7.17 SERVICIO DE ACARREO Y DISPOSICION RESPONSABLE DE DESECHOS:

Los trabajos se realizaran en todos los lugares donde por la naturaleza de las actividades del Banco sea necesario demoler y/o disponer de cualquier tipo de desechos de manera responsable; recolectando, seleccionando, acarreando y retirando estos de las instalaciones. Deberán ser depositados en un centro de acopio, centro de reciclaje o botadero debidamente autorizado y bajo responsabilidad única del Contratista. Para estos casos a efectos de hacer efectivo el pago el Contratista deberá aportar la certificación o comprobante de recibo por parte del sitio de recepción.

5.7.18 SERVICIO ESPECIALES DE DISPOSICION RESPONSABLE DE FLUORESCENTES Y BOMBILLOS:

Los trabajos consisten en trasladar y disponer de la destrucción responsable de los tubos fluorescentes y bombillos en desecho a través de un centro de reciclaje especializado debidamente autorizado para este tipo de materiales. Será requisito para la tramitación del pago por este servicio la presentación de un “Certificado de destrucción” conforme a la normativa nacional vigente.

6. LIMPIEZA Y TRATAMIENTO DE DESECHOS:

6.1 El Contratista tratará y trasladará los desechos producidos durante la ejecución y al término de los trabajos fuera de las instalaciones del Banco Popular y será el único responsable de su correcta disposición.

6.2 El Contratista mantendrá en todo momento el inmueble libre de basura o escombros causados por el normal desarrollo de los trabajos. Al finalizar la obra, y antes de la recepción, removerá toda la

basura del edificio y sus alrededores; retirará los equipos, herramientas y materiales sobrantes de su pertenencia y dejará el sitio en estado de limpieza a satisfacción de los supervisores.

6.3 Deberá cumplir todas las disposiciones de seguridad que amerite la División de recolección y acarreo de desechos y las que el Coordinador de la Agencia, BPT, Oficina Administrativa o Administrador solicite.

6.4 Los desechos que se retiren de las oficinas del Banco, los recintos de la red de cajeros automáticos y en los bienes inmuebles adjudicados en administración del Banco donde se realicen los trabajos, deberán ser depositados en un Centro de Acopio o botadero debidamente autorizado por la Municipalidad respectiva y será responsabilidad única del Contratista.

7. LEGISLACION:

7.1 El Contratista tomará todas las precauciones necesarias para la seguridad en el trabajo. Cumplirá todas las leyes y reglamentos de seguridad y previsión sociales, con el fin de evitar accidentes o daños a las personas que se encuentran en el lugar donde se efectúan los trabajos o cerca del mismo.

7.2 El Contratista debe cumplir con la legislación vigente del país en materia laboral y Salud Ocupacional, así como cumplir con las normativas dictadas en la Ley de Riesgos 6727 del Instituto Nacional de Seguros, según se indica en el Reglamento General de los Riesgos de Trabajo.

7.3 El Contratista asume todas las obligaciones que establecen el Código de Trabajo y las leyes laborales vigentes, así como las cargas sociales correspondientes a este código.

7.4 El Contratista actuará como patrono en relación con todo el personal que intervenga en la División de ejecución de los trabajos. **Entre ese personal y el Banco Popular no existirá ninguna relación laboral.**

7.5 Será responsabilidad del Contratista reparar en forma inmediata cualquier daño ocasionado como consecuencia de los trabajos, sin que esto ocasione costo extra alguno para el Banco.

7.6 El Contratista asumirá los costos por daños a personas ya sean estos funcionarios, clientes o visitantes, así como equipos e instalaciones del Banco causados por su personal o los trabajos que realiza.

8. FORMA DE PAGO:

8.1 El Contratista presentará sus facturas los días lunes o primer día hábil de cada semana inmediatamente después de haber finalizado los trabajos de manera que estas no se acumulen; el pago se realizará como máximo a los doce días (12) hábiles a partir de la recepción de la factura con la documentación completa y la recepción técnica por parte del funcionario autorizado de DIP en la Orden de Reparación, preferiblemente mediante depósito en la cuenta corriente o de ahorros que el adjudicatario mantenga con el Banco Popular. Para un trámite expedito del pago, el adjudicatario debe indicar el número de cuenta corriente o de ahorros que tiene en este Banco. De no contar con una cuenta de ahorros en el Banco Popular, se recomienda la suscripción de una cuenta corriente o de ahorros con el propósito de que el pago se le realice por medio de transferencia bancaria y así sea más ágil el pago; de lo contrario se efectuará mediante cheque.

8.2 Deberá incluir en la factura final el monto de mano de obra con un informe descriptivo de los trabajos realizados, fotografías en formato digital o impreso del trabajo antes y después de realizado, el monto de materiales, adjuntando la factura correspondiente y/o declaración jurada de que los materiales utilizados en la atención de los trabajos forman parte del conjunto de materiales que tiene almacenados para su trabajo, que son nuevos y de primera calidad, y que cuentan las respectivas garantías junto a una copia de la Orden de Reparación de Avería emitida por la División de Infraestructura.

8.3 Cuando el Contratista haga reemplazo de luminarias como parte del trabajo aprobado; deberá aportar la “Guía para Contabilizar el Reemplazo de Luminarias” en el formato que se haya establecido por DIP; aportando la información correspondiente a ubicación, tipo de luminaria, cantidad, potencia (watts) y horas de uso diario; esto en concordancia con el Plan Institucional de Gestión Ambiental.

8.4 El Banco reconocerá una única vez en cada factura para cada trabajo aprobado un monto máximo de un 3% por concepto de transporte de materiales y un monto máximo de un 2% por concepto de equipo y herramienta sobre el valor de los materiales utilizados dentro del límite de \$2.000.00 (dos mil dólares) establecido en el punto 1.1

8.5 El Banco reconocerá una única vez en cada factura para cada trabajo aprobado un monto máximo de un 5% por concepto de administración, un 5% por concepto de utilidad y un 2% por concepto de disponibilidad sobre el costo total de los materiales y la mano de obra utilizadas los cuales estarán incluidos dentro del límite de \$2.000.00 (dos mil dólares establecido) en el punto 1.1.

8.6 Toda transacción debe respaldarse con facturas o comprobantes que reúnan los requisitos establecidos por la Dirección General de la Tributación Directa. Si se le ha dispensado del trámite de timbraje, deberá hacer referencia en las facturas o comprobantes que presenten ante el Banco, del número de resolución mediante la cual se les eximió de ese trámite. El Banco no se responsabiliza por los atrasos que puedan darse en la fase de ejecución, con motivo del incumplimiento de este aspecto.

8.7 El pago se realizará en colones, y en caso de cotizaciones en dólares americanos, se utilizará el tipo de cambio de venta de referencia que reporte el Banco Central de Costa Rica para el día en que se emite el pago.

8.8 El Contratista debe presentar mensualmente a la División de Infraestructura y Proyectos, constancia emitida por la Caja Costarricense del Seguro Social, en donde se demuestre que se encuentra al día con el pago de sus obligaciones con la seguridad social de este país (artículo 74 de la Ley Orgánica de la **C. C. S. S.**) y constancia emitida por **FODESAF** (Fondo de Desarrollo Social y Asignaciones Familiares), según reforma a la Ley de Desarrollo Social y Asignaciones Familiares No. 5662, en donde demuestre que se encuentra al día con el pago de sus obligaciones con FODESAF.

8.9 En caso que la calidad de los acabados no cumpla con los requerimientos solicitados por la DIP o se presente un incumplimiento parcial o total del servicio, será motivo para dar por finalizado el trabajo y por lo tanto no se ejecutará el trámite de pago correspondiente sin que implique algún costo adicional para el Banco. Ante el panorama de que el proveedor no concluya la prestación del servicio requerido en los términos regulados en el Instructivo o en el caso de que habiéndolo concluido lo realizó de manera defectuosa siendo que la Gerencia o el funcionario autorizado no avaló su correcto proceder, el Banco no incurrirá en ningún pago por ese concepto y solicitará el requerimiento al siguiente de la lista de inscripción de acuerdo al orden del rol en caso de ser necesario o lo podrá realizar con

personal propio del Banco. En los supuestos en que el trabajo se realizó de manera parcial por motivos propios del Banco, según lo indicado en el punto 2.9 de este documento, el pago que se reconocerá al Contratista corresponderá sólo a lo que efectivamente haya ejecutado hasta el momento en que el Banco detuvo la prestación del servicio, según lo originalmente contratado, debiendo presentar para estos efectos el Contratista la documentación probatoria de respaldo necesaria para cobrar las erogaciones en que incurrió.

9. REVISIONES DEL DESEMPEÑO:

9.1 El Supervisor de Mantenimiento y/o funcionario autorizado de DIP en el marco de sus actividades ordinarias y/o programadas, realizará revisiones periódicas del desempeño de los contratistas con el fin de verificar la calidad total del servicio de mantenimiento brindado.

9.2 En caso de inconsistencias en el servicio o incumplimiento en la calidad de los trabajos, desempeño insatisfactorio, silencio en las comunicaciones, no uso de vestimenta apropiada, todo conforme a los parámetros del Banco y los formularios de revisión del servicio elaborados para ese efecto, el funcionario autorizado de la División de Infraestructura y Proyectos le extenderá al Contratista una llamada de atención verbal con constancia escrita. En caso de reiterar su incumplimiento cuando le corresponda nuevamente prestar el servicio de acuerdo al orden del rol se le extenderá una amonestación por escrito, de incumplirse una tercera vez será suspendido con un mes fuera del registro manteniendo su numeración en el rol. En todos los casos la DIP se reservará el derecho de reasignar los trabajos previamente asignados pero no ejecutados total o parcialmente sin tener que incurrir en ningún pago al Contratista incumpliente; de persistir los incumplimientos antes señalados será retirado del registro durante el resto del período durante el cual está vigente este Instructivo.

10. MULTAS:

10.1 Por incumplimiento en el **tiempo establecido de entrega del trabajo**, el Contratista deberá pagar al Banco Popular y de Desarrollo Comunal el 2,5% del monto adjudicado por concepto de reparación, por cada día natural de atraso, hasta un máximo del 25%. La suma que corresponda por concepto de la aplicación de esta cláusula, será rebajada del pago que se le haga al Contratista.

10.2 En los casos donde se tenga que aplicar el cobro de la multa, esta será tramitada mediante el procedimiento sumario dispuesto institucionalmente conforme a los alcances de la resolución #2013006639 emitida por la Sala Constitucional de la Corte Suprema de Justicia de las 16 horas y 01 minuto del 15 de mayo del 2013.

11. VIGENCIAS

11.1 Este procedimiento tendrá una vigencia de **tres años** a partir de la fecha de publicación en el Diario Oficial *La Gaceta* y podrá prorrogarse la aplicación de este Instructivo, previa autorización del Órgano Contralor, por un plazo igual al plazo autorizado en el oficio N° 15766 DCA-2987.

11.2 De igual manera el plazo de vigencia del formulario de inscripción de los proveedores interesados -de donde se obtendrá el consecutivo del rol en cada zona será el mismo de la vigencia del documento Instructivo.

11.3 Una vez concluidos los plazos de vigencia del Instructivo y del formulario de inscripción y antes de su prórroga -si así lo autoriza la Contraloría General de la República-, cualquier proveedor inscrito podrá manifestar su deseo de no continuar perteneciendo inscrito en la lista de proveedores que se confeccionará para cada zona para estos fines, para lo cual deberá comunicarlo a la DIP. Los proveedores podrán solicitar expresamente su deseo de retirarse de un registro en cualquier momento, preferiblemente antes de que le corresponda por el orden del rol prestar un servicio.

12. FORMALIZACIÓN DEL CONTRATO

12.1 Cada vez que un interesado se inscriba deberá confeccionarse un contrato, según las disposiciones establecidas por la Contraloría General de la República en el punto III, inciso 6 del oficio N° 15766 DCA-2987.

12.2 Cada vez que se asigne un trabajo, el Banco extenderá una Orden de Reparación de Avería que hará las veces de Orden de Compra y que se constituirá en el documento que para todos los fines ordene la correspondiente ejecución contractual. El Banco entregará la Orden de Reparación de Avería o la notificará mediante fax o correo electrónico a más tardar un (1) día hábil posterior a la adjudicación, misma que se hará efectiva únicamente cuando la División de Infraestructura y Proyectos le comunique al Contratista la aceptación de la razonabilidad del precio cotizado para la atención del reporte de avería realizado por la instancia solicitante.

13. INSPECCIÓN Y FISCALIZACIÓN DEL CONTRATO

13.1 El Órgano Fiscalizador tiene como obligación velar porque el Contratista se ajuste al estricto cumplimiento de todos los puntos y solicitudes pactadas en este Instructivo, así como en la prestación del servicio. Se entenderá que el Órgano Fiscalizador lo constituye la **División de Infraestructura y Proyectos**, a quien le corresponden las atribuciones y obligaciones establecidas en el artículo 13 de la Ley de Contratación Administrativa.

14. MEJORAS A LO OFRECIDO

14.1 El Banco por medio la División de Infraestructura y Proyectos estará facultado para aceptar las mejoras, cambios e innovaciones en los materiales y servicios que le proponga el Contratista y que se planteen con posterioridad al ofrecimiento presentado, siempre que no le represente ningún costo adicional al Banco o un aumento en el plazo de entrega y que se reviertan a favor del mejor beneficio para el Banco medido en función de incrementos en la capacidad, calidad o potencialidad de lo contratado.

15. DISPOSICIÓN FINAL

15.1 En todo lo que no esté expresamente normado en el presente Instructivo, le aplicarán supletoriamente todas las disposiciones contenidas en la Ley de Contratación Administrativa y en su respectivo Reglamento. Además, aquellos trabajos que superen el monto establecido de \$2.000.00 (dos mil dólares sin centavos) serán tramitados por los procedimientos ordinarios de Contratación Administrativa, que para tales efectos tenga el Banco Popular, para la atención de este tipo de servicios.


División Contratación Administrativa.—Lic. Maykel Vargas García, Jefe.—1 vez.—(IN2016094652).

INSTITUTO MIXTO DE AYUDA SOCIAL

SUBGERENCIA DE SOPORTE ADMINISTRATIVO

POLÍTICA PARA LA CLASIFICACIÓN Y USO DE LA INFORMACIÓN

OCTUBRE, 2016

	Política para la Clasificación y uso de la Información		PI-GG- 01
Aprobado por: Consejo Directivo	N° Oficio ACD 0440-09-2016 Ratificado: ACD 0446-09-2016	Fecha aprobación: 23-09-2016 Ratificado: 26-09-2016	Página 2 de 17

ÍNDICE

ÍNDICE.....	2
JUSTIFICACIÓN:	3
DEFINICIONES:.....	8
OBJETIVO GENERAL.....	10
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	11
FUNDAMENTO LEGAL	11
ÁMBITO DE APLICACIÓN	13
VIGENCIA	14
DISPOSICIONES GENERALES.....	14
RESPONSABLE DE LA EJECUCIÓN, SEGUIMIENTO Y EVALUACIÓN	16
ENUNCIADO DE LA POLÍTICA.....	16

JUSTIFICACIÓN:

La legislación vigente en Costa Rica le brinda igual validez a los documentos electrónicos y a los documentos en soporte de papel, lo que trae consigo grandes beneficios: desde la posibilidad de firmar acuerdos legales sin que sea requerida la presencia física de las partes; hasta cuestiones tan simples, como el ahorro de espacio físico y de recursos para custodiar la documentación, sin que esto afecte el valor probatorio de la información. No obstante, los documentos electrónicos y digitales también están supeditados a un adecuado almacenamiento y manipulación.

En ese sentido, la legislación nacional dispone regulaciones con el propósito de establecer los mecanismos para asegurar el uso correcto de la información suministrada por las personas usuarias o clientes de las diferentes instancias que conforman el Sector Público del país, así como el acceso a la misma.

En ese orden de ideas, la Constitución Política de nuestro país establece en el artículo 30 lo siguiente: *"...ARTÍCULO 30.-...Se garantiza el libre acceso a los departamentos administrativos con propósitos de información sobre asuntos de interés público. Quedan a salvo los secretos de Estado..."*. De esta manera, se regula el acceso irrestricto a la información que se genere en cualquier Institución del Sector Público Costarricense, siempre y cuando esta sea declarada de interés público.

Asimismo, la Ley N° 7202, "Ley del Sistema Nacional de Archivos", en el artículo N° 10, amplía lo normado en la Constitución Política, al indicar:

"...Se garantiza el libre acceso a todos los documentos que produzcan o custodien las instituciones a las que se refiere el artículo 2. de esta Ley. Cuando se trate de documentos declarados secreto de Estado, o de acceso restringido, perderán esa condición después de treinta años de haber sido producidos, y podrá facilitarse para investigaciones de carácter científico - cultural, debidamente comprobados, siempre que no irrespeten otros derechos constitucionales...".

De igual manera la Ley N° 8422, "Ley contra la corrupción y el enriquecimiento ilícito en la función pública", establece en su contenido una serie de normas relacionadas con el derecho de acceso a la información pública, específicamente el artículo N° 7 de dicha norma indica:

"...Artículo 7º- Libre acceso a la información. Es de interés público la información relacionada con el ingreso, la presupuestación, la custodia, la fiscalización, la administración, la inversión y el gasto de los fondos públicos, así como la información necesaria para asegurar la efectividad de la presente Ley, en relación con hechos y conductas de los funcionarios públicos...".

De lo anterior, es clara la intención de las personas legisladoras de los diferentes periodos por buscar mecanismos apropiados para la clasificación de la información física y, de este modo, permitir su acceso según sea la necesidad. Sin embargo, con la aprobación de la Ley N° 8454, “Ley de Certificados, firmas digitales y documentos electrónicos”, se amplía el concepto de información pública con la inclusión del tema de la información digital en su artículo N° 1: “...se aplicará a toda clase de transacciones y actos jurídicos, públicos o privados, salvo disposición legal en contrario, o que la naturaleza o los requisitos particulares del acto o negocio concretos resulten incompatibles. El Estado y todas las entidades públicas quedan expresamente facultados para utilizar los certificados, las firmas digitales y los documentos electrónicos, dentro de sus respectivos ámbitos de competencia...”.

Adicionalmente, el artículo N° 6 de esta normativa refiere a la gestión y conservación de documentos electrónicos y digitales, e indica textualmente lo siguiente:

“...Cuando legalmente se requiera que un documento sea conservado para futura referencia, se podrá optar por hacerlo en soporte electrónico, siempre que se apliquen las medidas de seguridad necesarias para garantizar su inalterabilidad, se posibilite su acceso o consulta posterior y se preserve, además, la información relativa a su origen y otras características básicas.

La transición o migración a soporte electrónico, cuando se trate de registros, archivos o respaldos que por ley deban ser conservados, deberá contar, previamente, con la autorización de la autoridad competente.

En lo relativo al Estado y sus instituciones, se aplicará la Ley del Sistema Nacional de Archivos, N.º 7202, de 24 de octubre de 1990. La Dirección General del Archivo Nacional dictará las regulaciones necesarias para asegurar la gestión debida y conservación de los documentos, mensajes o archivos electrónicos...”.

Con dicha norma, el Sector Público pretende incorporar los avances tecnológicos actuales a la generación, custodia y acceso a la información. Aunado a lo anterior, con la Ley N° 8968, “Ley de Protección de la Persona Frente al Tratamiento de sus Datos Personales”, se establece en el artículo N° 3 una serie de definiciones que logran una clasificación de los diferentes tipos de información.

De igual manera, el Instituto Mixto de Ayuda Social, ha iniciado acciones con el fin de establecer la validez de la información generada por medios electrónicos, siendo ejemplo de ello la promulgación del “Reglamento de uso de documentos electrónicos y firma digital del Instituto Mixto de Ayuda Social”, el cual establece como objetivo de dicha norma, lo siguiente:

“...Este Reglamento tiene por objeto regular el uso de la firma digital y los documentos electrónicos o digitales que ingresen o emanen hacia y desde el Instituto Mixto de Ayuda Social por las personas funcionarias o usuarias del Instituto Mixto de Ayuda Social...”

Con respecto a la confidencialidad de la información, como elemento de importancia en el ámbito del sector público, es importante indicar que, tanto a nivel internacional como nacional, existen normas que regulan los tipos de información a tratar bajo esta premisa. De este modo, se evita que las Administraciones realicen definiciones antojadizas, como el dar estatus confidencial a aquella información que es de carácter público. A continuación se citan ejemplos de este tipo de normativa.

A nivel internacional se cuenta con la “Convención sobre la eliminación de todas las formas de discriminación contra la mujer” (conocida como CEDAW, por sus siglas en inglés), suscrita por los Estados miembros de la Organización de las Naciones Unidas, y que entró en vigor el 03 de setiembre de 1981. En ese sentido, el “Protocolo Facultativo de la Convención sobre la Eliminación de todas las formas de Discriminación contra la Mujer” establece en su artículo N° 6 inciso 1. lo siguiente:

“...1. A menos que el Comité considere que una comunicación es inadmisibles sin remisión al Estado Parte interesado, y siempre que la persona o personas interesadas consientan en que se revele su identidad a dicho Estado Parte, el Comité pondrá en conocimiento del Estado Parte, de forma confidencial, toda comunicación que reciba con arreglo al presente Protocolo...” (El resaltado no corresponde al original).

Asimismo, en el artículo N° 8 inciso 5 del citado Protocolo Facultativo, solicita la colaboración de los Estados parte para realizar, en un marco de confidencialidad, las investigaciones necesarias a efectos de determinar posibles violaciones graves o sistemáticas de alguno de los derechos de las mujeres enunciados en dicha convención. Al respecto, lo siguiente resulta de interés:

“...5. La investigación será de carácter confidencial y en todas sus etapas se solicitará la colaboración del Estado Parte...” (El resaltado no corresponde al original).

Con los artículos reseñados, se pretende establecer la importancia de la confidencialidad de las denuncias interpuestas y los resultados de las investigaciones producto de las mismas, evitando represalias que puedan afectar la vida de personas involucradas.

A nivel país, y en el ámbito de la protección de la confidencialidad de las denuncias, la Ley N° 7476 “Ley contra el hostigamiento sexual en el empleo y la docencia”, establece en el artículo N° 5 inciso 2 lo siguiente, de interés con respecto al procedimiento interno de cada una de las Instituciones del Sector Público:

“...Artículo 5. Responsabilidades de prevención. Todo patrono o jerarca tendrá la responsabilidad de mantener, en el lugar de trabajo, condiciones de respeto para quienes laboran ahí, por medio de una política interna que prevenga, desaliente, evite y sancione las conductas de hostigamiento sexual. Con ese fin, deberán tomar medidas expresas en los reglamentos internos, los convenios colectivos, los arreglos directos o de otro tipo. Sin limitarse solo a ellas, incluirán las siguientes:

(...)

2) Establecer el procedimiento interno, adecuado y efectivo, que permita las denuncias de hostigamiento sexual, garantizando la confidencialidad de las denuncias y el régimen sancionatorio para las personas hostigadoras cuando exista causa... (El resaltado no corresponde al original).

Se observa, de igual manera, la importancia que tiene el garantizar la confidencialidad de las partes actoras en la atención de las denuncias interpuestas en casos de hostigamiento. Posteriormente mediante Ley N° 8805, “Ley de Modificación de la Ley contra el Hostigamiento Sexual en el Empleo y la Docencia”, se adiciona en el artículo N° 18 lo siguiente de interés:

“...Artículo 18. Principios que informan el procedimiento. Informan el procedimiento de hostigamiento sexual los principios generales del debido proceso, la proporcionalidad y la libertad probatoria, así como los específicos, entendidos como la confidencialidad, que implica el deber de las instancias, las personas representantes, las personas que comparecen como testigas y testigos y las partes que intervienen en la investigación y en la resolución, de no dar a conocer la identidad de las personas denunciantes ni la de la persona denunciada y, el principio pro víctima, el cual implica que, en caso de duda, se interpretará en favor de la víctima...”. (El resaltado no corresponde al original).

De esta normativa se extrae que la confidencialidad no aplica únicamente a las personas que establecen denuncias de cualquier tipo, sino que incluye a todas las personas actoras, siendo estos denunciantes, testigos, y denunciados, en virtud de la posible afectación a sus vidas personales en caso de que se hicieran públicas este tipo de situaciones. Por ello, la información generada en este tipo de situaciones, aunque sea originada en el Sector Público, no debe ser de conocimiento público por las posibles consecuencias que podría acarrear sobre las personas involucradas.

La confidencialidad no aplica únicamente a la materia de las denuncias, ya que la normativa establece la posibilidad de proteger la información relacionada con secretos comerciales e industriales, al respecto la Ley N° 7975, “Ley de información no divulgada”, establece en los artículos N° 1 y 2 lo siguiente de manera textual:

“...Artículo 1. Objetivos. Son objetivos de la presente ley: a) Proteger la información no divulgada relacionada con los secretos comerciales e industriales.”

Artículo 2. Ámbito de protección. Protégese la información no divulgada referente a los secretos comerciales e industriales que guarde, con carácter confidencial, una persona física o jurídica para impedir que información legítimamente bajo su control sea divulgada a terceros, adquirida o utilizada sin su consentimiento por terceros, de manera contraria a los usos comerciales honestos, siempre y cuando dicha información se ajuste a lo siguiente:
a) Sea secreta, en el sentido de que no sea, como cuerpo ni en la configuración y reunión precisas de sus componentes, generalmente conocida ni fácilmente accesible para las

personas introducidas en los círculos donde normalmente se utiliza este tipo de información. b) Esté legalmente bajo el control de una persona que haya adoptado medidas razonables y proporcionales para mantenerla secreta. c) Tenga un valor comercial por su carácter de secreta.

La información no divulgada se refiere, en especial, a la naturaleza, las características o finalidades de los productos y los métodos o procesos de producción. Para los efectos del primer párrafo del presente artículo, se definirán como formas contrarias a los usos comerciales honestos, entre otras, las prácticas de incumplimiento de contratos, el abuso de confianza, la instigación a la infracción y la adquisición de información no divulgada por terceros que hayan sabido que la adquisición implicaba tales prácticas o que, por negligencia grave, no lo hayan sabido. La información que se considere como no divulgada deberá constar en documentos, medios electrónicos o magnéticos, discos ópticos, microfilmes, películas u otros elementos similares. (El resaltado no corresponde al original)

De esta manera, la información que pueda ser vinculada con secretos de carácter comercial, – entendiéndose estos como estrategias de mercadeo, métodos de fijación de costos, entre otros– puede ser catalogada como confidencial. Sin embargo, esta misma ley establece qué tipo de información no puede considerarse confidencial, evitando de este modo la fijación antojadiza de la confidencialidad por parte de las Administraciones. Esto se encuentra manifestado en el artículo N° 4, donde se establece:

***“...Artículo 4. Información excluida de protección. Esta ley no protegerá la información que: a) Sea del dominio público. b) Resulte evidente para un técnico versado en la materia con base en información disponible de previo. c) Deba ser divulgada por disposición legal u orden judicial. No se considerará que entra al dominio público la información confidencial que cumpla los requisitos del primer párrafo del artículo 2 de esta ley y haya sido proporcionada a cualquier autoridad por quien la posea, cuando la haya revelado para obtener licencias, permisos, autorizaciones, registros o cualquier otro acto de autoridad, por constituir un requisito formal. En todo caso, las autoridades o entidades correspondientes deberán guardar confidencialidad...”** (El resaltado no corresponde al original)*

Es importante indicar que esta misma Ley establece las condiciones en las cuales aplica la confidencialidad de las personas que tienen acceso a la misma, y el periodo en el cual debe aplicar la confidencialidad de la información a la cual se tiene acceso, ya que el artículo N° 7 establece puntualmente:

“...Artículo 7. Confidencialidad en las relaciones laborales o comerciales. Toda persona que con motivo de su trabajo, empleo, cargo, desempeño de su profesión o relación de negocios, tenga acceso a información no divulgada en los términos señalados en el primer párrafo del artículo 2 de esta ley y sobre cuya confidencialidad se le haya prevenido en forma expresa, deberá abstenerse de usarla o divulgarla sin consentimiento del titular, aun

cuando su relación laboral, el desempeño de su profesión o la relación de negocios haya cesado. En los contratos por los que se transmiten conocimientos técnicos especializados, asistencia técnica, provisión de ingeniería básica o tecnologías, podrán establecerse cláusulas de confidencialidad para proteger la información no divulgada que reúnan las condiciones referidas en el primer párrafo del artículo 2 de la presente ley...". (El resaltado no corresponde al original)

Es de importancia señalar que la Ley N° 7975, "Ley de información no divulgada", lleva implícitos aspectos sobre el tratamiento a la información confidencial y secretos comerciales e industriales, en los cuales se hace necesario y obligatorio, para las personas que tienen acceso a datos no divulgados, conservar el secreto de la información y su protección contra todo uso comercial desleal. Asimismo, incluye normativa relativa a la responsabilidad de aquellas personas que utilicen, adquieran o divulguen información confidencial sin la autorización del titular, para ser utilizada por terceros no autorizados.

Como se observa, las Instituciones Públicas, a efectos de mantener la confidencialidad de la información que así haya sido catalogada, deben definir los instrumentos para garantizar la divulgación no autorizada de la misma, siendo posible el establecimiento de cláusulas de confidencialidad entre el patrono y la persona trabajadora. Dichas cláusulas no deben tener fecha de vencimiento, en virtud de las implicaciones que podría acarrear la exposición o divulgación de este tipo de información de carácter confidencial, so pena de ser tipificada su acción como delito, según lo indicado en el Código Penal.

Tomando en consideración la vasta normativa existente en el país sobre la clasificación y el acceso a la información, tanto en forma física como digital, es necesario establecer una política institucional que permita la salvaguarda de la información generada, siendo ejemplo de ello: los Acuerdos de Consejo Directivo catalogados como de carácter restringido; la información personal de las funcionarias y los funcionarios de la Institución; entre otra información relevante.

A la vez, se debe considerar tanto a la población objetivo de la Institución –pues es uno de los sectores más sensibles– como a la población general del país, tomando en cuenta aspectos como la rendición de cuentas, la libertad y los derechos humanos, así como elementos de gestión institucional, el correcto uso de los recursos públicos, la ética institucional, y la producción de historia nacional.

Por todo ello, el IMAS debe garantizar la correcta clasificación, custodia y uso de la información, utilizando los mecanismos establecidos en las diferentes normas que han sido aprobadas en el marco de la protección de la información.

DEFINICIONES:

Para la correcta interpretación del presente documento se utilizarán las siguientes definiciones:

- a. **Accesibilidad:** Se refiere a los medios, mecanismos y alternativas comunicativas y técnicas que posibilitan el acceso a la comunicación e información de toda la población.
- b. **Autenticidad:** La veracidad, técnicamente constatable, de la identidad del autor o auotra del documento o comunicación. La autenticidad técnica no excluye el cumplimiento de los requisitos de autenticación o certificación desde el punto de vista jurídico.
- c. **Certificado Digital:** Credencial electrónica que utiliza un mecanismo criptográfico con el fin de garantizar la autenticación de las personas usuarias para que puedan firmar electrónicamente, con el efecto de vincular un documento, una persona y una firma, asegurando la integridad y no alteración del documento y la firma, así como la identificación personal en transacciones o actos jurídicos electrónicos.
- d. **Criticidad:** Permite establecer la jerarquía o prioridades de la información sea en soporte papel, electrónica o digital, creando una estructura que facilita la toma de decisiones acertadas y efectivas.
- e. **Datos sensibles:** Información relativa al fuero íntimo de la persona, como por ejemplo los que revelen origen racial o étnico, opiniones políticas, convicciones religiosas o espirituales, condición socioeconómica, información biomédica o genética, vida y orientación sexual, entre otros, se considera como información personal de acceso restringido.
- f. **Documento digital:** Es la representación en medio digital de un documento. Cuando el documento digital se encuentre suscrito por su autor, y autenticado por notario público, mediante firma digital, tendrá el mismo valor y eficacia probatoria que uno firmado en manuscrito, de conformidad con lo que establece la Ley de Certificados, Firmas Digitales y Documentos Electrónicos y su Reglamento.
- g. **Encriptación:** Es el proceso para convertir la información a un formato cifrado y más seguro. En otras palabras, los datos que están en un formato claro –o sea entendible–, se convierten mediante un proceso matemático a un formato encriptado o codificado –o sea ininteligible–.
- h. **Equipo de Trabajo para la custodia y clasificación de la información en soporte papel, electrónico y digital:** Grupo nombrado por la Gerencia General, el cual deberá reunirse cuando sea requerido para dar cumplimiento a lo establecido en el Procedimiento elaborado para el efecto. Este equipo estará compuesto por representantes de la Subgerencia de Desarrollo Social, Subgerencia de Soporte Administrativo, Asesoría Jurídica, Área de Desarrollo Humano, Área de Planificación Institucional, Área de Servicios Generales, Área de Tecnologías de Información y la persona responsable de Comunicación Institucional de la Presidencia Ejecutiva.
- i. **Expediente electrónico:** Constituye una serie de documentos electrónicos o digitales ordenados cronológicamente y almacenados en un medio electrónico que asegure que ninguno de esos documentos será alterado o eliminado y que garantice la integridad del expediente electrónico.
- j. **Firma digital:** Resultado de obtener, mediante mecanismos o dispositivos, un patrón, que unívocamente se asocie a una persona física y a su voluntad de firmar manifestada por un

medio electrónico que, una vez utilizado, se considera equivalente a la firma manuscrita del documento electrónico donde se inserta.

- k. **Unidad Productora de Información:** Unidades del IMAS que tienen la facultad de generar información de uso institucional, la cual debe ser clasificada para su custodia y uso.
- l. **IMAS:** Instituto Mixto de Ayuda Social.
- m. **Información Digital:** Esta información puede haber tenido su origen y existencia inicial en forma electrónica o física, lo cual significa que, si un documento “nace” o existe en forma física y es digitalizado de alguna manera electrónica (escaneado, digitado o similares), pasa a ser un documento o información digital, pero puede mantener su figura o existencia física válida. Un documento físico que es digitalizado y firmado digitalmente tiene la misma validez o incluso mayor que el físico, pues está validado por un medio electrónico encriptado y protegido y protegido a través de la firma digital que únicamente su creador o creadora le puede asignar a través de su firma digital.
- n. **Información Electrónica:** Esta información tiene origen y se mantiene en el ámbito electrónico, o sea en un medio digital, tales como: un archivo electrónico (audio, video, archivos multimedia, otros), una base de datos, un sistema de información o medios de almacenamiento digital. Se puede generar un documento físico a partir de él (por ejemplo una impresión), pero su fundamento y existencia válida es el medio electrónico (o sea el medio digital en el que se almacene).
- o. **Información Confidencial:** Es toda aquella información que no es pública, o información no divulgada y guardada con carácter confidencial, lo que implica que no pueda ser revelada a terceros sin consentimiento de su titular.
- p. **Información pública de acceso restringido:** La que, aún formando parte de registros de acceso al público, no es de acceso irrestricto por ser de interés solo para su titular o para la Administración Pública.
- q. **Información pública de acceso irrestricto:** Refiere a los contenidos en bases de datos públicas de acceso general, según dispongan leyes especiales y de conformidad con la finalidad para la cual estos datos fueron recabados.
- r. **Información Pública:** Es toda aquella información que ha sido declarada de conocimiento público por la Institución.
- s. **Información Pública de Datos Sensibles:** Es la protección de información sensible contra divulgación no autorizada.
- t. **Sensibilidad:** Grado de interés de la naturaleza de la información tratada, en relación con la menor o mayor necesidad de garantizar la confidencialidad y la integridad de la información

OBJETIVO GENERAL

Establecer las principales pautas a seguir para la clasificación y uso de los documentos que se generen en el Instituto Mixto de Ayuda Social, con el fin de garantizar el nivel de protección adecuado según la información contenida en ellos.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Definir las categorías en las cuales la Institución clasificará la información, tanto en formato físico como digital.
2. Implementar medidas y procedimientos que permitan establecer el uso correcto de la información según sensibilidad, accesibilidad y criticidad.

FUNDAMENTO LEGAL

El fundamento legal del presente documento tiene como base la siguiente normativa:

1. Constitución Política: artículo N° 30.- "...Se garantiza el libre acceso a los departamentos administrativos con propósitos de información sobre asuntos de interés público. Quedan a salvo los secretos de Estado...".
2. Ley N° 7202, Ley del Sistema Nacional de Archivos: artículo N° 10: "...Se garantiza el libre acceso a todos los documentos que produzcan o custodien las instituciones a las que se refiere el artículo 2o. de esta Ley. Cuando se trate de documentos declarados secreto de Estado, o de acceso restringido, perderán esa condición después de treinta años de haber sido producidos, y podrá facilitarse para investigaciones de carácter científico - cultural, debidamente comprobados, siempre que no se irrespeten otros derechos constitucionales...".
3. Ley N° 6227, Ley General de la Administración Pública: artículo 273 inciso 1: "...1. No habrá acceso a las piezas del expediente cuyo conocimiento pueda comprometer secretos de Estado o información confidencial de la contraparte o, en general, cuando el examen de dichas piezas confiera a la parte un privilegio indebido o una oportunidad para dañar ilegítimamente a la Administración, a la contraparte o a terceros, dentro o fuera del expediente...".
4. Ley N° 8422, Ley contra la corrupción y el enriquecimiento ilícito en la función pública: artículo N° 7: "...Libre acceso a la información. Es de interés público la información relacionada con el ingreso, la presupuestación, la custodia, la fiscalización, la administración, la inversión y el gasto de los fondos públicos, así como la información necesaria para asegurar la efectividad de la presente Ley, en relación con hechos y conductas de los funcionarios públicos...".
5. Ley N° 8454, Ley de certificados, firmas digitales y documentos electrónicos: artículo N° 6: "...Cuando legalmente se requiera que un documento sea conservado para futura referencia, se podrá optar por hacerlo en soporte electrónico, siempre que se apliquen las medidas de seguridad necesarias para garantizar su inalterabilidad, se posibilite su acceso o consulta posterior y se preserve, además, la información relativa a su origen y otras características básicas.

La transición o migración a soporte electrónico, cuando se trate de registros, archivos o respaldos que por ley deban ser conservados, deberá contar, previamente, con la autorización de la autoridad competente.

En lo relativo al Estado y sus instituciones, se aplicará la Ley del Sistema Nacional de Archivos, N.º 7202, de 24 de octubre de 1990. La Dirección General del Archivo Nacional dictará las regulaciones necesarias para asegurar la gestión debida y conservación de los documentos, mensajes o archivos electrónicos...”.

6. Ley N° 8968, Ley de Protección de la Persona Frente al Tratamiento de sus Datos Personales: artículo N° 3: “...Definiciones. Para los efectos de la presente ley se define lo siguiente: ... f) Deber de confidencialidad: Obligación de los responsables de bases de datos, personal a su cargo y del personal de la Agencia de Protección de Datos de los Habitantes (Prodhab), de guardar la confidencialidad con ocasión del ejercicio de las facultades dadas por esta ley, principalmente cuando se acceda a información sobre datos personales y sensibles. Esta obligación perdurará aun después de finalizada la relación con la base de datos.
7. Convención sobre la eliminación de todas las formas de discriminación contra la mujer (CEDAW): artículo N° 6 inciso 1.: “...1. A menos que el Comité considere que una comunicación es inadmisibles sin remisión al Estado Parte interesado, y siempre que la persona o personas interesadas consientan en que se revele su identidad a dicho Estado Parte, el Comité pondrá en conocimiento del Estado Parte, de forma confidencial, toda comunicación que reciba con arreglo al presente Protocolo...”
8. Convención sobre la eliminación de todas las formas de discriminación contra la mujer (CEDAW): artículo N° 8 inciso 5: “...5. La investigación será de carácter confidencial y en todas sus etapas se solicitará la colaboración del Estado Parte...”.
9. Ley N° 7476, Ley contra el hostigamiento sexual en el empleo y la docencia: artículo N° 5 inciso 2: “...2) Establecer el procedimiento interno, adecuado y efectivo, que permita las denuncias de hostigamiento sexual, garantizando la confidencialidad de las denuncias y el régimen sancionatorio para las personas hostigadoras cuando exista causa...”
10. Ley N° 8805, Ley de Modificación de la Ley contra el Hostigamiento Sexual en el Empleo y la Docencia: artículo N° 18: “...Principios que informan el procedimiento. Informan el procedimiento de hostigamiento sexual los principios generales del debido proceso, la proporcionalidad y la libertad probatoria, así como los específicos, entendidos como la confidencialidad, que implica el deber de las instancias, las personas representantes, las personas que comparecen como testigos y testigos y las partes que intervienen en la investigación y en la resolución, de no dar a conocer la identidad de las personas denunciadas ni la de la persona denunciada y, el principio pro víctima, el cual implica que, en caso de duda, se interpretará en favor de la víctima...”.
11. Ley N° 7975, Ley de información no divulgada: artículo N° 1: “... Objetivos. Son objetivos de la presente ley: a) Proteger la información no divulgada relacionada con los secretos comerciales e industriales...”.
12. Ley N° 7975, Ley de información no divulgada: artículo N° 2 “...Ámbito de protección. Protégese la información no divulgada referente a los secretos comerciales e industriales

que guarde, con carácter confidencial, una persona física o jurídica para impedir que información legítimamente bajo su control sea divulgada a terceros, adquirida o utilizada sin su consentimiento por terceros, de manera contraria a los usos comerciales honestos, siempre y cuando dicha información se ajuste a lo siguiente: a) Sea secreta, en el sentido de que no sea, como cuerpo ni en la configuración y reunión precisas de sus componentes, generalmente conocida ni fácilmente accesible para las personas introducidas en los círculos donde normalmente se utiliza este tipo de información. b) Esté legalmente bajo el control de una persona que haya adoptado medidas razonables y proporcionales para mantenerla secreta. c) Tenga un valor comercial por su carácter de secreta....

La información no divulgada se refiere, en especial, a la naturaleza, las características o finalidades de los productos y los métodos o procesos de producción. Para los efectos del primer párrafo del presente artículo, se definirán como formas contrarias a los usos comerciales honestos, entre otras, las prácticas de incumplimiento de contratos, el abuso de confianza, la instigación a la infracción y la adquisición de información no divulgada por terceros que hayan sabido que la adquisición implicaba tales prácticas o que, por negligencia grave, no lo hayan sabido. La información que se considere como no divulgada deberá constar en documentos, medios electrónicos o magnéticos, discos ópticos, microfilmes, películas u otros elementos similares...”.

13. Ley N° 7975, Ley de información no divulgada: artículo N° 4: *“...Información excluida de protección. Esta ley no protegerá la información que: a) Sea del dominio público. b) Resulte evidente para un técnico versado en la materia con base en información disponible de previo. c) Deba ser divulgada por disposición legal u orden judicial. No se considerará que entra al dominio público la información confidencial que cumpla los requisitos del primer párrafo del artículo 2 de esta ley y haya sido proporcionada a cualquier autoridad por quien la posea, cuando la haya revelado para obtener licencias, permisos, autorizaciones, registros o cualquier otro acto de autoridad, por constituir un requisito formal. En todo caso, las autoridades o entidades correspondientes deberán guardar confidencialidad*
14. Ley N° 7975, Ley de información no divulgada: artículo N° 7 *“...Confidencialidad en las relaciones laborales o comerciales. Toda persona que con motivo de su trabajo, empleo, cargo, desempeño de su profesión o relación de negocios, tenga acceso a información no divulgada en los términos señalados en el primer párrafo del artículo 2 de esta ley y sobre cuya confidencialidad se le haya prevenido en forma expresa, deberá abstenerse de usarla o divulgarla sin consentimiento del titular, aun cuando su relación laboral, el desempeño de su profesión o la relación de negocios haya cesado. En los contratos por los que se transmiten conocimientos técnicos especializados, asistencia técnica, provisión de ingeniería básica o tecnologías, podrán establecerse cláusulas de confidencialidad para proteger la información no divulgada que reúnan las condiciones referidas en el primer párrafo del artículo 2 de la presente ley...”.*

ÁMBITO DE APLICACIÓN

1. Esta política es aplicable a todas las personas funcionarias del IMAS, terceras y usuarias que requieran tener acceso a la información institucional.
2. Oficinas Productoras de Información: Les corresponde identificar y clasificar la información, con el fin de asegurar que reciba un apropiado nivel de protección según su sensibilidad, accesibilidad y criticidad, de acuerdo con el Procedimiento elaborado para tal propósito.
3. Comité Gerencial de Tecnologías de Información: Le corresponde accionar sus funciones de acuerdo con lo estipulado en esta política.

VIGENCIA

La vigencia de la presente política será a partir su publicación en el Diario Oficial La Gaceta, y la misma se integrará al Plan Operativo Institucional (POI) y como parte del proceso de Formulación del POI- Presupuesto de cada año será revisada.

Con la entrada en vigencia del presente documento, se deroga lo establecido en la Política del Área de Tecnologías de Información POL-EDI 03 denominada "Política para la Clasificación de Información", aprobada por parte de Consejo Directivo N° CD 376-09 del 14 de octubre de 2009 y el Procedimiento para la clasificación de la Información – P-TI-09 aprobado por parte de la Gerencia General mediante oficio GG 1380-05-2010 del 17 de mayo de 2010.

DISPOSICIONES GENERALES

1. Cada Oficina Productora realizará la clasificación de su información en soporte papel, electrónica y digital en función de la accesibilidad, sensibilidad y criticidad para el IMAS, según lo siguiente:
 - a. **Información Pública de Acceso Irrestricto**
 - b. **Información Pública de Acceso Restringido**
 - c. **Información Pública de Datos Sensibles**
 - d. **Información Confidencial**
2. La clasificación de la información debe permitir establecer diferencias entre las medidas de seguridad a aplicar que, de forma general, según sea definido en el procedimiento correspondiente y atenderán a criterios de disponibilidad, integridad y confidencialidad de los datos.
3. Para la custodia y clasificación de la información en soporte papel, electrónica y digital, el Equipo de Trabajo debe elaborar el procedimiento correspondiente, definiendo las categorías a utilizar.
4. El procedimiento para la clasificación de la información deberá tomar en cuenta únicamente las categorías de clasificación definidas en la presente política.

5. El método de clasificación de la información debe considerar información impresa y digital, independientemente del tipo de almacenamiento o medio de transferencia.
6. Las Oficinas Productoras deberán realizar seguimientos a la información que tienen bajo su custodia para detectar cambios que se puedan realizar a nivel de clasificación. Si se detecta algún cambio, deben informar a la Gerencia General, quien procederá a comunicarlo al Equipo de Trabajo para la custodia y clasificación de la información, para tomar las medidas respectivas.
7. Se deberán considerar los requerimientos especiales para el acceso a la información, ya sean acuerdos de confidencialidad o no revelación, entre otros requerimientos que pudieran existir.
8. El Equipo de Trabajo para la custodia y clasificación de la información en soporte papel, electrónica y digital, debe definir revisiones periódicas del procedimiento de clasificación de la información.
9. El Área de Desarrollo Humano deberá capacitar a las personas trabajadoras del IMAS, con el objetivo de informarlas y sensibilizarlas y comprometerlas en la protección de la información, de acuerdo con su clasificación. Los requerimientos de dichas capacitaciones deberán ser coordinadas con el Equipo de Trabajo para la custodia y clasificación de la información en soporte papel, electrónico y digital.
10. Las Oficinas Productoras de la información deben identificar y divulgar las responsabilidades correspondientes a la manipulación de la información, según sean las actividades en su Unidad de trabajo como Titulares subordinados (Jefaturas), personas que custodian la información o personas usuarias de la información, esto mediante el instrumento incorporado en el procedimiento establecido.
11. El Equipo de Trabajo para la custodia y clasificación de la información física y digital debe desarrollar el procedimiento establecido para la clasificación de la información, el cual debe incluir:
 - a. El compromiso del personal con la seguridad de la información
 - b. La seguridad física y ambiental de la información clasificada, así como los mecanismos para el control de acceso a la misma.
 - c. La seguridad en la implementación y mantenimiento de software e infraestructura tecnológica necesaria para implementar esta política
 - d. La continuidad de los servicios de Tecnologías de Información con propósito de definir el proceso de recuperación de información en el menor tiempo posible, para garantizar su disponibilidad y evitar la pérdida de información sensible para la Institución
 - e. Seguridad en las operaciones y comunicaciones, para garantizar la disponibilidad de la información, y que la misma pueda ser accedida sólo por las personas autorizadas.
 - f. La medición, verificación, análisis y evaluación de los resultados de la implementación de la política para determinar su efectividad, procesos de mejora

continua y aseguramiento formal sobre la clasificación, custodia y acceso de la información.

12. Se debe manejar métodos para tipificar la información en soporte papel, electrónico y digital.
13. La información que provenga de terceros y sea recibida por el IMAS deberá ser clasificada de acuerdo con lo establecido en esta política.
14. La Información pública clasificada del IMAS no debe encontrarse en dispositivos de almacenamiento externo, salvo casos en los que sea estrictamente necesario y justificado.
15. Toda aquella información que sea transmitida de forma oral se enmarcará dentro del procedimiento respectivo en la cual se establecerán las personas voceras autorizadas.
16. Las personas funcionarias que tengan acceso mediante dispositivos móviles (teléfonos celulares, tablets, llaves USB, etcétera) a la información catalogada como *“Información Pública de Acceso Restringido”*, *Información Pública de Datos Sensibles”* o *“Información Confidencial”* deberán suscribir Acuerdos de Confidencialidad para la no divulgación de la información, so pena de iniciar Procesos Judiciales conforme a lo indicado en el Código Penal y normas conexas.

RESPONSABLE DE LA EJECUCIÓN, SEGUIMIENTO Y EVALUACIÓN

Tomando en consideración que el Equipo de Trabajo para la custodia y clasificación de la información física y digital está conformado por funcionarios de diferentes Unidades y Áreas de la Institución, se define a la Gerencia General como la instancia responsable de la ejecución, seguimiento y evaluación de la presente Política.

Será esta instancia quien, mediante acto motivado, delegará las responsabilidades para la correcta implementación del presente documento.

ENUNCIADO DE LA POLÍTICA

Producto de su quehacer, y en concordancia con el Ordenamiento Jurídico aplicable y vigente, el IMAS clasificará la información producida por sus diferentes dependencias, con el fin de ponerla a disposición de las personas ciudadanas y habitantes del país. Dicha clasificación se hará de acuerdo con criterios de sensibilidad, accesibilidad y criticidad según lo siguiente:

- a. **Información Pública de Acceso Irrestricto.**
- b. **Información Pública de Acceso Restringido.**
- c. **Información Pública de Datos Sensibles.**
- d. **Información Confidencial.**

Esta política promoverá la proyección institucional, mediante el uso responsable y transparente de la documentación e información referente a sus gestiones y a la administración de los recursos

públicos bajo su responsabilidad. Así mismo, respetará los derechos de libertad e información de las personas.

Todo lo anterior en el marco del rol protagónico que le ha correspondido asumir al IMAS en la historia nacional.

Aprobado mediante Acuerdo de Consejo Directivo N° 440-09-2016 del 23 de setiembre de 2016 y ratificado mediante Acuerdo de Consejo Directivo N° 446-09-2016 del 26 de setiembre.

Publica Lic. Daniel A. Morales Guzmán, Subgerente de Soporte Administrativo

1 vez.—Solicitud N° 7860.—O. C. N° 4500008096.—(IN2016088762).

MUNICIPALIDADES

MUNICIPALIDAD DE CARTAGO

“PROYECTO DE REGLAMENTO DEL SISTEMA DE BECAS DE LA MUNICIPALIDAD DE CARTAGO”

El Concejo Municipal de la Municipalidad de Cartago comunica que, en sesión ordinaria realizada el día seis de diciembre del 2016, en su artículo XXV del acta N° 47-2016, se aprobó el Proyecto de reglamento del sistema de becas de la municipalidad de Cartago, el cual se somete a consulta pública por los diez días hábiles que establece el artículo 43 de la Ley 7794, y el mismo se establece de la siguiente manera:

El Concejo Municipal de Cartago conforme a las atribuciones que le confiere el artículo 62 del Código Municipal, Ley N° 7794 del 30 de abril de 1998, decreta el siguiente:

“PROYECTO DE REGLAMENTO DEL SISTEMA DE BECAS DE LA MUNICIPALIDAD DE CARTAGO”

Artículo 1.- De conformidad con lo dispuesto por el artículo 62 del Código Municipal y la misión de la Municipalidad de Cartago de contribuir a la mejora de la calidad de vida de las personas habitantes del cantón, se establece el Sistema de Becas Municipales para regular el proceso de asignación, control y seguimiento de las ayudas económicas para estudiantes residentes del cantón y para las personas funcionarias de la Municipalidad de Cartago y sus hijas e hijos que habiten en el cantón.

Las becas municipales se otorgarán de acuerdo con los recursos presupuestarios disponibles.

El Sistema de Becas Municipales funcionará en apego a los principios de sana administración de la hacienda municipal y principios éticos, morales, legales y técnicos aplicables en la materia, entre ellos:

- a. La garantía de imparcialidad, transparencia y objetividad en la selección de las personas beneficiarias, mediante convocatorias abiertas y evaluación de las solicitudes por parte del Concejo de Distrito respectivo, órganos colegiados que deberán sujetarse a lo establecido en el presente reglamento.
- b. La garantía de imparcialidad y transparencia en la entrega de las ayudas económicas y el seguimiento efectivo y constante del funcionamiento del programa.

Artículo 2.- El objetivo de la ayuda económica o beca municipal es brindar apoyo económico a las personas estudiantes de escasos recursos para que tengan mayores oportunidades de acceso y permanencia en la educación, para el ejercicio pleno del derecho a la educación de cada individuo, para alcanzar una mayor equidad educativa, así como para favorecer la igualdad de oportunidades de estudio entre las niñas y niños y las

personas jóvenes y adultas de los sectores económicos menos favorecidos del cantón y la institución, de manera que se garantice su permanencia en el sistema educativo público, el avance académico y la graduación del mayor número posible.

Para el mejor cumplimiento de estos fines se velará por la continuidad de las ayudas, esto significa que, previa comprobación del cumplimiento de todos los requisitos aquí establecidos y de la existencia de la necesidad económica, tendrán preferencia de asignación aquellos estudiantes que hayan sido beneficiados con una beca de este Sistema en el año inmediato anterior.

Artículo 3.- El Concejo de Distrito es la instancia de la Municipalidad de Cartago encargada de la selección de las personas que recibirán el formulario de becas municipales del distrito. También es la instancia encargada de supervisar el funcionamiento del Sistema de Becas Municipales en su distrito, y está obligado a informar al Concejo Municipal cualquier inconsistencia, irregularidad o incumplimiento relacionado con dichas ayudas económicas del que tenga conocimiento, conforme a lo establecido en el presente reglamento y demás disposiciones aplicables.

La asignación final de las becas municipales le corresponde al Concejo Municipal, quien contará con un dictamen de la Comisión Permanente de Asuntos Sociales (CPAS) que incluirá, entre otras cosas, la lista de las personas que recibieron el formulario de beca, que presentaron la documentación completa y que cumplen con los requisitos establecidos en este reglamento, así como el nivel que cursarán y los montos mensuales que recomiendan se otorguen a cada nivel educativo.

El control y seguimiento de las becas otorgadas le corresponderá a la Secretaría de la CPAS, que deberá velar porque los becados y sus familias cumplan con los requisitos del Sistema de Becas Municipales durante todo el plazo en que reciban el beneficio.

Artículo 4.- El Sistema de Becas Municipales será financiado por las sumas que destine con ese fin el Concejo Municipal en los presupuestos municipales, y por las donaciones y aportes que brinden personas, entidades u organismos, públicos o privados.

La Alcaldía Municipal incluirá en el presupuesto ordinario los recursos para el financiamiento del Sistema de Becas Municipales. En la determinación del monto que se incluirá en el presupuesto, la Alcaldía escuchará el criterio no vinculante de la CPAS. En caso de que sea necesario reforzar los recursos del Sistema, la Alcaldía podrá incluir fondos adicionales en presupuestos extraordinarios.

Salvo acuerdo del Concejo Municipal, el presupuesto ordinario de becas de cada año se incrementará en un 20% con respecto al año anterior.

Los recursos económicos dispuestos para el Sistema de Becas Municipales, no podrán ser transferidos, ni asignados a actividades o propósitos distintos a los establecidos en este reglamento, salvo situaciones excepcionales debidamente justificadas por la Administración Municipal y aprobadas por el Concejo Municipal.

Artículo 5.- El Sistema de Becas Municipales se compone de los siguientes programas:

- a. Becas a estudiantes de primaria de centros educativos públicos.
- b. Becas a estudiantes de secundaria de centros educativos públicos.
- c. Becas a estudiantes universitarios y parauniversitarios de instituciones públicas.
- d. Ayudas especiales por una única vez.

El monto de la ayuda económica en cada uno de los programas será definido anualmente por el Concejo Municipal, de acuerdo con las posibilidades presupuestarias, por votación de mayoría simple, previa recomendación no vinculante de la CPAS.

Las becas se otorgarán únicamente para realizar estudios en el país y en instituciones públicas.

Artículo 6.- Las becas de los programas a, b y c, consistirán en una ayuda económica mensual, que se entregará o depositará directamente a la persona estudiante beneficiaria o en caso de que sea menor de edad, a su padre, madre o encargado, mediante el mecanismo que la Administración Municipal defina, el cual deberá hacerse del conocimiento del Concejo Municipal cada vez que se varíe. La Administración Municipal velará porque los recursos lleguen a los verdaderos beneficiarios, por lo que podrá tomar medidas especiales en los casos en que haya indicios de que no se está cumpliendo con esa condición.

Las ayudas del programa d, se asignarán por una única vez, cuando existan recursos disponibles para casos de ayudas excepcionales relacionadas con necesidades educativas, de acuerdo con el criterio de la CPAS, ratificado por el Concejo Municipal, según el estudio de cada caso.

Artículo 7.- En los programas a, b y c, las becas se asignarán para cada año lectivo hasta por un máximo de nueve meses, de marzo a noviembre de cada año. En el programa d. la ayuda se podrá conceder en el momento en que se requiera y según cada caso.

Artículo 8.- El Sistema de Becas Municipales distribuirá los recursos destinados anualmente a los programas a, b y c, de la siguiente forma:

- a. Un treinta y cinco por ciento (35%) del total de formularios a las personas funcionarias municipales o a sus hijas e hijos, de acuerdo con lo dispuesto en la Convención Colectiva de Trabajo suscrita entre la Municipalidad del Cantón Central de Cartago y el Sindicato Unitario de Trabajadores Municipales de la Provincia de Cartago (SUNTRAMUPC).
- b. El sesenta y cinco por ciento (65%) restante en forma equitativa entre las personas habitantes de los distritos del cantón, utilizando como parámetro de distribución, los mismos porcentajes de asignación de partidas específicas para esos distritos, que utiliza el Poder Ejecutivo en cumplimiento de la Ley de Control de las Partidas Específicas con Cargo al Presupuesto Nacional,

Ley N° 7755 del 23 de febrero de 1998. Dicha distribución toma en cuenta la población, la extensión geográfica y la pobreza de cada distrito.

La CPAS podrá ajustar la distribución entre distritos, cuando se ponga en peligro la continuidad de los beneficios otorgados en el año anterior.

En caso de que las becas destinadas inicialmente a las personas funcionarias municipales o a sus hijas e hijos, no sean asignadas, el sobrante acrecerá las becas que se distribuyen entre los distritos.

Artículo 9.- Para los programas a, b y c, definidos en el artículo 5° de este Reglamento, tendrá derecho a optar por una beca municipal, la persona estudiante que cumpla con los siguientes requisitos:

- a. Ser vecina del cantón de Cartago.
- b. Ser costarricense o contar con estatus migratorio de residencia permanente.
- c. Haber aprobado el período académico cursado en el año anterior. En el caso de los estudiantes de primer ingreso al sistema educativo, que requieren de adecuación curricular significativa o que estudien en aula de educación especial, este requisito se tendrá por cumplido con estar matriculado.
- d. Que los ingresos de la totalidad de los miembros de su núcleo familiar estén en o por debajo de la línea de pobreza que establece el Instituto Nacional de Estadística y Censos, para la zona urbana o rural, según sea su domicilio. Aún en el caso de que los padres no habiten en un mismo domicilio, los ingresos de ambos deben ser considerados como parte del ingreso familiar. El solicitante debe manifestar su aceptación a someterse a los estudios socioeconómicos necesarios para corroborar la situación de insuficiencia económica que le impida o dificulte proseguir con su formación académica. El solicitante deberá presentar al Concejo de Distrito un oficio en el que exponga los motivos por los cuales solicita la beca y en el que declare bajo la fe de juramento, que los ingresos de la totalidad de los miembros de su núcleo familiar están en o por debajo de la línea de pobreza que establece el Instituto Nacional de Estadística y Censos, para la zona urbana o rural, según sea su domicilio, y que es o no beneficiario a esa fecha de un apoyo económico equivalente por parte de otra institución u organismo público. El Concejo de Distrito no podrá entregar ningún formulario de beca municipal, sea nuevo o de continuidad, si el solicitante no ha presentado la declaración jurada antes indicada. La CPAS podrá elaborar un formulario de esta declaración para que sea utilizada por los diferentes Concejos de Distrito del cantón.
- e. Comprobar buen comportamiento en el año anterior y durante el tiempo en que goce el beneficio económico.

- f. No ser pariente hasta el tercer grado de consanguinidad o afinidad de quienes ocupen los cargos de Alcalde, Regidor, Síndicos o Concejales de Distrito, o sus cónyuges.
Esta prohibición no procede cuando la elección de la autoridad municipal con el parentesco indicado, haya ocurrido posterior a la asignación de la beca al estudiante.
- g. No gozar del beneficio de ningún programa de becas público.
- h. Que su núcleo familiar se encuentre al día en el pago de las tarifas, tasas e impuestos municipales, cuando corresponda.

Artículo 10.- Las hijas e hijos de las personas funcionarias municipales podrán optar por las becas municipales, siempre y cuando cumplan con todos los requisitos establecidos en este Reglamento y en el Código Municipal.

Artículo 11.- La tabla de criterios a utilizar para la asignación de las becas en los programas a, b y c, incluirá:

- a. Número de miembros del núcleo familiar del solicitante que dependen del mismo ingreso.
- b. Que la suma de los ingresos de todos los miembros de su núcleo familiar esté en o por debajo de la línea de pobreza que establece el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC), para la zona urbana o rural, según sea su domicilio. El parámetro a utilizar será el dato de línea de pobreza señalado por el INEC al mes de octubre anterior al inicio del nuevo curso lectivo. Aún en el caso de que los padres no habiten en un mismo domicilio, los ingresos de ambos deben ser considerados como parte del ingreso familiar.
- c. Condición de propiedad sobre el inmueble en que habita el grupo familiar.
- d. Bienes propiedad del grupo familiar.
- e. Rendimiento académico y de conducta del solicitante en el periodo académico inmediatamente anterior en que estuvo matriculado.

Artículo 12.- La Secretaría de la CPAS entregará a cada síndico propietario la cantidad de formularios que le corresponde distribuir al Concejo de Distrito en su distrito, junto con una lista de las becas de continuidad. Las becas de continuidad para el nuevo curso quedan sujetas a comprobación del cumplimiento de los requisitos establecidos en este reglamento. El síndico trasladará la documentación al Concejo de Distrito que preside, para que ese órgano colegiado realice la Apertura del Proceso de Asignación de Formularios de Becas. De dicho acto se levantará un acta que debe ser entregada a la Secretaría de la CPAS. Cuando en un distrito la Municipalidad de Cartago pueda asignar nuevas becas, que no correspondan a becas de continuidad, el Concejo de Distrito respectivo realizará una

convocatoria para participar en el proceso de asignación, que deberá incluir al menos la siguiente información:

- a. Programas o modalidades de beca existentes.
- b. Propósito o finalidad de la beca.
- c. Duración de la beca.
- d. Número de becas que se distribuirán en el distrito.
- e. Requisitos que deben cumplir las personas aspirantes a las becas.
- f. Lugares y fechas de recepción de documentos y publicación de resultados.
- g. Información sobre la existencia de este Reglamento, con la indicación de que puede ser consultado en la Secretaría del Concejo Municipal de Cartago.

El Concejo de Distrito conocerá la lista total de las solicitudes de beca que se hayan realizado al órgano colegiado o a alguno de sus miembros, ya sea de manera verbal o escrita, ponderando de manera preliminar los criterios establecidos en el artículo anterior. El Concejo de Distrito procurará visitar las casas de habitación de las personas solicitantes para corroborar que son habitantes del distrito y conocer si en efecto se trata de personas de escasos recursos.

El Concejo de Distrito asignará los formularios que no sean de continuidad, entre los solicitantes a las familias solicitantes con mayores necesidades económicas. De dicha asignación se levantará un acta que debe ser entregada a la Secretaría de la CPAS.

El Concejo de Distrito deberá entregar a cada seleccionado el formulario correspondiente.

El solicitante o su madre, padre o encargado cuando se trate de personas menores de edad, deberá llenar el formulario de beca y entregarlo en la Secretaría Municipal, a más tardar el primer lunes del mes de febrero.

Artículo 13.- Los solicitantes garantizarán la veracidad de la información brindada en el formulario, bajo la fe de juramento, y aportarán los documentos que en él se soliciten.

Al firmar el respectivo formulario de solicitud, los estudiantes mayores de edad o los padres o responsables de los menores de edad, autorizan a la Municipalidad de Cartago para que realice las gestiones que considere pertinentes para verificar la información que proporcionan en el mismo.

En caso de comprobarse que la información brindada por una persona solicitante es falsa, la solicitud no será tramitada. Si la beca ya fue adjudicada, se suspenderá en forma inmediata.

En el caso de las solicitudes de personas funcionarias, la CPAS notificará a la Alcaldía Municipal sobre la falsedad de la información, para que se valore la apertura de un procedimiento administrativo disciplinario.

Artículo 14.- A criterio de la CPAS, en casos muy calificados se podrá recibir alguno de los documentos fuera del plazo establecido para la presentación, siempre y cuando no se exceda de la fecha con que cuenta la Comisión para rendir el dictamen indicado en el

artículo 3 de este Reglamento. La solicitud de beca no se tramitará hasta que la documentación haya sido completada.

Artículo 15.- En el caso de las ayudas por única vez, se podrá hacer la solicitud por escrito, con las justificaciones del caso en el momento en que se requiera.

Artículo 16.- Una vez presentados los formularios de becas ante la Secretaría de la CPAS y verificado el cumplimiento de los requisitos de ley, dicha Comisión emitirá el dictamen señalado en el artículo 3 de este Reglamento.

Para garantizar que la asignación de la beca cumpla con los fines de este Sistema, la CPAS podrá solicitar la asesoría y colaboración de los entes internos y externos que considere idóneos.

Artículo 17.- En casos extraordinarios, a criterio del Concejo Municipal, se podrán asignar hasta dos becas en un solo grupo familiar, cuando las condiciones socioeconómicas de la familia lo justifiquen, basados en los índices de pobreza y pobreza extrema que establece el INEC.

Artículo 18.- Las personas becarias tendrán los siguientes derechos:

- a. Recibir en forma oportuna la beca que les haya sido otorgada.
- b. Solicitar y recibir cualquier información relativa a la beca que les fue otorgada y a su condición de becarios.
- c. Solicitar la continuidad de la beca de un año a otro, siempre y cuando reúnan los requisitos correspondientes.
- d. Los demás que les confiera la normativa municipal.

Artículo 19.- Las personas becarias tendrán las siguientes obligaciones:

- a. Concluir satisfactoriamente el ciclo escolar para el cual fueron becados.
- b. Conservar el promedio de calificaciones mínimo exigible.
- c. Otorgar toda clase de facilidades para que el Municipio, verifique su situación y condición socioeconómica.
- d. Observar una conducta decorosa acorde con los principios y valores de la institución educativa a la que pertenece.
- e. Informar de manera inmediata sobre cualquier cambio en su situación económica o académica.
- f. Presentar en la Secretaría de la CPAS las boletas de calificaciones emitidas por el Centro Educativo, durante el plazo en el que gocen la beca.
- g. Dar el crédito correspondiente a la Municipalidad de Cartago en los eventos en los que participen en su condición de becario.

Artículo 20.- Solo se perderá el beneficio de la beca en los siguientes casos:

- a. Cuando se compruebe que se ha brindado información falsa.
- b. Cuando de la documentación aportada se obtengan datos contradictorios.
- c. Cuando la persona becaria pierda la condición de estudiante, entre otras razones porque obtiene calificaciones que hacen imposible la promoción al siguiente nivel, abandona los estudios o pierde la condición de estudiante por razones de conducta.
- d. Cuando se acredite que el mal comportamiento de la persona becada ha provocado sanciones reiteradas del centro educativo.
- e. Cuando se incumpla cualquiera de los requisitos y obligaciones previstas en este reglamento.

La persona que pierda la beca, no podrá recibirla de nuevo en el mismo año escolar.

Artículo 21.- El beneficio de la beca se dará por terminado en los casos siguientes:

- a. Cuando el estudiante concluya sus estudios.
- b. Por renuncia expresa del beneficiario o su madre, padre o encargado, cuando se trate de persona menor de edad.
- c. Por el fallecimiento del becario.
- d. Las demás que a juicio del Concejo de Distrito sean suficientes para dar por terminada la beca.
- e. Por la finalización de la relación laboral con la Municipalidad, en caso de que el beneficiario sea una persona funcionaria o su hija o hijo.

Artículo 22.- El dictamen de la CPAS para la asignación de becas anuales será conocido por el Concejo Municipal a más tardar la sesión de la última semana de febrero.

Además, de acuerdo con la disponibilidad de recursos, a solicitud del Concejo la Comisión podrá emitir dictámenes individuales o grupales para asignar nuevas becas durante el ejercicio presupuestario respectivo, siempre respetando lo establecido en el artículo 57, inciso a, del Código Municipal, los cuales requerirán, aprobación del Concejo Municipal para ser efectivos. En estos casos, la asignación será efectiva a partir del siguiente mes de la aprobación.

Los acuerdos del Concejo que ratifiquen estos dictámenes sólo requieren mayoría simple.

Artículo 23.- La Secretaría Municipal será la encargada de administrar el correspondiente expediente de solicitudes y becas aprobadas, de acuerdo con las prácticas de control administrativo que se apliquen institucionalmente.

Artículo 24.- Este reglamento deroga cualquier disposición reglamentaria de la Municipalidad de Cartago, en materia de otorgamiento de ayudas económicas o becas para el financiamiento de estudios.

Rige a partir de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta, en los términos indicados en el artículo 43 del Código Municipal.

Guisella Zúñiga Hernández
Secretaria Concejo Municipal

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

BANCO CENTRAL DE COSTA RICA

La Superintendencia General de Valores de conformidad con lo establecido en la Ley 8220 “Protección del ciudadano del exceso de requisitos y trámites administrativos” publica el siguiente acuerdo:

SGV-A-218. Superintendencia General de Valores. Despacho del Superintendente. A las nueve horas treinta minutos del diecinueve de agosto del dos mil dieciséis.

Considerando que:

- D) Mediante el artículo 17 de la Sesión 762-2008 del 19 de diciembre del 2008, el Consejo Nacional de Supervisión del Sistema Financiero aprobó el Reglamento General sobre Sociedades Administradoras y Fondos de Inversión y que los artículos 19, 23, 24 y 25 del Reglamento disponen que el Superintendente General de Valores emitirá una guía que defina el contenido mínimo, las normas de presentación y diseño de los prospectos de fondos de inversión, así como la definición de los medios electrónicos que se utilizarán en los procedimientos de autorización y modificación de prospectos.
- II) Mediante el artículo 7 del acta de la sesión 1261-2016, celebrada el 21 de junio del 2016, el Consejo Nacional de Supervisión del Sistema Financiero aprobó modificar los artículos 29, 52, 84 y 89 al 96, derogatoria de los artículos 83, 85 y 97, y la adición del transitorio XII al Reglamento General sobre Sociedades Administradoras y Fondos de Inversión.
- III) Mediante acuerdo del Superintendente *SGV-A-158 Guía para la elaboración y remisión de prospectos de fondos de inversión*, de junio del 2009, se definieron las reglas y criterios que han de observarse para la presentación y tramitación por medios electrónicos de solicitudes de autorización y modificación de prospectos de fondos de inversión, así como el contenido mínimo y normas de presentación y de diseño de los prospectos de fondos de inversión.
- IV) Mediante acuerdo del Superintendente *SGV-A-150 Guía para la elaboración de la adenda de proyectos para fondos de desarrollo inmobiliario*, de noviembre del 2008, se definió el contenido mínimo de las adendas de los proyectos de los fondos de desarrollo inmobiliario, así como los respectivos informes de avance y cierre.
- V) Se considera razonable modificar y simplificar la redacción del acuerdo *SGV-A-158 Guía para la elaboración y remisión de prospectos de fondos de inversión* vigente, así como ordenar la sección de políticas de inversión de otros lineamientos que son propios de la operativa habitual de los fondos de inversión. Adicionalmente, se incorpora a la Guía las disposiciones específicas de revelación para el caso los proyectos que llevarán a cabo los fondos de inversión de desarrollo de proyectos. Los elementos de revelación que se introducen a los prospectos, permitirán al inversionista conocer el producto y tomar sus decisiones de inversión, para que el público inversionista no sólo conozca los riesgos generales de esta figura sino que, a la vez, le permita conocer y valorar el proyecto específico que se le propone, y en el caso de utilizar algún esquema para legitimación del uso de los terrenos como el derecho de usufructo u otros, pueda reconocer los elementos diferenciadores de dichos fondos de inversión en relación con los fondos de desarrollo inmobiliario que hasta la fecha han sido cotizados en el mercado de valores costarricense. Para lo anterior, también resulta necesario derogar la *Guía para la elaboración de la adenda de proyectos para fondos de desarrollo inmobiliario*.

- VI) Para la implementación de las modificaciones que se introducen al Título V del Reglamento General sobre Sociedades Administradoras y Fondos de Inversión, se hace necesario realizar reformas puntuales a los acuerdos “SGV-A-61 Acuerdo sobre Hechos Relevantes”, “SGV-A-75 Suministro de información periódica”, “SGV-A-170 Disposiciones operativas de las Sociedades Administradoras de Fondos de Inversión”
- VII) De conformidad con el artículo 8 de la Ley Reguladora del Mercado de Valores corresponde al Superintendente General adoptar todas las acciones necesarias para el cumplimiento efectivo de las funciones de regulación, fiscalización y supervisión que le competen a la Superintendencia General de Valores.
- VIII) La presente reforma al Acuerdo fue sometida a consulta de conformidad con el Artículo 361 de la Ley General de Administración Pública.

Por tanto dispone el presente acuerdo:

SGV-A-218 MODIFICACIÓN DE LOS ACUERDOS “SGV-A-158 GUÍA PARA LA ELABORACIÓN Y REMISIÓN DE PROSPECTOS DE FONDOS DE INVERSIÓN”, “SGV-A-61 ACUERDO SOBRE HECHOS RELEVANTES”, “SGV-A-75 SUMINISTRO DE INFORMACIÓN PERIÓDICA”, “SGV-A-170 DISPOSICIONES OPERATIVAS DE LAS SOCIEDADES ADMINISTRADORAS DE FONDOS DE INVERSIÓN” Y DEROGATORIA DEL “SGV-A-150 GUÍA PARA LA ELABORACIÓN DE LA ADENDA DE PROYECTOS PARA FONDOS DE DESARROLLO INMOBILIARIO”

Artículo 1. Modificaciones al Acuerdo “SGV-A-158 Guía para la Elaboración y Remisión de Prospectos de Fondos de Inversión”

- a) Se modifica el concepto fondo o fondos de desarrollo inmobiliario que se consigna en los artículos 3 inciso g, 4 inciso h, 11 inciso d, 12 primer párrafo del SGV-A-158 Guía para la Elaboración y Remisión de Prospectos de Fondos de Inversión, para que en adelante se lea como: “fondo de desarrollo de proyectos” o “fondos de desarrollo de proyectos,” según corresponda.
- b) Se elimina el inciso i) del artículo 3 del Acuerdo SGV-A-158.
- c) Se modifica el artículo 10 para que se lea de la siguiente manera:

“En la comercialización de fondos abiertos de manera directa, a través de la fuerza de ventas de la sociedad administradora del fondo de inversión o a través de contratos de comercialización de fondos de inversión, el inversionista y el ejecutivo de fondos de inversión que lo atiende, deben firmar un documento donde conste el recibo y aceptación de las condiciones del prospecto del fondo de inversión, así como la asesoría que se le brindó. Se debe considerar el contenido mínimo establecido en el Anexo 8.”

Artículo 2. Adiciones y modificaciones al Anexo 1 del Acuerdo “SGV-A-158 Guía para la Elaboración y Remisión de Prospectos de Fondos de Inversión”

- a) Se deroga la sección 1.3 y 1.9 del Anexo 1 del Acuerdo SGV-A-158.
- b) Se modifica el punto 1.7 de Responsabilidad sobre el contenido del prospecto, para que se lea de la siguiente manera:

“El representante legal de (nombre de sociedad), asume la responsabilidad del contenido de este Prospecto, para lo cual ha emitido una declaración en donde se indica que con base en la información disponible al momento de preparar el prospecto, la información contenida es exacta, veraz, verificable y suficiente, con la intención de que el lector pueda ejercer sus juicios de valoración en forma razonable, y que no existe ninguna omisión de información relevante o adición de información que haga engañoso su contenido para la valoración del inversionista. Esta declaración fue entregada a la Superintendencia General de Valores como parte del trámite de autorización y puede ser consultada en sus oficinas.”

- c) Se modifica el concepto fondo o fondos de desarrollo inmobiliario que se consigna en el punto 1.8 inciso g, punto 3.2 sección “Por la especialidad de su cartera”, punto 5.2.2, punto 6.3, punto 9.1 sección “informe de avance de los proyectos” del Anexo 1 del SGV-A-158 Guía para la Elaboración y Remisión de Prospectos de Fondos de Inversión, para que en adelante se lea como: “fondo de desarrollo de proyectos” o “fondos de desarrollo de proyectos,” según corresponda.
- d) Se adiciona un campo al final de la sección 3.3 del Anexo 1 del Acuerdo SGV-A-158 para que en adelante sea lean así:

“Número de Cédula como contribuyente	<i>(número asignado según directrices de la DGT: DR-DI-11-2011 y DR-DI-01-2012)”</i>
---	--

- e) Se modifican las secciones 3.4 y 3.5 del Anexo 1 del Acuerdo SGV-A-158 para que en adelante sea lean así:

“3.4. En el caso de los fondos cerrados que no posean un programa de colocación de participaciones:

Monto autorizado			
Monto de la Emisión	<i>(Indicar el monto total autorizado)</i>	Plazo máximo para la colocación	<i>(Fecha)</i>
Valor nominal de la participación	<i>(Indicar el monto)</i>	Vencimiento del fondo	<i>(Fecha o indicar que no tiene un vencimiento)</i>
Número de participaciones Autorizadas	<i>(Indicar el número)</i>	Código ISIN	<i>(Código)</i>
Monto mínimo de participaciones para lograr la política de inversión y cubrir los costos de operación del fondo	<i>(Indicar el monto mínimo, en caso necesario las explicaciones y aclaraciones adicionales que estime la sociedad administradora)</i>		

3.5. En el caso de los fondos cerrados que posean un programa de colocación de participaciones:

Monto autorizado				
Monto de la Emisión	<i>(Indicar el monto total autorizado)</i>		Plazo máximo para la colocación	<i>(Fecha)</i>
Valor nominal de la participación	<i>(Indicar el monto)</i>		Vencimiento del fondo	<i>(fecha o indicar que no tiene un vencimiento)</i>
Número de participaciones Autorizadas	<i>(Indicar el número)</i>		Monto mínimo de participaciones para lograr la política de inversión y cubrir los costos de operación del fondo	<i>(Indicar el monto mínimo, en caso necesario las explicaciones y aclaraciones adicionales que estime la sociedad administradora)</i>
Programa de colocación de participaciones				
			Fecha de emisión	Fecha de vencimiento
Fechas máximas para la emisión y vencimiento de cada serie	Serie <i>(indicar el nombre)</i>	Código ISIN <i>(Código)</i>	<i>(fecha)</i>	<i>(fecha)</i>
	Serie <i>(indicar el nombre)</i>	Código ISIN <i>(Código)</i>	<i>(fecha)</i>	<i>(fecha)</i>
	Serie <i>(indicar el nombre)</i>	Código ISIN <i>(Código)</i>	<i>(fecha)</i>	<i>(fecha)”</i>

f) Se modifican las secciones 4.2 y 4.3 del Anexo 1 del Acuerdo SGV-A-158 para que en adelante se lea así:

“4.2 En el caso de fondos inmobiliarios, adicionalmente se debe revelar:

Política de Inversión de activos inmobiliarios			
Tipo de inmuebles	<i>(Comercio, Oficinas, Hoteles, Restaurantes, Bodegas, otros)</i>	Porcentaje mínimo de inversión en activos inmobiliarios	<i>(porcentaje)</i>
Países donde se pueden ubicar los inmuebles	<i>(País o países específicos, en el caso de que el fondo pueda adquirir inmuebles fuera del territorio nacional a través del uso de vehículos de estructuración, como figuras societarias o fideicomisos, se debe incluir la siguiente leyenda con un formato de letra en “negrita”: “Mediante modificaciones al prospecto se adicionará información sobre aspectos específicos de la estructura legal que se utilizará para la adquisición de bienes inmuebles en el extranjero.”)</i>		
Criterios mínimos	<i>(Indicar los criterios.</i>		

exigidos a los inmuebles	<i>Referirse a variables tales como ubicación, antigüedad, características de los inquilinos actuales o potenciales, entre otros)</i>		
Concentración máxima de ingresos provenientes de un inquilino	<i>(porcentaje)</i>		
Política de arrendamiento de inmuebles a personas o compañías relacionadas a la sociedad administradora	<i>(Indicar la política)</i>		
Moneda en que se celebrarán los contratos de arrendamiento	<i>(Indicar la moneda)</i>		
Otras políticas de inversión	<i>(Describir las políticas)</i>		
Esquema de financiamiento			
Nivel máximo de endeudamiento del fondo	<i>(Porcentaje)</i>	Moneda de contratación de las deudas del fondo	<i>(Indicar la moneda)</i>

4.3 En el caso de fondos de desarrollo de proyectos, adicionalmente se debe revelar:

Política de Inversión de proyectos de desarrollo	
Descripción del proyecto	<i>(Descripción del proyecto concreto de modo que se conozca en forma general qué se va a desarrollar, cuándo, cómo, si se desarrollará por etapas y si incluye equipamiento u otros activos y la prestación de servicios complementarios, los cuales son de carácter accesorio. Adicionalmente se debe incluir una leyenda que indique: “En la sección ___ se describen las principales características del proyecto a desarrollar.”)</i>
Ubicación geográfica	<i>(Descripción)</i>
Tipos de activos que pueden formar parte del proyecto	<i>(Enumerar los tipos de activos. En los casos necesarios indicar las características o alcance, condiciones, plazos y limitaciones para su adquisición y uso. Si el fondo participa de negocios conjuntos con otras entidades debe revelarse dicha situación, así como los niveles de participación mínimos o máximos permitidos)</i>
Otras políticas de inversión	<i>(Describir las políticas)</i>
Compañías y profesionales contratados para el desarrollo del proyecto	
Criterios de selección para la contratación de profesionales	<i>(Criterios generales para la contratación de profesionales y demás revelaciones señaladas en el inciso k) del artículo 94 del Reglamento)</i>

Esquema de financiamiento			
Nivel máximo de endeudamiento del fondo	<i>(porcentaje)</i>	Moneda de contratación de las deudas del fondo	<i>(Indicar la moneda)</i>
Fuentes de financiamiento del proyecto	<i>(Fuentes de financiamiento a las que podría recurrir el fondo de inversión, así como las condiciones generales que deben reunir las operaciones de crédito que se formalicen para el proyecto y demás revelaciones señaladas en el inciso n) del artículo 94 del Reglamento.)</i>		
Lineamientos adicionales sobre la participación de inversionistas relacionados al grupo financiero			
Políticas y restricciones impuestas a empresas del mismo grupo financiero que participan como inversionistas del fondo o del proyecto.	<i>(En caso de que se permita a empresas del mismo grupo financiero a participar, detallar las políticas y restricciones definidas para su participación. En caso de que no se autorice su participación, se debe indicar dicha situación.)</i>		
Mecanismos para gestionar los conflictos de intereses, si se permite la venta de activos del fondo o del proyecto, a socios, directores, empleados o entidades del grupo de interés económico de la sociedad.	<i>(Revelaciones señaladas en el inciso s) del artículo 94 del Reglamento. En caso de que no se autorice, se debe indicar dicha situación.)</i>		
Lineamientos sobre la etapa de desinversión			
Mecanismos cuando el fondo de inversión inicie su etapa de desinversión del proyecto o se presente su terminación anticipada	<i>(Descripción general de la operación del fondo en la etapa de desinversión del proyecto)</i>		

En el caso de bienes inmuebles que se exploten en arrendamiento, se debe revelar:

Política de Inversión de activos inmobiliarios	
Tipo de inmuebles	<i>(Descripción, en caso de inmuebles que se adquieren como parte del proyecto y se explotan en arriendo)</i>
Criterios mínimos exigidos a los inmuebles	<i>(Descripción, en caso de inmuebles que se adquieren como parte del proyecto y se explotan en arriendo)</i>
Concentración máxima de ingresos provenientes de un inquilino	<i>(porcentaje)</i>

Política de arrendamiento de inmuebles a personas o compañías relacionadas a la sociedad administradora	<i>(Indicar la política)</i>
Otras políticas de inversión	<i>(Describir las políticas)</i>

g) Se deroga la sección “Política para la administración y control de la liquidez” del punto 4.1 del Anexo 1 del Acuerdo SGV-A-158.

h) Se adiciona una sección 4B al Anexo 1 del Acuerdo SGV-A-158, que se denomine “DISPOSICIONES OPERATIVAS” para que en adelante se lea así:

“4B.1 En el caso de fondos abiertos, se debe revelar:

Disposiciones Operativas	
Lineamientos para la administración y control de la liquidez	<i>(Describir la política aprobada por el comité de inversiones. Esta descripción debe indicar al menos los procesos estadísticos-matemáticos y las variables que se utilizarían en su cálculo. En el caso de que la administración de la liquidez se haya definido como un parámetro fijo, se debe revelar dicha situación. La política que se revele en el prospecto no puede ser imprecisa, por consiguiente no puede indicar que será definida posteriormente o que depende de las decisiones de un funcionario, unidad o comité de la sociedad administradora)</i>

4B.2 En el caso de fondos inmobiliarios y de desarrollo de proyectos, estos últimos cuando corresponda, se debe revelar:

Disposiciones Operativas	
Políticas y lineamientos para la administración de atrasos en los alquileres	<i>(Indicar los lineamientos)</i>
Políticas y lineamientos sobre contratación de seguros	<i>(Indicar los lineamientos. Referirse al menos a los activos que se asegurarán, el tipo de coberturas que como mínimo se contratarán y criterios para la selección de las compañías de seguros)</i>
Políticas y lineamientos sobre reparaciones, remodelaciones, mejoras y ampliaciones de inmuebles	<i>(Indicar los lineamientos)</i>
Políticas y lineamientos sobre la creación y uso de reservas	<i>(Indicar los lineamientos para su creación, para su uso, indicar que no constituye un mecanismo que pretenda garantizar al inversionista un rendimiento determinado)</i>

- i) Se adiciona una sección 4C al Anexo 1 del Acuerdo SGV-A-158, que se denomine “DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO” para que en adelante se lea así:

“En el caso de fondos de desarrollo de proyectos, se debe revelar la siguiente información. En los casos en que se haga referencia a anexos, estos deben ser claramente identificados:

Descripción del Proyecto	
Nombre del Proyecto	<i>(Descripción)</i>
Periodo en que se estima desarrollar el proyecto	<i>(Periodo)</i>
Estudio de factibilidad financiera, aspectos de mercado y técnicos del proyecto.	<i>(Descripción de las principales conclusiones de los estudios y los supuestos en los que se sustenta, además debe de justificar la estructura de financiamiento y demás revelaciones señaladas en el inciso c) del artículo 94 del Reglamento)</i>
Identificación del profesional responsable del estudio de factibilidad financiera	<i>(Descripción, si se hace referencia a anexos al prospecto, estos deben ser claramente identificados y demás revelaciones señaladas en el inciso d) del artículo 94 del Reglamento)</i>
Plan de Inversión	<i>(Listado de los distintos bienes, costos y demás partidas necesarias para llevar a cabo el proyecto y demás revelaciones señaladas en el inciso b) del artículo 94 del Reglamento)</i>
Flujos de caja del proyecto	<i>(Referencia a los anexos en donde se incluye la información proyectada de los flujos de caja que generará el proyecto, del estado de situación y del estado de resultados integral del fondo de inversión, para un plazo que abarque el periodo en que se estima esté en operación el fondo de inversión e incluir escenarios de sensibilización. Asimismo, debe incluir los supuestos que respaldan las proyecciones, e incluir las leyendas de advertencia necesarias respecto a que estas proyecciones no implican el ofrecimiento de un rendimiento garantizado para el inversionista que adquiera valores de participación del fondo de inversión y demás revelaciones señaladas en el inciso e) del artículo 94 del Reglamento)</i>
Autorizaciones y permisos	<i>(Información de autorizaciones y permisos requeridos para el proyecto, su estado, el lugar en donde puede ser consultada y los riesgos de no conseguirlos u obtenerlos parcialmente, detallando las posibles consecuencias para los inversionistas en cada caso y demás revelaciones señaladas en el inciso g) del artículo 94 del Reglamento)</i>
Contratos que den origen a flujos	<i>(Cuando aplique. Detallar si se cuenta con un contrato formalizado para la generación de dichos flujos revelando las principales condiciones de dicho contrato que deben conocer los inversionistas)</i>
Mecanismo mediante el que se encuentra legitimado el fondo de inversión para	<i>(Descripción del mecanismo. Si aplica el uso de contratos de promesa de compraventa u opción de compra de activos, revelar el detalle de los plazos y demás condiciones requeridas. En el caso de utilizar derechos de uso o usufructo o cualquier otro</i>

Descripción del Proyecto	
utilizar los terrenos en los que se desarrolla el proyecto	<i>derecho real pactado en contratos privados, se debe revelar el procedimiento resolutorio aplicable en caso de darse la revocatoria de dichos derechos y demás revelaciones señaladas en el inciso h) y j) del artículo 94 del Reglamento)</i>
Valuación de activos adquiridos y pasivos asumidos	<i>(Información de la valuación de los activos adquiridos y los pasivos asumidos que constituyan el proyecto que sería adquirido por el fondo de inversión, si se han realizado previamente actividades del proyecto y demás revelaciones señaladas en el inciso i) del artículo 94 del Reglamento)</i>
Patrocinador del proyecto	<i>(Identificación de patrocinador e información del nivel de involucramiento y control que ejercerá sobre el desarrollo y seguimiento del proyecto y demás revelaciones señaladas en el inciso m) del artículo 94 del Reglamento)</i>
Participantes designados para el desarrollo del proyecto	<i>(Identificación de entidades o profesionales principales, responsables de la administración, diseños y planos, asesoría legal, inspección o vigilancia, comercialización y venta. Descripción de los mecanismos de rendición de cuentas sobre su actuación, así como la gestión ante eventuales conflictos de intereses)</i>
Comercialización y venta	<i>(Mecanismos previstos para la comercialización y venta total o parcial del proyecto, o los activos que se desarrollen y demás revelaciones señaladas en el inciso q) del artículo 94 del Reglamento)</i>

j) Se modifica la sección 5.2.2 del Anexo 1 del Acuerdo SGV-A-158, para que en adelante sea lea:

“5.2.2 En el caso de fondos de desarrollo de proyectos, adicionalmente se debe revelar:

Riesgos propios de proyectos de desarrollo	
Carácter estimatorio de las proyecciones financieras	<i>(Ídem)</i>
Riesgo de siniestros	<i>(Ídem)</i>
Riesgo de localización	<i>(Ídem)</i>
Riesgo de financiamiento	<i>(Ídem)</i>
Riesgo de fallas o atrasos en la construcción	<i>(Ídem)</i>
Riesgo de estimación o contracción en la demanda	<i>(Ídem)</i>
Riesgo por obtención de permisos y autorizaciones de las instituciones competentes	<i>(Ídem)</i>
Riesgos derivados de las obligaciones para el equipamiento y servicios complementarios en el proyecto	<i>(Ídem)</i>
Riesgo de incumplimiento de los contratos que generan los flujos de efectivo	<i>(Ídem)</i>
Riesgos sobre revocatoria de derechos de uso o	<i>(Ídem)</i>

Riesgos propios de proyectos de desarrollo	
usufructo	
Otros riesgos: <i>(incluir nombre)</i>	<i>(Ídem)</i>

- k) Se modifica el descriptivo del punto 8.1 sección “Costos que asume el fondo” para que se lea de la siguiente manera:

“Indicar los costos específicos que asume el fondo de inversión. No se pueden utilizar expresiones como “otros” o similares que generen imprecisión en cuanto al tipo de costo.

Se debe aclarar que los costos reales incurridos en cada trimestre se pueden consultar en los informes trimestrales del fondo.

En el caso de fondos de procesos de titularización, indicar que los costos específicos de cada activo o paquete de activos se revelarán en las adenda al prospecto”

Artículo 3. Adiciones y modificaciones al Anexo 2 del Acuerdo “SGV-A-158 Guía para la Elaboración y Remisión de Prospectos de Fondos de Inversión”

- a) Se modifica el concepto fondo o fondos de desarrollo inmobiliario que se consigna en el primer y segundo párrafos del Anexo 2 del SGV-A-158 Guía para la Elaboración y Remisión de Prospectos de Fondos de Inversión”, para que en adelante se lea como: “fondo de desarrollo de proyectos” o “fondos de desarrollo de proyectos,” según corresponda.
- b) Se modifica la sección “Opinión legal” del anexo 2 del Acuerdo “SGV-A-158 Guía para la Elaboración y Remisión de Prospectos de Fondos de Inversión” para que en adelante se lea:

“En el caso de fondos inmobiliarios y de desarrollo de proyectos que inviertan en otros países, adicionalmente se debe revelar:

Descripción de la estructura propuesta y la legislación aplicable	<i>(Descripción)</i>
Esquema de propiedad aplicable a los inmuebles o activos que se adquieran bajo dicha legislación	<i>(Descripción)</i>
Posibles implicaciones legales o de otra naturaleza a las que está expuesta dicha estructura y, cómo se pueden ver afectados los intereses del fondo de inversión	<i>(Descripción)”</i>

Artículo 4. Adiciones y modificaciones al Anexo 3 del Acuerdo “SGV-A-158 Guía para la Elaboración y Remisión de Prospectos de Fondos de Inversión”

- a) Se modifica la descripción del campo “Historial de la cartera” del Anexo 3 del Acuerdo SGV-A-158 para que en adelante se lea así:

Historial de la cartera	<i>(Adjuntar el historial de la cartera de activos de conformidad con lo establecido en la regulación vigente. Si la cartera tuviera una antigüedad menor a dos años deberá adjuntarse, el historial de la cartera del originador por el mismo periodo, de conformidad con los lineamientos emitidos. En el caso de otros tipos de activos deberán aportarse los estudios correspondientes e información histórica con lo establecido en la regulación vigente)</i>
--------------------------------	---

Artículo 5. Modificaciones al Acuerdo “SGV-A-170 Disposiciones operativas de las Sociedades Administradoras de Fondos de Inversión”

- a) Se modifica el concepto fondo o fondos de desarrollo inmobiliario que se consigna en los artículos 13 párrafo segundo, 26 acápite vii del inciso d), 29 párrafo primero y anexo 2 párrafo primero del SGV-A-170 Disposiciones operativas de las Sociedades Administradoras de Fondos de Inversión, para que en adelante se lea como: “fondo de desarrollo de proyectos” o “fondos de desarrollo de proyectos,” según corresponda.
- b) Se modifica el artículo 25 para que en adelante se lea así:

“Artículo 25. Informe Trimestral de fondos de desarrollo de proyectos y de procesos de titularización

En el caso de los fondos de desarrollo de proyectos, durante la etapa de construcción el informe trimestral corresponde al informe de avance dispuesto para el seguimiento del proyecto. Una vez concluido el proyecto, si el fondo de desarrollo cuenta con inmuebles para su explotación en arrendamiento, debe cumplir con lo dispuesto en el artículo anterior respecto al informe trimestral de fondos inmobiliarios.

En el caso de los fondos de titularización, el informe trimestral corresponde al Informe del estado de carteras de activos titularizados (Anexo 54) y el Informe de riesgo sobre carteras titularizadas (Anexo 55); incluidos en el acuerdo SGV-A-75 Acuerdo sobre el Suministro de Información Periódica.”

Artículo 6. Modificaciones al Acuerdo “SGV-A-61 Acuerdo sobre Hechos Relevantes”

Se modifica el concepto fondo o fondos de desarrollo inmobiliario que se consigna en el punto 1.51 del Anexo del SGV-A-61 Acuerdo sobre Hechos Relevantes, para que en adelante se lea como: “fondo de desarrollo de proyectos” o “fondos de desarrollo de proyectos,” según corresponda.

Artículo 7. Modificaciones al Acuerdo “SGV-A-75 Suministro de información periódica”

- a) En el Cuadro de Información Periódica: Pestaña “Sociedades Administradoras de Fondos de Inversión”, en la línea 15, se ajusta la referencia que se realiza al acuerdo SGV-A-150 que se deroga y se homologa el plazo de entrega al establecido para los vehículos de propósito especial para financiamiento de proyectos de infraestructura:

INFORME O REPORTE	Periodicidad	Plazo máximo de entrega	Formato o normas sobre el Contenido	Medio de envío	Notas Aclaratorias
Informe de avance de fondos de desarrollo de proyectos	Trimestral	20 días hábiles después del cierre de cada trimestre	n/a	Sistema Ingresador	n/a

- b) En el anexo 15 *Estados financieros fondos de inversión* (catálogo BG_FONDOS), se modifica el nombre de las cuentas 702007000000, 751015010900 y 751015020900 ,de manera que se lean:

Cuenta	Nombre Vigente	Nombre Propuesto
702007000000	Participación en el Capital de otras empresas de desarrollo inmobiliario	<i>Participación en el Capital de otras empresas de desarrollo de proyectos</i>
751015010900	Sumas recibidas por preventa de proyectos de desarrollo inmobiliario	<i>Sumas recibidas por preventa de proyectos de desarrollo</i>
751015020900	Sumas recibidas por preventa de proyectos de desarrollo inmobiliario	<i>Sumas recibidas por preventa de proyectos de desarrollo</i>

BG Fondos.xls

- c) En el anexo 22 *Reporte de composición de cartera de fondos inmobiliarios* (Archivo No. 1); se modifica la fórmula de porcentaje de ocupación del inmueble, de manera que se lea:

No	Nombre	Descripción	Formato	Long	Dec
7	Porcentaje de ocupación	Porcentaje de Ocupación del Inmueble: Metros arrendados de los inquilinos actuales / Metros disponibles de arrendamiento totales (arrendados + disponibles)	Numérico	7	2

- d) Se deroga el anexo 38 “Reporte de comercialización de fondos extranjeros” para atender las nuevas disposiciones que surgen de la emisión del “Reglamento de intermediación de valores y actividades complementarias” y se deroga el anexo 40 “Plantilla de megafondos” por cuanto la información será capturada en el actual anexo 18. En este sentido, se realizan los ajustes en el Cuadro de Información Periódica: Pestañas “Sociedades Administradoras de Fondos de Inversión”, “Puestos de Bolsa” e “Intermediarios financieros supervisados por SUGEF”.

- e) Se deroga el campo “*Fecha pago intereses*” del anexo 18 Plantilla de Carteras.

Artículo 8. Derogaciones

Se deroga el acuerdo “SGV-A-150 Guía para la elaboración de la adenda de proyectos para fondos de desarrollo inmobiliario”.

Artículo 9. Vigencia

Rige a partir de su comunicación.

Se adicionan los transitorios V al VII del “SGV-A-158 Guía para la elaboración y remisión de prospectos de fondos de inversión”, que se leerán de la siguiente forma:

“Transitorio V: La actualización de los prospectos de los fondos de inversión financieros y de procesos de titularización, se debe realizar en el proceso de actualización periódica de prospectos de fondos de inversión, a más tardar el 30 de setiembre del 2016, según lo definido en el artículo 24 del Reglamento general sobre sociedades administradoras y fondos de inversión.

Transitorio VI: La actualización de los prospectos de fondos de inversión de desarrollo de proyectos y fondos de inversión inmobiliarios, se debe realizar de acuerdo a los plazos y procedimientos indicados en el Transitorio XII de la reforma del Reglamento general sobre sociedades administradoras y fondos de inversión. Los fondos que consideren en su nombre la expresión “Desarrollo Inmobiliario”, deben modificarla a “Desarrollo de Proyectos”.

Transitorio VII: En la actualización de los prospectos de fondos de inversión de desarrollo de proyectos, la revelación de los puntos 4.3, 4C y 5.2.2 no aplican para fondos cuyo proyecto se encuentre totalmente desarrollado y los activos se mantienen en explotación por medio de arrendamiento.”

Consulte en el sitio web de la SUGEVAL (www.sugeval.fi.cr) en su sesión de “Normativa/Acuerdos del Superintendente/Acuerdos aplicados a Sociedades Adm. de Fondos de Inversión (SAFIS)”, para acceder al texto del acuerdo con todas sus reformas y anexos.

Carlos Arias Poveda, Superintendente General de Valores.—1 vez.—O. C. N° 4200000825.—(IN2016094745).

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

INTENDENCIA DE ENERGÍA

RIE-104-2016 a las 10:20 horas del 9 de diciembre de 2016

SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR EL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

ET-058-2016

RESULTANDO:

- I.** Que el 27 de julio del 2015, mediante la resolución RJD-141-2015 la Junta Directiva de la Aresep aprobó la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado para las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación rural, publicada en el Alcance Digital No. 63 del 10 de agosto del 2015.
- II.** Que el 14 de octubre del 2016, mediante el oficio 5407-150-2016, el Instituto Costarricense de Electricidad presentó solicitud de ajuste tarifario para el servicio de generación de energía eléctrica que presta (folio 01 al 115).
- III.** Que el 19 de setiembre del 2016, mediante el oficio 1310-IE-2016, la Intendencia de Energía (IE) le previno al ICE el cumplimiento de los requerimientos necesarios para otorgar la admisibilidad de la petición tarifaria para el servicio de generación.
- IV.** Que el 26 de setiembre del 2016, mediante oficio 0150-2038-2016, el ICE respondió la prevención realizada mediante el oficio 1310-IE-2016 (folio 117 al 122).
- V.** Que el 27 de setiembre del 2016, mediante el oficio 1352-IE-2016, la Intendencia de Energía le otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por el ICE para el servicio de generación de electricidad (folios 198 al 199).
- VI.** Que el 4 de octubre del 2016, mediante el oficio 1396-IE-2016, la Intendencia de Energía le solicitó al ICE aclaración y detalle de la información aportada (folios 202 al 208).
- VII.** Que el 10 de octubre del 2016, mediante el oficio 5407-169-2016, el ICE solicitó una prórroga para la presentación de la información adicional requerida mediante el oficio 1396-IE-2016 (folio 201).
- VIII.** Que el 10 de octubre del 2016, mediante el oficio 1419-IE-2016, la Intendencia de Energía le solicitó al ICE información adicional para el sistema de generación de energía eléctrica (folios 240 al 243)

- IX.** Que el 13 de octubre del 2016, mediante la resolución RIE-090-2016, la Intendencia de Energía rechazó la petición tarifaria presentada por el ICE para el reconocimiento del gasto adicional en importaciones de energía eléctrica durante el año 2016. Al mismo tiempo resolvió incorporar dicho gasto en el estudio tarifario ordinario de generación de energía eléctrica que presta el ICE según el ET-058-2016.
- X.** Que el 13 de octubre del 2016, mediante el oficio 1449-IE-2016, la Intendencia de Energía otorgó la prórroga solicitada por el ICE mediante el oficio 5407-281-2016 (folio 246).
- XI.** Que el 13 de octubre del 2016, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N° 197 y el 14 de octubre del 2016 en el Diario Extra y en La Teja (folios 248 al 252).
- XII.** Que el 21 de octubre del 2016, mediante el oficio 5407-178-2016, el ICE presentó la información adicional solicitada en el oficio 1396-IE-2016 y 1419-IE-2016 (folios 253 al 259).
- XIII.** Que el 3 de noviembre del 2016, mediante el oficio 3662-DGAU-2016/141007 la Dirección General de Atención al Usuario emite el informe de Instrucción de la correspondiente audiencia pública.
- XIV.** Que el 10 de noviembre del 2016, se llevó a cabo la audiencia pública de ley. Según el informe de posiciones y coadyuvancias de la Dirección General de Atención al Usuario, (oficio 3829-DGAU-2016), se recibieron oposiciones válidas por parte de: Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L., Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L., Señor Diputado Otto Guevara Guth, Defensoría de los Habitantes, la Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía (ACOGRAE) y La Cámara de Industrias de Costa Rica (CICR), el señor Felipe Ureña y La Cámara de Empresas Distribuidoras de Energía y Telecomunicaciones. (folios 521).
- XV.** Que el 15 de noviembre de 2016, mediante el oficio 1035-RG-2016, el Regulador General nombró al señor Mario Mora Quirós, Director de Energía con recargo de funciones de la Intendencia de Energía, a partir del 1 de diciembre del 2016 y hasta que se nombre al nuevo Intendente, por motivo de la renuncia del Intendente de Energía
- XVI.** Que el 9 de diciembre de 2016, mediante el informe técnico 1712-IE-2016, la Intendencia de Energía, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, fijar las tarifas del sistema de generación de energía eléctrica que presta el ICE (corre agregado en autos)

CONSIDERANDO:

- I.** Que del oficio 1712-IE-2016, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. Solicitud tarifaria:

El Instituto Costarricense de Electricidad solicitó un incremento promedio en las tarifas del sistema de generación del 9,75% (nueve coma setenta y cinco por ciento), tal y como se detalla:

Tarifas	Descripción	% de ajuste
T-CB	Ventas a ICE distribución y CNFL S.A.	9,90%
T-SG	Sistema de Generación	9,90%
T-UD	Usuarios directos del servicio de Generación del ICE	0,00%
Ajuste promedio del Sistema		9,75%

El ICE justificó su solicitud tarifaria en: i) el reconocimiento de ingresos adicionales para atender los costos y gastos de operación, cubrir el servicio de la deuda y generar recursos para el financiamiento de la contrapartida local del plan de expansión.

2. Análisis de la solicitud

En este apartado se presenta el análisis regulatorio de la solicitud tarifaria propuesta por el ICE para el servicio de generación de electricidad.

a. Parámetros utilizados

Las proyecciones de los parámetros económicos utilizados por la IE para los respectivos estudios tarifarios y otras actividades que lo ameriten, se elaboran tomando como referencia el diagnóstico de la situación económica presentada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) en su Programa Macroeconómico 2016-2017 y sus respectivas revisiones, así como las perspectivas de la economía mundial, según el Fondo Monetario Internacional (FMI) y otras entidades internacionales.

El BCCR en su Programa Macroeconómico 2016-2017, estableció como objetivo de inflación un 3% para el 2016 y 2017, con un rango de tolerancia de ± 1 punto porcentual (p.p.)¹. El 26 de julio de 2016, el BCCR en su Revisión de Programa Macroeconómico 2016-2017, decidió mantener este objetivo de inflación².

Las estimaciones de la inflación local para un año particular parten de la inflación acumulada real, agregando para el resto del año la estimación citada anteriormente, en

¹ BCCR, http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/PM2016-17.pdf

² BCCR, http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/Revision_PM2016-17.pdf

forma proporcional al tiempo que falta por transcurrir, calculando los meses faltantes con promedios geométricos.

En lo que respecta al tipo de cambio, la Junta Directiva del Banco Central de Costa Rica (BCCR), en el artículo 5 de la sesión 5677-2015 del 30 de enero del 2015, dispuso migrar de un régimen de banda cambiaria a uno de flotación administrada³. Dadas estas condiciones, la Intendencia de Energía (IE) considera que la mejor alternativa es utilizar la última observación real al momento de la audiencia pública (10 de noviembre de 2016) y mantenerla constante para el periodo estimado. Por lo tanto, los tipos de cambio de Compra y Venta de Referencia son 549,03 ¢/\$ y 561,64 ¢/\$, respectivamente.

En lo que respecta a la inflación externa (Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos), el dato se recopila⁴ a partir del "U.S. Bureau of Labor Statistics" (siglas BLS, en inglés). Algunas fuentes, como el Fondo Monetario Internacional (FMI) estimaron⁵ inflaciones para los EEUU en 0,8% para el 2016 y 2,2% para el 2017.

En el siguiente cuadro se resume el comportamiento de los indicadores mencionados para los tres últimos años reales (2013, 2014 y 2015) y las proyecciones para el 2016 y 2017.

Cuadro No. 1
Sistema de generación, ICE
Parámetros económicos, 2013-2017

INDICES	2013	2014	2015	2016	2017
Variaciones según ARESEP (al final del año)					
Inflación interna (IPC-CR)	3,68%	5,13%	-0,80%	0,87%	3,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,50%	0,76%	0,73%	1,04%	2,20%
Tipo de Cambio Venta Ref. (¢/U.S.\$)	0,16%	7,82%	-0,12%	3,08%	0,00%
Variaciones según ARESEP (promedio anual)					
Inflación interna (IPC-CR)	5,23%	4,52%	0,80%	0,01%	2,06%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,46%	1,62%	0,12%	1,08%	0,94%
Tipo de Cambio Venta Ref. (¢/U.S.\$)	-0,56%	7,59%	-0,54%	2,11%	1,67%
Notas: Los años 2016 y 2017 son estimaciones. Las variaciones se calculan a finales de año (diciembre) o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.					
Fuente: Elaboración propia con base en Programa Macroeconómico 2016 - 2017 y datos del BCCR, BLS y FMI.					

b. Análisis del mercado

i. Situación actual del mercado

El presente informe exhibe el análisis de mercado elaborado para apoyar la toma de decisiones del ajuste tarifario del sistema de generación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Este análisis de mercado esta conformado por dos secciones básicas, en

³ BCCR; http://www.bccr.fi.cr/politica_cambiaria/

⁴ Ver: <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu>

⁵ Ver: <http://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/reo/2016/whd/pdf/wreo0416s.pdf>

la primera se realiza una síntesis de los supuestos y principales resultados del informe homólogo realizado por ICE, y en una segunda parte se muestran los escenarios estimados por la Intendencia de Energía (IE), además de las diferencias encontradas entre los dos análisis y las justificaciones que respaldan cada aspecto del mercado final propuesto por IE.

ii. Situación actual del mercado

El sector eléctrico de Costa Rica, consta de las siguientes entidades: Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) que tiene los sistemas de generación, transmisión, distribución y alumbrado público; junto con la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL S.A.), la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH S.A.), la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), las Cooperativas de Electrificación Rural (COOPEGUANACASTE R.L., COOPELESCA R.L., COOPESANTOS R.L., y COOPEALFARO R.L.) y los generadores privados de energía.

El ICE es el mayor productor de energía, proceso en el que participan la CNFL S.A., las empresas municipales ESPH y JASEC, las cooperativas y generadores privados, los cuales conectan sus plantas a la red de transmisión.

De acuerdo con las estimaciones de ARESEP, las ventas del sistema de generación del ICE en el 2015 se distribuyen así: un 53,7% a las siete empresas distribuidoras; un 43,8% al propio sistema de distribución del ICE y un 2,5% a las industrias conectadas a Alta Tensión.

iii. Mercado presentado por el ICE

Como parte del análisis realizado por la Intendencia de Energía (IE), se procedió a evaluar las variables que integran el estudio de mercado del servicio de generación presentado por el ICE. Los aspectos más sobresalientes de la evaluación se detallan seguidamente:

1. El ICE solicita un ajuste promedio del 9,75% en el sistema de generación. Específicamente, un 9,90% en las tarifas de T-CB: Ventas a ICE Distribución y CNFL, T-SG: sistema de generación. Para el caso de la tarifa T-UD: Usuarios directos del servicio de generación del ICE no se solicita aumento.

Según el ICE, los ingresos generados con el aumento tarifario solicitado, equivalentes a $\$46\,096$ millones, permitirán atender los costos y gastos de operación, mantenimiento y comercialización, cubrir el servicio de la deuda y generar recursos para el financiamiento de la contrapartida local del plan de expansión.

2. El estudio de mercado del ICE presenta datos reales hasta junio del 2016 y se estima el resto del período correspondiente de julio de 2016 hasta diciembre de 2018. La estimación de las ventas totales de energía eléctrica del ICE se realiza para cuatro tipos de clientes: empresas distribuidoras, clientes ICE distribución, clientes en alta tensión y clientes de transmisión.

Para cada empresa distribuidora se tomó las estadísticas mensuales de las ventas de energía eléctrica totales, a consumidores directos. Utilizando el software Eviews, analizaron el comportamiento de cada serie histórica y aplicaron el método de suavizamiento exponencial para encontrar el modelo de mejor ajuste, y realizar las

proyecciones de las ventas a sus clientes hasta diciembre 2018. El mismo procedimiento fue aplicado para los clientes de ICE Distribución: residencial, general, industrial menor y grandes industrias y los clientes ICE de Alta Tensión.

En función de lo anterior, la proyección de las ventas de energía del sistema de Generación del ICE a sus clientes se calculó para el año 2017 con el siguiente detalle: T-CB (ventas al ICE distribución y a la CNFL: 7 699,2 GWh; T-SD (ventas a ESPH, JASEC y Cooperativas): 1 748,3 GWh; T-UD (venta a clientes alta tensión): 225,5 GWh. En total se espera una venta en unidades físicas cercano a los 9 673,0 GWh.

3. Para calcular los ingresos vigentes del sistema de generación, del año 2017, ICE utiliza las tarifas que fueron publicadas en Alcance digital N° 117, Gaceta N° 247 del 21 de diciembre de 2015. Con esto ICE-Generación proyecta que su sistema obtendrá ₡467 330,5 millones de colones para el año 2017.

4. Con el ajuste solicitado se estima se alcanzarán ingresos para el sistema de generación del ICE en ₡512 887,5 millones para el mismo año 2017.

iv. Análisis de mercado de la Intendencia de Energía (IE) y comparación con resultados del ICE

Los siguientes son los aspectos más sobresalientes del estudio de mercado desarrollado por IE:

1. Las ventas de energía estimadas por la IE para las empresas distribuidoras, se obtuvieron del estudio de mercado realizado para cada una de ellas con la misma metodología seguida en los estudios tarifarios anteriores. Ésta se basa en un mercado tendencial, en el cual se efectúan las estimaciones a partir de datos históricos mensuales de los abonados por tipo de tarifa hasta el mes de setiembre del 2016.

2. Para ello se empleó el paquete estadístico Forecast Pro, que se especializa en el análisis de series de tiempo. En las distintas estimaciones por empresa, se utilizan modelos autorregresivos de promedios móviles (ARIMA) y de suavizamiento exponencial. Las ventas estimadas por cada tarifa de consumo se obtienen de los abonados proyectados y del consumo promedio por abonado estimado.

3. Además, se utilizó el porcentaje de pérdida propio de su sistema de distribución, con el cual se determinaron las necesidades de energía para atender la demanda de sus consumidores directos. En el caso de las empresas distribuidoras que disponen de plantas generadoras de energía, para atender parte de sus necesidades, las compras de energía al ICE se determinan al restar a la demanda de energía esta generación propia, y para el caso de las cooperativas, además de la generación propia, se restan las compras de energía a terceros (ejemplo: Coneléctricas).

4. Para las estimaciones de las industrias de Alta Tensión, se utilizaron las series de tiempo de enero 2010 a setiembre de 2016. Para la estimación de la demanda del ingenio Azucarera El Viejo y la Planta Eólica Guanacaste se obtuvo un promedio de los meses en los que se presenta demanda de energía. Si cabe señalar, que dichas empresas tienen un nivel de demanda irregular y significativamente más bajo que el resto de las empresas con tarifas de alta tensión.

5. *El estudio de la IE incluye la cantidad de energía en GWh y en millones de colones correspondiente a las importaciones y exportaciones de energía entre el ICE y el mercado centroamericano. Se aceptaron las proyecciones en unidades físicas presentadas por el ICE, en donde para el año 2016 se estimaron importaciones de 36,8 GWh y exportaciones por 229,1 GWh.*
6. *Para el cálculo del precio de las importaciones se aceptó el precio propuesto por ICE de ¢56,25. De esta forma el gasto esperado por el ICE para el pago por importaciones de energía en el MER durante 2017 se espera cercano a los ¢2 070, 5 millones de colones.*
7. *En el caso de las exportaciones, estas no se incorporan dentro del presente estudio tarifario, considerando que estos ingresos están previstos para financiar la tarifa media tensión b (T-MTb), de conformidad con lo establecido el Plan Nacional Energía 2015-2020.*
8. *Por otra parte, la IE realiza sus estimaciones de generación, las cuales toman en cuenta el comportamiento histórico de cada una de las plantas. En el caso de los restantes generadores (otras empresas distribuidoras y generadores privados) la IE también realiza sus propias estimaciones, mediante modelos estadísticos autorregresivos en cada una de las plantas de producción eléctrica, y validando mediante el equipo de inversiones de la IE (considerando el ingreso de nuevas plantas, planes de mantenimiento, entre otros).*
9. *Las plantas que se espera tengan ingreso al sistema durante el año 2017 son: PH Ventanas (CNFL), y privados: PE Campos Azules, PE Vientos de la Perla, PE Vientos de Miramar, PE Altamira y PH Chucas.*
10. *La generación estimada por parte de la IE del parque eléctrico nacional es de 11 558 GWh para 2017.*
11. *Se observan diferencias en los resultados de la IE de compras de energía, en unidades físicas, de las empresas distribuidoras al ICE generación con respecto a las estimaciones por el ICE. Específicamente, para el año 2017, el estudio ordinario del ICE estima 1,4% más de ventas a sus clientes, respecto al estimado por IE que en términos absolutos estima cerca de 9 533,4 GWh. Parte importante de esta diferencia se debe a la estimación de la demanda de los diferentes sectores de consumo del país (mayor detalle en el análisis de mercado del sistema de distribución ET-057-2016) y a las compras esperadas por la distribuidora Coopelesca*
12. *Para la compra de energía a generadores privados se decide mantener el precio promedio del año 2015, el cual resulta similar al que presenta 2016 al límite de información real (setiembre 2016) y porque no se visualizan diferencias importantes en los precios para el 2017. De esta manera se estima un precio medio de compra de ¢44,7, lo que se espera genere un gasto al ICE de ¢130 164,5 millones, que es un monto 3% inferior al estimado por el estudio de ICE.*
13. *De acuerdo con las proyecciones realizadas por la IE, las ventas del sistema de generación del ICE del año 2017 se espera tengan el siguiente detalle:*

Cuadro No. 2
Sistema de Generación, ICE
Ventas estimadas en GWh, 2016-2017

AÑO ^α	ICE-DISTRIBUCIÓN ^α	ALTA-TENSIÓN ^α	OTRAS-DISTRIBUIDORAS ^α	TOTAL ^α
2-016 ^α	4°012,0 ^α	229,0 ^α	5°015,4 ^α	9°256,4 ^α
2-017 ^α	4°138,4 ^α	229,2 ^α	5°165,8 ^α	9°533,4 ^α

Nota: No se incluyen las exportaciones. Información real hasta setiembre de 2016.

Fuente: IE, ARESEP y empresas distribuidoras.

Mayor detalle de del cuadro anterior en anexo 1.

14. Estas ventas del sistema de ICE se espera generen ingresos totales sin combustibles durante 2017 de $\$460\,924,2$ millones (excluyendo ingresos por exportaciones), con tarifas vigentes. El estudio ordinario del ICE estima 1,4% más ingresos respecto al estimado por IE, esta diferencia es coherente con las diferencias en ventas físicas.

15. Para el presente estudio tarifario se realizó una liquidación de conceptos con peso significativo en el estudio de mercado. Esta liquidación consiste en la diferencia entre el valor estimado y aprobado por Aresep en el estudio de ajuste tarifario respectivo y el valor real para la compra a generadores privados, importaciones del MER y las ventas del propio sistema de generación del ICE. Lo anterior teniendo en consideración que el comportamiento de estas variables ajenas a la gestión estuvo influenciado por un comportamiento atípico en el patrón de lluvias y la demanda. La liquidación se realiza para el periodo 2016 los meses de enero a setiembre. El monto final a reconocer en el ajuste tarifario es de $\$3\,224$ millones de colones como ingresos adicionales que recibió el ICE-Generación durante el periodo de referencia. El detalle en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 3
Sistema de Generación, ICE
Diferencias entre proyección e información real
Enero a setiembre, 2016
Datos en unidades físicas y monetarias

Concepto	Proyección*	Real **	Diferencia
Compra a Generadores privados (GWh)	1 874	1 607	-267
Compra a Generadores privados (Millones de colones)	75 505	84 156	8 651
Importaciones del MER (GWh)	34	303	268
Importaciones del MER (Millones de colones)	2 488	12 287	9 799
Ventas del sistema de Generación (GWh)	6 589	7 067	478
Ventas del sistema de Generación (Millones de colones)	324 676	346 349	21 673
Liquidación (millones de colones) ***			3 224

(*) Proyecciones del último estudio ordinario vigente -ET-096-2015 y RIE-125-2015.

(**) Información real y proyectada de enero-setiembre 2016.

(***) Liquidación = Diferencia ventas Sistema de Generación - Diferencias compras a Generadores Privados - Diferencias importaciones al MER.

Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía y empresas distribuidoras.

16. Con base en el análisis financiero contable efectuado por la IE, se propone un ajuste en las tarifas de generación del ICE, sobre la base sin combustibles, de un -3,28%, el cual se aplicará de manera general para las empresas distribuidoras y de alta tensión.
17. Dicha disminución regirá a partir del 1 de enero del 2017. Con lo cual el ICE obtendrá una diferencia en sus ingresos cercanos a los ¢15 107,3 millones durante el año 2017. El detalle de los resultados anteriores, se observan en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 4
Sistema de Generación, ICE
Ingresos estimados vigentes y propuestos, año 2016
(millones de colones)

INGRESOS	ICE DISTRIBUCIÓN	ALTA TENSIÓN	OTRAS DISTRIBUIDORAS	TOTAL
Vigentes	199 503,4	7 043,2	254 377,6	460 924,2
Propuestos	192 965,3	6 812,2	246 039,5	445 816,9

Nota: No se incluyen las exportaciones. ARESEP y empresas distribuidoras

18. Con esta modificación el precio medio de compra por cada kWh (sin CVC) para el 2016 cambia con ingresos vigentes a propuestos de ¢48,3 a ¢46,8 respectivamente.
19. Este ajuste tarifario implicaría ingresos para el sistema de generación del ICE de ¢445 816,9 millones, si se adiciona los ingresos por liquidación de conceptos de mercado, entonces se espera un ingreso esperado para el sistema de generación al finalizar el 2017 cercanos a los ¢449 040,8.

c. Análisis de inversiones

El objeto de esta sección es presentar los resultados del análisis realizado al programa de inversiones, adiciones y retiros de activos presentado por el Instituto Costarricense de Electricidad para el sistema de generación de energía eléctrica, de conformidad con el expediente tarifario ET-058-2016.

i. Inversiones a realizar en el sistema de generación según la propuesta del ICE

El sistema de generación del ICE tiene como responsabilidad la operación y mantenimiento de las plantas de generación eléctrica, junto con el desarrollo de la oferta de energía, que permita mantener los estándares de cobertura, calidad y acceso al servicio eléctrico. La generación de electricidad en Costa Rica la realizan siete empresas y cerca de 30 generadores privados independientes. El sistema eléctrico contaba a diciembre del 2015 con una capacidad instalada de 3068 MW, de los cuales 63% corresponde a plantas hidroeléctricas, un 19% a plantas térmicas, un 9% a plantas eólicas, un 1% a biomasa y 0,03% a energía solar. De dicha capacidad instalada, el ICE opera un 72% con plantas propias y un 17% con plantas contratadas a generadores privados independientes, de los

cuales, un 10% corresponde a contrataciones bajo la figura BOT. Por su parte, las empresas distribuidoras operan un 11% de la capacidad instalada (folio 31). Así las cosas, el ICE contribuye a la generación total con un 66%, los generadores privados con un 22% y el restante 12% fue producido por las empresas distribuidoras (folio 33).

Las inversiones que muestra el ICE, se estimaron de acuerdo con los requerimientos anuales de los diferentes proyectos a efectos de garantizar la calidad y continuidad del servicio y para extender la cobertura del servicio. La información pertinente a las inversiones del sistema de generación, se localizan en la carpeta "Anexo 10. Inversiones/Sistema de Generación" (folio 114).

ii. Inversiones a desarrollar en el período 2016-2018

Para este periodo, el ICE presentó un detalle asociado con las necesidades de inversión de acuerdo con su plan de inversiones para cada uno de los proyectos o actividades futuras tanto en la etapa de ejecución como de estudio.

El ICE, contempló cuatro grupos principales, a saber.

1. *Programa de expansión de la generación: Dentro de este programa se incluyen los distintos proyectos en ejecución mediante los cuales se va a ampliar la capacidad instalada del actual Sistema Nacional Interconectado. Dentro de este programa se contempla el P.H. Reventazón con una potencia instalada de 305,5 MW, cuyo avance de ejecución real es del 99%, quedando pendientes algunos trabajos de urbanización final, como accesos, demarcación, rotulación y otros. La construcción de la P.G. Las Pailas con un avance de ejecución real de un 35%, y la P.G. Borinquén I, en etapa de perforación de pozos exploratorios.*
2. *Programa modernización plantas de generación: Este programa incluye obras que deben realizarse para la modernización de las plantas de generación que por sus años de funcionamiento requieren de una renovación para aumentare su vida útil. En este programa se encuentra la modernización del P.H. Río Macho, cuyo avance general del proyecto de modernización es de un 98%, quedando pendiente de finalizar la modernización de las tomas de agua localizadas en Humo, Porras y Villegas.*
3. *Otras Inversiones: Esta a su vez se dividen en:*
 - 3.1 *Estudios de proyectos: Dentro del programa de estudios de proyectos para el período 2016-2018, se contempló el estudio del proyecto El Diquís (Pre-ejecución) en su etapa de diseño y planeación de la ejecución. Para esta etapa se tiene un avance real del 78%.*
 - 3.2 *Mejoras al sistema de generación: Incluyen varias obras con carácter de mejora a plantas de generación en operación y mantenimientos mayores.*
4. *Formación de capital: Incluye inversiones en otros activos para la construcción y operación del sistema de generación.*

iii. Capacidad de ejecución:

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente el porcentaje de ejecución se calculó con base a los 5 años anteriores al año en consideración en el actual estudio tarifario. No obstante, el ICE presentó en la Tabla No.10.1, titulada "Resumen comparativo de Inversiones", solo tres años, correspondientes al período 2013-2015, aunque se aclara que dado que en el año 2014 no hubo aumento tarifario, se tomó las inversiones consignadas por la Aresep para el año 2014 según el cuadro No. 6 de la resolución RIE-125-2015, tal y como se detalla:

Cuadro No. 5
Sistema de Generación, ICE
Porcentaje de ejecución
(millones de colones)

Año	Monto ARESEP	Monto ICE	Porcentaje de Ejecución	Porcentaje de ejecución ajustado*
2011*	411 463,70	217 035,10	52,70%	
2012*	498 450,90	264 720,40	53,10%	
2013*	155 244,80	117 301,90	75,60%	
2014	107 042,20	111 674,20	104,30%	
2015	85 107,70	147 642,70	173,50%	
Promedio			91,84%	91,84%

Según Metodología Tarifaria Vigente Metodología Tarifaria Vigente.

Tabla No.10.1, Anexo 10, expediente ET-058-2016.

Cuadro No.6: RIE-017-2015, Monto Aresep corresponde al último plan de inversiones ICE.

Fuente: Aresep.

De acuerdo con el cuadro anterior, el porcentaje de ejecución de las inversiones para el sistema de generación es de un 91,84%, el cual es aceptable desde el punto de vista regulatorio, ya que las mismas son inversiones consideradas por la propia empresa como determinantes para garantizar la disponibilidad operativa de los sistemas de producción, mantener su vida útil e incidir directamente en los niveles de calidad y oportunidad en la prestación del servicio eléctrico por parte del ICE.

iv. Inversiones en el sistema de generación según propuesta de ICE

Del análisis de las justificaciones presentadas por el ICE, se puede determinar, la necesidad de cumplir con las metas y esfuerzos necesarios para el desarrollo y el mejoramiento del sistema de generación, de acuerdo a lo previsto en el "Plan de Expansión del la Generación del Mínimo Costo", que a su vez obedece a la necesidad de atender el crecimiento de la demanda de la energía para futuros años.

En ese sentido, a continuación se presenta la presunción económica requerida por el ICE para el periodo 2016-2018:

Cuadro No. 6
Sistema de Generación, ICE
Programa inversiones propuestas, 2016-2018
(millones de colones)

	AÑO			Total Período
	2016	2017	2018	
Expansión del Sistema	176 680,90	98 472,50	171 836,45	446 989,85
Modernizaciones	2 878,60	0,00	0,00	2 878,60
Otras Inversiones	5 022,20	4 221,30	3 772,40	13 015,90
Formación de Capital	7 373,50	6 794,10	4 705,70	18 873,30
Gastos Financieros	918,30	1 233,80	1 295,00	3 447,10
TOTAL DE INVERSIONES	192 873,50	110 721,70	181 609,55	485 204,75

Folio 115; CD/Plan de Inversiones Del Sector Electricidad/Solicitud Aumento Tarifario 2017- ARESEP/Plan de Inversiones Sector Electricidad_2016-2018/PLAN

Fuente: Aresep

En términos generales, las inversiones pretendidas por el ICE, tienden a garantizar la calidad y continuidad del servicio, extender su cobertura según la estimación de las mismas consideradas en plan de desarrollo junto con la consideración de los recursos disponibles, manteniendo la precaución por parte del ICE de no inducir a sobreinversiones.

v. Adición de los activos del sistema de generación.

El ICE en su petición tarifaria (ET-058-2016), presentó un resumen de adiciones de activos para el periodo 2016-2018, tal y como se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro No. 7
Sistema de Generación, ICE
Programa de adiciones de activos propuesto por el ICE, 2016-2018
(millones de colones)

	AÑO			Total Período
	2016	2017	2018	
Expansión del Sistema	191 898,10	4 221,30	3 772,40	199 891,80
Otros Activos para construcción	224,80	282,00	194,10	700,90
Otros Activos para operación	4 667,40	9 200,20	4 511,51	18 379,11
TOTAL DE INVERSIONES	196 790,30	13 703,50	8 478,01	218 971,81

Folio 115; CD/Plan de Inversiones del Sector Electricidad/Solicitud Aumento Tarifario 2017-ARESEP-Plan de Inversiones Sector Electricidad_2016-2018/GEN.

Fuente: Aresep.

Según el ICE, la adición de activos corresponde a las obras en construcción que al entrar en operación, pasan a formar parte del activo fijo en servicio del sistema de generación (folio 68).

Al igual que en el caso de las inversiones, una vez analizada la petición de la empresa eléctrica y revisados los parámetros económicos (tipo de cambio y las inflaciones internas y externas), la propuesta de adiciones de activos según la Intendencia de Energía es:

Cuadro No. 8
Sistema de Generación, ICE
Programa de adición de activos propuesto por Aresep, 2016-2018
(millones de colones)

	AÑO			Total Período
	2016	2017	2018	
Expansión del Sistema	191 898,10	3 287,86	3 475,49	198 661,46
Otros Activos para construcción	224,80	259,61	177,13	661,54
Otros Activos para operación	4 667,40	2 344,95	4 117,07	11 129,43
TOTAL DE INVERSIONES	196 790,30	5 892,42	7 769,70	210 452,42

Fuente: Aresep.

En dicho análisis, se incorporó lo establecido en la metodología, de verificar los montos, ejecuciones y año de aprobación de las diferentes obras o proyectos sujeto de adición, así como sus justificaciones y aprobación por parte de la Intendencia de Energía.

Adicionalmente, las siguientes obras y activos fueron sujetos de actualización o ajuste con base en los valores reconocidos en el estudio ET-096-2015:

Nombre del proyecto o grupo de activos.	Observaciones
Mejoras plantas hidroeléctricas.	Un monto de adición por ₡843,60 millones, fue considerado en el cálculo de la base tarifaria para el periodo 2016, según se constata en el ET-096-2015. En el presente estudio tarifario, el ICE actualizó un monto de ₡3 891,40 millones como valor actual de activos 2016.
Mejoras plantas térmicas.	Un monto de adición por ₡1 299,78 millones, fue considerado en el cálculo de la base tarifaria para el periodo 2016, según se constata en el ET-096-2015. En el presente estudio tarifario, el ICE asignó un monto de ₡619,50 millones como valor actual de activos 2016. Por tanto, la diferencia entre el valor actualizado de la proyección y el valor reconocido en la pasada fijación tarifaria, se ajusta como parte de las adiciones proyectadas del período 2017.
03-Edificios	No se cuenta con las justificaciones por parte del ICE por tanto se excluye este monto en las adiciones del período 2017.
06-Equipo de transporte	Un monto de adición por ₡367,73 millones, fue considerado en el cálculo de la base tarifaria para el periodo 2016, según se constata en el ET-096-2015. En el presente estudio tarifario, el ICE asignó un monto de ₡377,00 millones como valor actual de activos 2016.
07-Equipo de comunicación	Un monto de adición por ₡16,36 millones, fue considerado en el cálculo de la base tarifaria

Nombre del proyecto o grupo de activos.	Observaciones
	<i>para el periodo 2016, según se constató en el ET-096-2015. En el presente estudio tarifario, el ICE asigna un monto de ¢247,80 millones como valor actual de activos 2016.</i>
<i>08-Equipo y mobiliario de oficina</i>	<i>Un monto de adición por ¢1 370,35 millones, fue considerado en el cálculo de la base tarifaria para el periodo 2016, según se constató en el ET-096-2015. En el presente estudio tarifario, el ICE asigna un monto de ¢78,20 millones como valor actual de activos 2016.</i>
<i>09-Equipo y programas de cómputo</i>	<i>Un monto de adición por ¢1 882,14 millones, fue considerado en el cálculo de la base tarifaria para el periodo 2016, según se constató en el ET-096-2015. En el presente estudio tarifario, el ICE asigna un monto de ¢972,70 millones de colones como valor actual de activos 2016.</i>
<i>10-Equipo sanitario, de laboratorio e investigación</i>	<i>Un monto de adición por ¢223,27 millones, fue considerado en el cálculo de la base tarifaria para el periodo 2016, según se constata en el ET-096-2015. En el presente estudio tarifario, el ICE asignó un monto de ¢420,90 millones como valor actual de activos 2016.</i>
<i>11-Equipo y mobiliario educacional, deportivo</i>	<i>Un monto de adición por ¢6,56 millones, fue considerado en el cálculo de la base tarifaria para el periodo 2016, según se constata en el ET-096-2015. En el presente estudio tarifario, el ICE asignó un monto de ¢4,60 millones como valor actual de activos 2016.</i>
<i>12-Maquinaria y equipo diverso</i>	<i>Un monto de adición por ¢1 275,77 millones, fue considerado en el cálculo de la base tarifaria para el periodo 2016, según se constata en el ET-096-2015. En el presente estudio tarifario, el ICE asignó un monto de ¢591,60 millones como valor actual de activos 2016.</i>
<i>13-Maquinaria y equipo de mantenimiento</i>	<i>Un monto de adición por ¢514,34 millones, fue considerado en el cálculo de la base tarifaria para el periodo 2016, según se constató en el ET-096-2015. En el presente estudio tarifario, el ICE asignó un monto de ¢1 859,70 millones como valor actual de activos 2016.</i>
<i>14-Equipo de fotografía, video y publicaciones</i>	<i>Un monto de adición por ¢15,6 millones, fue considerado en el cálculo de la base tarifaria para el periodo 2016, según se constató en el ET-096-2015. En el presente estudio tarifario, el ICE asignó un monto de ¢114,40 millones como valor actual de activos 2016.</i>

Consideraciones sobre el P.H. Reventazón

El proyecto hidroeléctrico Reventazón, localizado en la cuenca del río homónimo, cuenta con un caudal de diseño de 240 m³/s y una capacidad total nominal de planta de 292 MW, que a su vez considera un central que aprovecha el caudal de compensación ecológico para agregar 13,5 MW, para un total de 305,5 MW.

Como parte del Plan de fiscalización de los proyectos u obras de inversión, el 26 de abril del presente año, se llevó a cabo una visita técnica de las obras asociadas al proyecto en mención, que contó con la participación de los funcionarios del ICE (folios 124-152, Expediente OT-009-2015), en la cual se constató lo siguiente:

El evento climatológico acaecido en julio del 2012, que provocó que el río se llevara la ataguía, afectando el avance que se tenía en la excavación de la presa, pérdida cuantificada en diez millones de dólares (\$10.000.000,00), no cubierta por el seguro, debido a que la adquisición del mismo estaba en proceso de negociación. Dicho acontecimiento, provocó un retraso de un año, ya que el proyecto inicialmente estaba programado para finalizar su construcción el 31 de diciembre del 2015, pero según ajuste del programa, la nueva fecha de finalización de la construcción se definió para el 31 de diciembre del 2016.

El 17 de febrero del 2016, durante las pruebas de sobre velocidad que se realizaban en la turbina de la Unidad No.1, se presentó una falla en el sistema directriz, provocando la ruptura de los pernos fusibles por fatiga y ante la fluctuación del torque hidráulico, los álabes chocan contra el rodete, causando su daño, así como daños en tubería, cableados y otros asociados. A raíz de lo anterior, se indicó que la empresa Andritz, contratista encargada de la puesta en marcha, apoyado en la firma aseguradora y la garantía pactada, cubrirá los costos y sobrecostos asociados a la rehabilitación del rodete de la Unidad No.1 y demás modificaciones que permitan el óptimo funcionamiento de las demás unidades. Según el ICE; el costo por concepto de servicios prestados al proveedor de la turbina ascienden a los doscientos doce mil seiscientos veinticinco dólares (\$ 272.625,00), cubiertos temporalmente por el Instituto. (Folios 221-222)

Mediante el estudio tarifario ET-096-2015, el ICE solicitó como estimación de adición de activos para el año 2016 la suma de ¢292 357,40 millones y para el año 2017 un monto de ¢501 205,70 millones por la ejecución del Fideicomiso Reventazón. La Autoridad Reguladora en su oportunidad, recomendó el monto de ¢202 952,19 millones como adición de activo del proyecto.

Al respecto, de acuerdo con información presentada por el ICE, mediante documento en formato pdf; "0510-0913-2016-Anexo 4 Documento Financiero-Contable PH Reventazón-construcción-capitalización"; en el cuadro sin numerar, titulado "Anexo V- Plan Financiero", se determinó que los ¢491 314,40 millones correspondientes al fideicomiso, fueron utilizados para la cancelación parcial de los siguientes rubros: 1. Ingeniería y Supervisión, 2.1 Presa, 2.2 Conducción, 2.6 Terrenos y permisos, 2.7 Plan Ambiental, 3. Gastos sin asignación Específica, Costos de Operación del Fideicomiso y Gastos Financieros del fideicomiso y reservas.

No obstante lo anterior, es necesario señalar que en la presente solicitud tarifaria, el ICE no incluyó para el 2017 adiciones asociadas al PH Reventazón.

vi. Resumen de adiciones

De conformidad con los apartados anteriores, se presenta el siguiente resumen y la presunción económica de las inversiones y adiciones solicitadas por la empresa eléctrica para el periodo 2016-2017:

Cuadro No. 9
Sistema de Generación, ICE
Propuesta ICE, 2016-2018
(millones de colones)

	AÑO			Total Período
	2016	2017	2018	
Adiciones	196 790,30	13 703,50	8 478,01	218 971,81

Como resultado del análisis y los criterios tarifarios aplicados por los técnicos de la Intendencia de Energía, las inversiones y adiciones a incorporar en el presente estudio tarifario son:

Cuadro No. 10
Sistema de Generación, ICE
Propuesta Aresep, 2016-2018
(millones de colones)

	AÑO			Total Período
	2016	2017	2018	
Adiciones	196 790,30	5 892,42	7 769,70	210 452,42

Siendo las adiciones de activos reconocidas para la presente petición tarifaria un 96,11% respecto a las solicitadas por la petente.

vii. Retiro de activos del sistema de generación.

El ICE presentó el documento “Informe de Estimación Retiro de Activos Productivos”, el cual identifica los activos que serán retirados, según criterios de ingenieros expertos y encargados de cada una de las plantas de generación, basados en el “Plan de Inversiones del Negocio Generación”, el cual es reportado ante la Aresep. La estimación de retiros activos para el periodo 2016-2018, está compuesto de retiros por mejoras y por obsolescencia de los equipos.

Adicionalmente, se consignó las hojas electrónicas “Activos Fijos en Operación y Otros Activos en Operación”, por lo que en el siguiente cuadro se presenta un resumen por actividad, mostrando el retiro de activos al costo, revaluado, depreciación al costo y depreciación revaluado para las obras de generación eléctrica, con montos solo para los años 2016 y 2017, ya que no se presentó los montos de la estimación correspondiente al año 2018.

A continuación se presenta un cuadro resumen, en el que se detallan los retiros de activos de conformidad con la información aportada por la petente, a saber:

Cuadro No. 11
Sistema de Generación, ICE
Programa de retiro de activos propuesta por el ICE, 2016-2018
(millones de colones)

AÑO 2016				
OBRAS	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Planta Generación Hidro.	277,35	2 862,60	45,34	2 510,94
Planta Generación Térmico	5 216,65	9 177,08	2 859,41	6 729,63
Planta Generación Geotérmico	0,00	0,00	0,00	0,00
Planta Generación Eólico	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros Activos para construcción	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros Activos en operación	513,10	0,00	467,00	0,00
Total Retiro de Activos 2015	6 007,10	12 039,68	3 371,75	9 240,57
AÑO 2017				
OBRAS	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Planta Generación Hidro	295,99	398,92	102,47	141,53
Planta Generación Térmico	288,78	442,27	119,15	266,57
Planta Generación Geotérmico	0,00	0,00	0,00	0,00
Planta Generación Eólico	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros Activos para construcción	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros Activos en operación	198,20	0,00	177,10	0,00
Total Retiro de Activos 2016	782,97	841,19	398,72	408,10
AÑO 2018				
OBRAS	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Planta Generación Hidro	0,00	0,00	0,00	0,00
Planta Generación Térmico	0,00	0,00	0,00	0,00
Planta Generación Geotérmico	0,00	0,00	0,00	0,00
Planta Generación Eólico	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros Activos para construcción	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros Activos en operación	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos 2017	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	6 790,07	12 880,87	3 770,47	9 648,67

Excel/9_AFO_OAO_Adiciones_Retiros/Adiciones/Retiros

d. Retribución al capital

Según la metodología tarifaria vigente, los ingresos de operación (precio promedio multiplicado por las cantidades vendidas de energía, más otros ingresos), deben ser iguales que la suma de los gastos tarifarios, más el rédito de desarrollo en términos monetarios; de tal modo que esta última variable determina en gran medida el nivel de las tarifas.

El ICE obtuvo, en primera instancia para el sistema de generación, un rédito para el desarrollo para el 2017 del 6,91% según el modelo WACC.

Para obtener una tasa de rentabilidad o rédito para el desarrollo que sirva como parámetro para esta fijación tarifaria, la Intendencia de Energía utilizó el modelo Promedio Ponderado del Costo de Capital (WACC por sus siglas en inglés) y el Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM por sus siglas en inglés).

El primero de estos modelos indica que la tasa de rentabilidad de la empresa, se obtiene ponderando las tasas del costo del capital propio y del costo de la deuda. Este último se puede obtener, por ejemplo, como el costo marginal del endeudamiento (v.g. tasa de interés del último crédito obtenido); como el costo promedio ponderado de los diferentes préstamos que tiene la empresa o como la razón del costo de la deuda entre el pasivo promedio.

El Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM), utilizado para calcular el costo del capital propio, señala que los cambios en el retorno de un activo, están relacionados con el riesgo asociado con éste y pueden ser separados en dos grandes componentes: los relacionados con el mercado en su conjunto (riesgo sistemático) y los derivados de las inversiones específicas (riesgo específico). Este modelo es consistente con la política regulatoria que contempla como uno de sus objetivos básicos la sostenibilidad del servicio, dado que esto implica entre otras cosas, garantizar un rendimiento sobre el capital invertido que haga atractivas las inversiones en el sector, lo cual además es consistente con lo establecido en la Ley 7593 que regula los servicios públicos en nuestro país.

Para el cálculo del costo de capital del ICE se emplearon las siguientes fórmulas:

$$(1) r_{kp} = r_l + \beta (r_m - r_l) \quad (\text{modelo CAPM})$$

En donde:

r_{kp} = Costo del capital propio

r_m = Rendimiento de una cartera diversificada de acciones y

r_l = Tasa libre de riesgo.

$r_m - r_l$ = Prima de riesgo.

β = Mide la correlación entre los rendimientos de mercado y los de una inversión específica.

$$(2) r_k = r_d * (1-t) * D/A + r_{kp} * P/A \quad (\text{modelo WACC})$$

En donde:

r_k = Costo de capital de la empresa

r_d = Costo del endeudamiento

r_{kp} = Costo del capital propio

t = Tasa impositiva

D = Valor de la deuda

P = Valor del capital propio (KP) o patrimonio

A = Valor total de los activos ($D + P$).

Los valores y la fuente de información de cada variable del modelo son los siguientes:

- La tasa libre de riesgo (r_l) fue obtenida como el promedio de los promedios mensuales de los últimos 12 meses de la tasa de interés de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América a 10 años plazo, con corte a diciembre del 2015 (2,32%). Se utilizó como fuente de información, la siguiente dirección electrónica: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>.

- La Prima por riesgo (PR) ($r_m - r_f$) se obtuvo de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York (EUA), en la siguiente dirección de Internet: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/implprem/ERPbymonth.xls>. Se utilizará el promedio aritmético de los valores disponibles dentro de los últimos doce meses, siendo éste de 5,73% con corte al mes de diciembre del 2015.
- El riesgo país (r_p) no se considera en este caso, dado que al ser una empresa pública, creada para la prestación del servicio de suministro de electricidad, el riesgo país es irrelevante para la decisión de colocación del capital aportado para la prestación de este tipo de servicio público, pues las empresas no tienen la opción de colocar sus recursos en ningún otro país alternativo y consecuentemente, tampoco tienen la posibilidad de mover su capital.
- El valor de la beta (β) se obtuvo de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York, USA, según la página: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar>. Su valor se estimó en 0,36 (beta desapalancada) correspondiente al dato de enero de 2016. Para su estimación se utilizó la clasificación denominada Industria Utility (General), en la cual se agrupa las empresas eléctricas más representativas del área, con lo cual se ajusta al sector que se está regulando.
- El valor del costo de la deuda (r_d) se estimó en 5,69%, el cual se obtuvo de la ponderación de las tasas de interés de los pasivos de largo plazo que tiene el sistema de generación que presta el ICE.
- La tasa impositiva (t) se supuso igual a cero (0) dado el acuerdo 15-149-99 de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora (acta de la Sesión 149-99 del 19 de agosto de 1999).
- El valor de los pasivos (D) es de $\$785\,750\,240$ millones, el capital propio o patrimonio (P) es de $\$1\,158\,653\,000$ millones y el valor total de los activos (A) es de $\$1\,944\,403\,240$ millones, según la información de los Estados Financieros a mayo del 2016 y reportes del ICE⁶.

Como parte del procedimiento de cálculo del valor de la deuda y por ende del costo de la deuda del sistema de generación, se procedió a no incluir todas las obligaciones del ICE concernientes al Proyecto Hidroeléctrico Reventazón, dado que no se dispuso del auxiliar de activos, lo cual imposibilita a la Intendencia de Energía asociar los activos con el costo aportado por la empresa regulada. De igual manera se procedió con la obligación que se registró a favor del ICE Telecomunicaciones, dado que no se adjuntó justificación al respecto.

Lo señalado en el párrafo anterior, tendrá un impacto en el monto de la deuda a largo plazo o con costo a reconocer tarifariamente, así como en la determinación del costo ponderado de la deuda.

Como resultado de lo anterior y con la información financiera disponible a mayo del 2016, el costo promedio ponderado del capital para los servicios que presta el ICE es el siguiente:

⁶ Los datos de deuda se obtuvieron del informe de tasa de rédito para el desarrollo presentado en agosto 2016 y que presenta datos de mayo 2016, lo anterior pues son los datos más recientes con la desagregación requerida para calcular de mejor modo el modelo. No se cuenta con un dato más reciente, y por lo tanto se realizan recomendaciones respecto de mantener dicha información actualizada mientras se mantenga el modelo actual para el cálculo de precios.

Cuadro No. 12
Instituto Costarricense de Electricidad
Réditos de Desarrollo del Sector eléctrico
Periodo 2017

Sistemas de la empresa ICE	Estimación ICE		Estimación ARESEP	
	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)
Sistema de Generación	7,09%	6,91%	5,83%	5,77%
Sistema de Transmisión	9,05%	7,10%	8,24%	6,93%
Sistema de Distribución	6,31%	5,78%	7,25%	5,91%
Sistema de Alumbrado Público	5,93%	6,20%	5,30%	5,76%

Fuente: Aresep.

De conformidad con los datos aportados por el cuadro anterior, el ICE consideró en los cálculos tarifarios un nivel de rédito para el desarrollo menor al “teórico” obtenido por medio del modelo CAPM / WACC.

Así las cosas, la Intendencia de Energía considera que el monto a reconocer por concepto del rédito para el desarrollo debe ser consecuente con lo solicitado por la empresa regulada, de tal manera que le genere la misma cantidad de ingresos al ICE que éste solicitó.

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital del ICE generación (modelo WACC) es de 5,77% y el costo del capital propio es de 5,83%, (ver anexo # 3).

e. Cálculo de la base tarifaria

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente publicada en el diario oficial La Gaceta el lunes 10 de Agosto de 2015, mediante la resolución RJD-141-2015, la base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio (AFNORP) y el capital de trabajo.

El activo fijo neto en operación promedio, se obtiene como una media aritmética simple del activo fijo neto en operación revaluado al mes de Diciembre del periodo establecido como el año base y el activo fijo neto en operación revaluado estimado al mes de Diciembre del periodo proyectado, así sucesivamente para los años donde se esté solicitando tarifa.

Los Estados Financieros Auditados remitidos para el presente estudio por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) con corte a Diciembre de 2015 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) en conjunto con la información adicional sirven de insumo inicial para el cálculo de la Base Tarifaria.

Los saldos presentados en los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre 2015 correspondientes a los servicios regulados para el sistema de generación son:

Cuadro No. 13
Sistema de generación, ICE
Saldo de cuentas al 31 de Diciembre del 2015, Estados Financieros Auditados
(millones de colones)

Cuenta	Activo al Costo	Depreciación acumulada al costo	Revaluación	Depreciación acumulada revaluación
Activos en Operación	1.046.409,00	214.511,00	1.737.930,00	1.048.778, 00
Otros Activos en Operación	189.354,00	115.388,00	16.243,00	8.343,00

Fuente: Elaboración propia con datos de los Estados Financieros Auditados.

Cabe destacar que existen diferencias en los saldos de los activos según el auxiliar de activos y los montos incluidos en los archivos electrónicos “Activos Fijos en Operación-Generación 2015-2018.xls” y “Otros Activos en Operación-Generación 2015-2018.xls”, para efectos del cálculo de la base tarifaria se consideró los datos de éste último con corte al 31 de diciembre del 2015, debido a que los montos coinciden con los saldos de los estados financieros auditados a esa fecha.

En relación a los criterios técnicos utilizados en el presente estudio, se indica que se utilizó los saldos reportados en los Estados Financieros Auditados con corte a Diciembre de 2015, los indicadores económicos citados en la sección de parámetros económicos de este informe, las tasas de depreciación y los porcentajes del componente local y externo que se muestran a continuación:

Cuadro No. 14
ICE- Componente local y externo
(Expresados en términos porcentuales)

Distribución Componente local y externo		
Detalle	Local	Externo
Generación Hidráulica	40,20%	59,80%
Generación Térmica	44,00%	56,00%
Generación Solar	77,70%	22,30%
Generación Geotérmica	60,10%	39,90%
Generación Eólica	36,30%	63,70%
Obras de Transmisión	67,50%	32,50%
Líneas de transmisión	81,20%	18,80%
Subestaciones	51,40%	48,60%
Obras de distribución	55,70%	44,30%
Obras de Alumbrado Público	36,40%	63,60%
Otros activos en operación	82,50%	17,50%

Fuente: ICE.

Del detalle anterior, suministrado por la empresa en el presente estudio, en lo que respecta a la cuenta “Otros activos en operación” cuyos porcentajes de asignación para los

componentes local y externo corresponden al 82,50% y 17,50% respectivamente, se indica, que una vez revisada su metodología de asignación, se identificaron activos que por su naturaleza se deben clasificar con el componente local, tal es el caso de los “Edificios y Terrenos”, que para el cálculo de su revaluación la Intendencia de Energía le asignó el 100% por concepto de componente local.

Cuadro No. 15
Sistema de generación, ICE
Tasa de Depreciación
(Expresados en términos porcentuales)
Porcentajes de depreciación.

Cuenta	Porcentaje de depreciación	Valor Residual	Vida Útil
<i>Plantas Hidráulicas</i>	2,25%	10,00%	40
<i>Plantas Térmicas</i>	3,17%	5,00%	30
<i>Plantas Geotérmicas</i>	2,25%	10,00%	40
<i>Plantas Eólicas</i>	5,00%	0,00%	20
<i>Plantas Generación Solar</i>	3,17%	5,00%	30
<i>Subestaciones</i>	3,17%	5,00%	30
<i>Líneas de distribución</i>	3,00%	10,00%	30
<i>Líneas de transmisión</i>	3,17%	5,00%	30
<i>Alumbrado Público</i>	4,80%	4,00%	20

Fuente: ICE.

Las tasas que refiere el cuadro anterior se utilizaron para el cálculo de la base tarifaria, son aprobadas por el SNE y están vigentes a la fecha.

Esta Intendencia realizó ajustes en la base tarifaria para el periodo 2015, según detalle a continuación:

1. No se estimó la depreciación ni revaluación de los siguientes activos:

- i. Activos que se encontraban totalmente depreciados o que se clasificaron como “Activos u otros activos fijos en operación no sujetos a revaluación ni a depreciación”, (cuyos saldos refirió el petente en los archivos “Activos Fijos en Operación-Generación 2015-2018.xls” y “Otros Activos en Operación-Generación 2015-2018.xls”).

Es importante mencionar la irregularidad que prevalece en este tipo de activos, ya que en algunos casos el saldo de los activos no depreciables supera el valor validado con los estados financieros auditados.

- ii. “Otros activos inmovilizados en construcción” (cuyos saldos refirió el petente en el archivo “Otros Activos en Operación-Generación 2015-2018.xls”).

- iii. Los activos clasificados en la categoría “Maquinaria, Equipo y Vehículos depreciables por uso” de la cuenta 140 “Otros activos en operación”, debido a que el cálculo de su depreciación no está conforme a lo establecido en la metodología RJD-141-2015, que refiere al método de depreciación lineal.

El ICE no aportó información suficiente para justificar la modificación del método para depreciar sus activos, ni refirió al sustento técnico utilizado para establecer un método de depreciación distinto al aprobado en la metodología vigente, pese a que esto se requirió mediante el oficio No. 1396-IE-2016, del 04 de octubre del 2016. En respuesta al oficio citado, la entidad refirió al ajuste realizado en el cierre del año 2015; con fundamento en los datos suministrados, esta Intendencia procedió a ajustar los saldos de los activos y sus depreciaciones (excluyendo el efecto del cambio en la forma de depreciar cada componente).

Cuadro No. 16
Sistema de generación, ICE
Ajuste del método de depreciación en función del uso
Periodo 2015
(millones de colones)

Sistema	Monto
Generación	755,01
Transmisión	117,90
Distribución	185,67
Gerencia de Electricidad*	6.392,83
Alta dirección telecomunicaciones	51,49
Sector telecomunicaciones	87,21
Total de Ajustes	7.590,11

Fuente: ICE. * Para la asignación de la Gerencia Electricidad entre los sistemas se consideró los porcentajes que refieren los estados financieros auditados.

En la cuenta 110 “Activos en operación” se excluyó los activos que se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 17
Sistema de generación, ICE
Activos excluidos de la Base Tarifaria para el Sistema de Generación
(millones de colones)

DESCRIPCION CATEGORIA	DESCRIPCION CLASE	Monto total adquisición	Monto Revaluación	Depreciación Costo	Depreciación Revaluada	OBS.
VENTANAS GARITA	INDEMNIZACION CNFL - Principal	455,06	5.791,9	294,99	3.624,27	a
VENTANAS GARITA	INDEMNIZACION CNFL - intereses	88,79	1.126,86	57,72	704,27	a
PH REVENTAZON	CONCENTRADOR DE DATOS	42,90	0,00	0,94	0,00	b

Fuente: Elaboración propia con datos suministrados en el auxiliar de activos del Sistema de Generación.

a) El activo “Indemnización CNFL Principal e Intereses” (según auxiliar del ICE), debido a que no es claro el criterio utilizado para su registro como un activo útil y utilizable en la institución. Lo anterior, pese a que se refirió a este rubro en el estudio tarifario ET-096-2015, donde se procedió con la exclusión, por carecer de fundamento técnico para su inclusión en la base tarifaria.

b) El Proyecto Hidroeléctrico Reventazón dado que la información remitida a esta Intendencia fue insuficiente, específicamente lo relacionado con el detalle de activos que componen este proyecto.

2. En la cuenta 110 “Activos en operación” se retiró de la base tarifaria los activos de la Planta Térmica Moín – Pistón, debido al proceso de cierre ejecutado en el año 2016.

Con base en los criterios expuestos anteriormente, el saldo del activo fijo neto en operación presenta diferencias con respecto a los suministrados por el ICE (según el documento electrónico “ESTADOS A TARIFAS PROPUESTAS GENERACIÓN 2017.xls”), tal como se muestra a continuación:

Cuadro No. 18
Sistema de generación, ICE
Comparativo del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado y Promedio
(millones de colones)

	ICE	ARESEP	Diferencia (Abs)	Diferencia (%)
AFNOR	2.228.691,47	1.542.361,26	(686.330,21)	-31%
AFNOR-P	2.235.612,44	1.556.497,86	(679.114,58)	-30%

Fuente: Elaboración propia.

El activo fijo neto de operación revaluado promedio (AFNOR-P) a considerar en la base tarifaria corresponde al monto de ϕ 1 556 497,86 millones.

Proyecto Hidroeléctrico Reventazón:

A continuación se expone el criterio técnico utilizado para no incorporar la actualización del monto del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón en la base tarifaria del 2016, dado que el ICE no aportó la información, aun cuando esta fue solicitada mediante los oficios 1396-IE-2016 del 4 de octubre del 2016 por parte de la Intendencia de Energía, tal y como se detalla:

“(…)

II. Inversiones:

1. Presentar un detalle de cada una de las obras sociales y ambientales, de forma separada y sus costos, asociadas a los proyectos P.H. Reventazón y P.H. Toro III. Favor presentar la información en una tabla en formato Excel editable de la siguiente manera:

Nombre de la obra ^a	Tipo (Social o ambiental) ^a	Cuenta (objeto de gasto) ^a	Monto (millones de colones) ^a
EJEMPLO 1 ^a	Social ^a	0155-113-0023-905-496-30-01-002 ^a	184,5 ^a
^a	^a	^a	^a

2. Remitir el costo proyectado del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón (según cuadro a continuación), segregado para cada una de las obras civiles. Justificar técnicamente las desviaciones de cada obra respecto a lo planificado.

Datos en millones de colones

FECHA	Real Marzo 2010	Real Julio 2012	Real Marzo 2016	Proyección Final
COSTO TOTAL	9,211	169,172	671,062	840,494

3. Remitir la "liquidación de obras" que refiere la nota No. 6 de los estados financieros auditados con su respectivo detalle del reconocimiento en las inversiones.
4. Presentar un detalle de los activos que conforman el Proyecto H. Reventazón con corte a diciembre 2016 y 2017."

De acuerdo con lo anterior, es preciso recalcar el compromiso que la Intendencia de Energía tiene ante la sociedad costarricense, la cual se enmarca en cumplir el articulado de la Ley 7593, y en donde las fijaciones tarifarias deben de responder a un proceso transparente y con reglas homogéneas en el tratamiento de la información atinente al servicio público regulado.

En este sentido, la ausencia de la información correspondiente al auxiliar de activos del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón, a pesar de la prevención realizada, limita la posibilidad del regulador de dar certeza de lo que está incorporando en tarifas.

Lo actuado por este Ente Regulador, está justificado de conformidad con el artículo 14 de la Ley de la Autoridad Reguladora, Ley No. 7593, que establece que son obligaciones de los prestadores:

"(...)

Suministrar oportunamente a la Autoridad Reguladora la información que les solicite, relativa a la prestación del servicio."

En este contexto, considerando que la empresa no aportó toda la información concerniente al proyecto según lo requerido para aplicar la metodología, el impacto tarifario que éste significa para los usuarios del sistema de generación de energía eléctrica, y la incertidumbre que provoca el hecho de que el ICE no haya precisado la definición del esquema de financiamiento a utilizar para recuperar dicha inversión; esta Intendencia considera que mientras no exista claridad en los activos, montos, tipo de financiamiento, fuera o dentro de balance, costos ambientales y sociales, no será incorporado en las tarifas de dicho sistema.

Finalmente, reiterar que el ICE no incorporó en la información suministrada, el rubro de adiciones de activos correspondiente al Proyecto Hidroeléctrico Reventazón para el periodo 2017.

a. Análisis financiero

i. Criterios generales de proyección aplicados

A continuación se detallan los criterios tarifarios utilizados en el presente apartado de análisis financiero, los cuales son congruentes con la metodología tarifaria vigente para el sistema de generación de energía eléctrica, según la resolución RJD-141-2015 del 27 de julio del 2015, la cual fue publicada en el Alcance Digital No. 63 del 10 de agosto del 2015 y que determinan el tratamiento de cada una de las cuentas de costos y gastos asociados a la prestación del servicio que presta el ICE, tal y como se detalla:

- *Liquidación tarifaria: Todas las proyecciones de costos y gastos incorporados en el presente estudio tarifario, están sustentados en la metodología tarifaria vigente.*

En el mismo marco metodológico se estableció lo siguiente en materia de liquidación tarifaria y el tratamiento que se le deba de dar a todas aquellas erogaciones de costos y gastos, en las cuales el resultado final fue diferente a lo fijado para el servicio regulado por el Órgano Regulador, tal y como se detalla enseguida:

“(...) Liquidación del período anterior

Una vez aplicado por primera vez el modelo descrito en la presente metodología, en las sucesivas fijaciones ordinarias para el servicio de generación de energía eléctrica, deberán revisarse y actualizarse todas las estimaciones realizadas para el cálculo del ajuste tarifario vigente. De manera que se identifiquen las diferencias entre los valores estimados para todas las variables que se consideran en el cálculo del ajuste tarifario y los valores reales identificados durante el período en que el ajuste tarifario estuvo vigente.

De esta forma, Aresep tomará en cuenta las desviaciones que se originan en el cálculo del ajuste tarifario vigente mediante estimaciones, respecto al cálculo del ajuste tarifario vigente considerando los valores observados –reales- y actualizados; la diferencia se agrega, afectando los ingresos al incluirse como una partida denominada liquidación del período anterior.

Se realizarán ajustes en los ingresos y gastos asignados por tarifa y reales, para los costos totales (COMA) y los Ingresos totales (IT). Los gastos y costos reales que serán analizados son los coincidentes con los que se incluyeron en las tarifas del estudio tarifario anterior. Lo anterior con el fin de que vía tarifa se le devuelva al usuario los ingresos obtenidos, por la empresa generadora, por encima de sus costos. De manera contraria, si los ingresos fuesen inferiores a los gastos, la empresa generadora podrá solicitar un estudio ordinario con las justificaciones pertinentes.

El diferencial entre los ingresos del período y los gastos del período van a resultar en el monto que debe adicionarse a los ingresos para el período siguiente.

$$LI_z = ITA_z - GTA_z \text{ (Fórmula 9)}$$

Asimismo, para estos efectos, los datos reales auditados o disponibles presentados por el operador deben estar justificados y ser razonables. Estos datos serán revisados, analizados y depurados por parte de la Autoridad Reguladora con el propósito de determinar su reconocimiento, y en ningún caso podrá considerar elementos que se limitan en esta metodología. Se deberá cumplir con los objetivos de la Ley 7593.

El ajuste para gastos, contrasta los gastos estimados incluidos en el cálculo de la tarifa vigente con los gastos reales obtenidos por la empresa generadora, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$GTA_z = GR_{coma,z} - GE_{coma,z} \text{ (Fórmula 9.1)}$$

El ajuste por ingresos es la diferencia en los ingresos estimados incluidos en el cálculo de la tarifa vigente con los ingresos reales obtenidos por la empresa generadora, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$ITA_z = ITR_z - ITE_z \text{ (Fórmula 9.2)"}'$$

- Los parámetros económicos utilizados para realizar la proyección de las diferentes cuentas de costos y gastos propios del sistema de generación se fundamentan en el Programa Macroeconómico elaborado por el Banco Central de Costa Rica, para el periodo 2016-2017, tal y como se detalla en el apartado 2 del presente informe.
- La proyección de cada uno de los costos y gastos para el año 2017, se realizó tomando en consideración los siguientes criterios:
 - ✓ Se definió la relevancia de las partidas mediante el análisis horizontal y vertical.
 - ✓ Para el análisis de las partidas objeto de gasto y se discriminó las variaciones que superaron el indicador económico que corresponde a la cuenta (ejemplo: inflación, decretos salariales, etc.).
 - ✓ Se procedió a definir las cuentas que tiene un carácter recurrente versus las que no lo son y que tienen un impacto en el 2017.
 - ✓ Se analizó las justificaciones que presentó el ICE para cada una de las partidas relevantes dentro de su estructura de gastos, así como la verificación de la documentación de respaldo para validar el costo o gasto a incorporar en el periodo 2017.
 - ✓ En el caso de partidas cuya proyección o ejecución refleja un incremento menor al indicador económico, se consideró el dato que indica la empresa (en el tanto no exista evidencia de que la cuenta amerite otro valor, resultado del análisis realizado).
 - ✓ No se incorporó en las proyecciones de costos y gastos aquellas partidas en las cuales la petente no presentará la respectiva justificación.
 - ✓ Se excluyó de la proyección las erogaciones de naturaleza no recurrentes en relación con el periodo base.
 - ✓ Para la proyección de los gastos generales se utilizó el porcentaje de 2,06% para el periodo 2017.

- ✓ *Se incluyó aquellos gastos que fueron debidamente justificados y detallados, cuya variación no depende de la inflación, ejemplo el OG 311, cuya proyección se dio en función de las personas próximas a jubilar o retirar.*
- *Para las partidas de “remuneraciones” se tomó en consideración los siguientes criterios:*
 - ✓ *Se proyectó los salarios del ejercicio 2017, a partir de las erogaciones incluidas en el estudio tarifario del periodo 2016 y se le aplicó la inflación esperada para el año 2017, la cual corresponde a un 2,06% en ese periodo.*
 - ✓ *Para los objeto de gasto No. 18 “Décimo tercer mes”, 19 “Salario escolar”, 27 “Contribución patronal al seguro de salud de la CCSS”, 28 “Contribución patronal al IMAS”, 29 “Contribución patronal al INA”, 30 “Contribución patronal al fondo de desarrollo social y asignaciones familiares”, 31 “Contribución patronal al BPDC”, 34 “Contribución patronal al seguro de pensiones CCSS”, 35 “Aporte patronal al ROPC”, 36 “Aporte patronal al FCL” y 37 “Contrib. patronal a otros fondos administrados por entes públicos”, se contempló la aplicación de los siguientes porcentajes 8,33%, 8,19%, 9,25%, 0,50%, 1,50%, 5,00%, 0,50%, 5,08%, 1,50%, 3,00% y 10,50%, respectivamente.*
 - ✓ *Se incluyó el objeto de gasto N° 37 “Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos” con fundamento en el voto número 2016007998, de la Sala Constitucional, de fecha 10 de junio de 2015 a las 11:50 a.m., que cita lo siguiente:*

[...] Se declara con lugar el recurso. Se anula el contenido de la resolución de fijación ordinaria del margen de operación de Recope S.A., N° RIE-091-2015 de las 10:41 horas del 21 de agosto de 2015, de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, en lo que se refiere a la exclusión del cálculo tarifario los gastos asociados a los beneficios de la Convención Colectiva (...) Los Magistrados Jinesta Lobo y Hernández López ponen notas separadas. Los Magistrados Castillo Víquez y Hernández Gutiérrez salvan el voto y declaran sin lugar el recurso por razones diferentes. El Magistrado Rueda Leal salva el voto y declara sin lugar el recurso, porque el objeto de este asunto es ajeno a la naturaleza sumaria del amparo, lo que no obsta que los amparados acudan a la vía jurisdiccional ordinaria. [...]
- *Para el caso específico de las cuentas denominadas “contables”, dado que existen limitaciones en la información aportada por la petente para dar trazabilidad a los montos registrados en cada sistema y cuenta, y al no demostrar el gasto incurrido en el sector electricidad (con sus justificaciones y respaldos), se consideró para la proyección de la cuenta para el año 2017, las cifras que se reconocieron vía tarifas en el periodo 2016 (según consta en el expediente ET-096-2015).*
- *El servicio de regulación (canon Aresep), se asignó a los servicios regulados de generación, transmisión, distribución y alumbrado público, con base en los siguientes porcentajes 27%, 18%, 46% y 9%, respectivamente; los cuales se obtuvieron del oficio N° 280-DAF-2000, emitido por el Ente Regulador el 7 de abril del año 2000. Los montos asignados en el año 2017, ascienden a las sumas de ₡369,94, ₡246,63,*

ϕ628,47 y ϕ123,31 millones, en el mismo orden citado, conforme al canon de regulación publicado en la gaceta N° 205 del 26 de octubre del 2016.

ii. Análisis de las principales cuentas del estado de resultados:

- **Ingresos por venta de energía**

Se tomaron los datos recomendados en el estudio de mercado del presente informe.

- **Compras de energía a generadores privados**

Para la compra de energía a generadores privados se utilizó lo indicado en el apartado de mercado incorporado en el presente estudio tarifario.

- **Gastos de operación y mantenimiento:**

- ✓ Se excluyó de la proyección los costos asociados al Proyecto Hidroeléctrico Reventazón, debido a que el ICE no aportó la información correspondiente con el auxiliar de activos y su detalle, aun cuando la misma fue solicitada vía oficio por parte de la Intendencia de Energía.
- ✓ Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general.
- ✓ En el año 2017 se incluyó en las tarifas el monto de ϕ56 481,4 millones por concepto de gastos de operación y mantenimiento, de los cuales ϕ16 688,8 millones corresponden a gastos no recurrentes.

- **Gastos comercialización**

- ✓ Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo indicado en el criterio general.
- ✓ Para la estimación tarifaria del 2017, se incluyó en las tarifas el monto de ϕ323,3 millones por concepto de gastos de comercialización.

- **Estudios Preliminares**

- ✓ Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general.
- ✓ Para la estimación tarifaria del 2017, se incluyó en las tarifas el monto de ϕ5 980,4 millones por concepto de gastos de estudios preliminares.

- **Gastos de lubricantes y combustibles**

- ✓ *El gasto de lubricantes y combustibles incluidos en el cálculo de la tarifa del sistema de generación de energía eléctrica corresponde al monto indicado por el ICE, el cual asciende a ¢15 millones para el año 2017.*

- **Gastos complementarios de operación**

- ✓ *Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general.*
- ✓ *Para la estimación tarifaria del 2017, se incluyó en las tarifas el monto de ¢616,6 millones por concepto de gastos complementarios de operación.*

- **Servicio de regulación**

- ✓ *El canon asignado al sistema de generación de energía eléctrica corresponde a la suma de ¢369,9 millones, estimado al aplicar un 27%, sobre el canon del periodo 2016, publicado en La Gaceta N° 205 del 26 de octubre del 2016. Este porcentaje fue fijado según lo aprobado en su oportunidad por la ARESEP (el oficio N° 280-DAF-2000, emitido por el Ente Regulador el 07 de abril del año 2000)*

- **Gastos administrativos**

- ✓ *Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indicó en criterios generales.*
- ✓ *Se incluyó el gasto no recurrente para el año 2017 del proyecto PIFE, por un monto de ¢343,7 millones.*
- ✓ *En el año 2017 se incluyó en las tarifas el monto de ¢10 968,2 millones por concepto de gastos administrativos.*

- **Seguros**

- ✓ *El ICE presentó un incremento en el valor asegurable de la adquisición de un transformador en ST Tejar por la suma de \$ 900 millones. No se incluyó lo concerniente al Proyecto Hidroeléctrico Reventazón, debido a que en la información aportada por la petente, no se presentó el detalle de los activos que conforman éste proyecto. Por lo que el monto por concepto de “seguros” asignado al sistema de generación de energía eléctrica asciende a ¢7 884,7 millones.*

- **Depreciación de activos y otros activos en operación**

- ✓ El monto incluido en las tarifas del sistema de generación por concepto de “depreciación de activos y otros activos en operación” corresponde a ¢70 964,3 millones, según se detalla en la sección de base tarifaria.

- **Absorción de partidas amortizables e intangibles**

- ✓ Para la estimación de esta cuenta se utilizó la metodología empleada por el ICE, esta involucra la comprobación de los cálculos.
- ✓ En el análisis se excluyó dentro de la gerencia de electricidad lo correspondiente al negocio de Ingeniería y Construcción ya que pertenecen a una actividad no regulada. No se consideró el negocio de Ingeniería y Construcción en la asignación de las cifras financieras de la Gerencia de Electricidad.

Los porcentajes de distribución enviados por el ICE para la gerencia de electricidad son los siguientes:

Sistemas	% Asignación
Generación	43,42%
Transmisión	15,20%
Operación Integrada S.E.N.	2,53%
Distribución	38,85%
	100,00%

- ✓ En relación al activo intangible #350181732 con la descripción “software para funcionamiento equipos CP Toro III” solo se reconoce el 50% de su valor, considerando que las cuotas mensuales del arrendamiento se asumen un 50% por parte del ICE y 50% JASEC, según contrato de arrendamiento Fideicomiso BCR - Toro III.
- ✓ El análisis demostró la existencia de dos o más adquisiciones de una licencia y/o software en el mismo periodo de tiempo con las mismas características en los negocios Gerencia de Electricidad y Alta Dirección – Corporación ICE, para efectos de cálculo, se consideró una licencia por periodo, ya que el ICE no refirió a la cantidad de usuarios por licencia de manera tal que permita la validación de la adquisición.
- ✓ Los montos a incluir en la tarifa del periodo 2017 por concepto de absorción de partidas amortizables e intangibles asciende al monto de ¢559,8 millones para el sistema de generación eléctrica.

- **Alquileres operativos de instalaciones**

- ✓ Se incluyó los arrendamientos citados por el petente, considerando el tipo de cambio que se indicó en los criterios generales de proyección. Para efectos de validar la pertinencia de cada arrendamiento bajo la figura de operativo, la entidad justificará su registro en la etapa de liquidación tarifaria.

✓ *En este sentido, para el año 2017, se incluyó en las tarifas del sistema de generación el monto de $\text{¢}62\,626,5$ millones por concepto de alquileres operativos de instalaciones.*

• **Importación de energía**

✓ *El monto incluido en las tarifas del sistema de generación por concepto de “importación de energía” corresponde a $\text{¢}2\,070,5$ millones, según el detalle del apartado de mercado.*

• **Estudios de pre inversión**

✓ *La cuenta “Estudio de pre-inversión es parte de las partidas de “contables”, por lo cual su proyección se realizó de conformidad con lo que se indicó en los criterios generales.*

✓ *Los gastos de pre inversión incluidos en el presente análisis tarifario corresponden a $\text{¢}3\,713,5$ millones para el año 2017.*

• **Canon de aguas**

✓ *El monto incluido en las tarifas del sistema de generación por concepto de “canon de aguas” corresponde a $\text{¢}2\,075,7$ millones, según se indica en la nota N° DA-1238-2016, del 14 de setiembre del 2016, emitida por el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE).*

• **Gestión Productiva**

✓ *La cuenta “Gestión productiva” es parte de las partidas de “contables”, por lo cual su proyección se realizó de conformidad con lo que se indicó en criterios generales.*

✓ *En el año 2017 se incluyó en las tarifas el monto de $\text{¢}8\,535,4$ por concepto de gastos de gestión productiva.*

iii. Capital de trabajo:

El capital de trabajo es el producto de los costos diarios de la empresa y el período medio de cobro de cada sistema objeto de estudio.

El período medio de cobro se obtiene de las cuentas por cobrar por servicios prestados (no incluye cuentas no comerciales), según saldo promedio mostrado en los Estados Financieros Auditados de los años 2013, 2014 y 2015. El total de estas cuentas por cobrar se divide entre las ventas de energía local, según los Estados Financieros Auditados (no incluye servicios institucionales) y se multiplica por 360 días, para la obtención de un período medio de cobro de 38,72 días, el detalle de estos cálculos se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro No. 19
Sistema de Generación, ICE
Calculo del Período Medio de Cobro
(Millones de colones y días)

Periodo	Ventas	Cuentas por cobrar	Rotación de Cuentas por cobrar	Periodo promedio de cobro
2013	₡224.139,5	₡21.483,0	0,1	34,5
2014	₡214.732,3	₡25.485,9	0,1	42,7
2015	₡252.481,1	₡27.386,0	0,1	39,0
PROMEDIO	₡230.451,0	₡24.785,0	0,1	38,7

Fuente. Aresep

En el cálculo del capital de trabajo, al gasto de operación se le excluye las depreciaciones, tanto de activos en operación como de otros activos en operación y los gastos por partidas amortizables, ya que éstas no representan erogaciones reales de efectivo. Los gastos así obtenidos, se dividen entre 360, para obtener los costos diarios y se multiplican por el periodo medio de cobro detallado en el cuadro anterior para obtener un capital de trabajo por el monto de ₡31 201,9 millones para el año 2017.

iv. Análisis de Resultados

A continuación se muestra un cuadro que comparativo de los montos ejecutados por el ICE y los otorgados vía tarifa por la Intendencia de Energía para el periodo 2016, y en la que sobresale el incremento del 12% en los costos y gastos por parte del ICE, respecto a lo fijado en tarifas para el sistema de generación.

Cuadro No 20
Sistema de Generación, ICE
Resumen de Costos y Gastos de Operación 2016
(en millones de colones)

COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	ICE	Aresep	Δ Abs.	Δ %	Peso Δ
Operación, Mantenimiento de Generación	63.598,72	50.639,94	(12.958,78)	-20%	30%
Estudios preliminares	7.623,45	5.820,21	(1.803,23)	-24%	4%
Gastos lubricantes y combustibles	166,00	1.104,42	938,42	565%	-2%
Complementarios de operación	1.681,87	591,14	(1.090,73)	-65%	3%
Comercialización de Generación	378,92	299,11	(79,80)	-21%	0%
Compra de energía Generadores Privados	111.300,19	104.466,00	(6.834,19)	-6%	16%
Servicios de regulación	440,56	440,54	(0,02)	0%	0%
Administrativos	12.686,06	9.028,61	(3.657,46)	-29%	9%
Seguros	7.404,89	10.042,54	2.637,64	36%	-6%
Depreciación activos en operación	71.254,12	69.472,02	(1.782,09)	-3%	4%
Absorción de partidas amortizables e intangibles	516,71	493,99	(22,72)	-4%	0%
Depreciación otros activos en operación	2.141,16	-	(2.141,16)	-100%	5%
Alquileres Operativos de Instalaciones	59.976,35	59.660,05	(316,30)	-1%	1%
Importación de Energía	12.316,67	2.488,00	(9.828,67)	-80%	23%
Estudios de preinversión	5.012,12	3.677,10	(1.335,01)	-27%	3%
Cánon de aguas	1.697,40	1.697,40	0,00	0%	0%
Gestión productiva	12.403,83	7.823,78	(4.580,05)	-37%	11%
TOTAL COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	370.599,02	327.744,87	(42.854,15)	-12%	100%

Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía

Los siguientes son los resultados obtenidos para el sistema de generación de energía eléctrica que presta el ICE una vez incorporadas las modificaciones explicadas en los puntos anteriores. De acuerdo con lo anterior, se registra una disminución del 12% en el total de gastos, respecto a los costos solicitados por el ICE en el periodo 2017, tal como se muestra en el cuadro a continuación:

Cuadro No. 21
Sistema de Generación, ICE
Resumen de costos y gastos de operación, 2017
(millones de colones)

COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	ICE	Aresep	Δ Abs.	Δ %	Peso Δ
Operación, Mantenimiento de Generación	71.759,64	54.771,61	(16.988,04)	-24%	36%
Estudios preliminares	7.861,10	5.980,38	(1.880,72)	-24%	4%
Gastos lubricantes y combustibles	15,02	15,02	-	0%	0%
Complementarios de operación	1.729,42	616,60	(1.112,82)	-64%	2%
Comercialización de Generación	390,73	323,26	(67,46)	-17%	0%
Compra de energía Generadores Privados	134.107,66	130.164,52	(3.943,14)	-3%	8%
Servicios de regulación	453,78	369,94	(83,83)	-18%	0%
Administrativos	13.137,40	10.968,20	(2.169,20)	-17%	5%
Seguros	9.415,72	7.884,71	(1.531,02)	-16%	3%
Depreciación activos en operación	80.080,29	65.595,17	(14.485,12)	-18%	31%
Absorción de partidas amortizables e intangibles	578,66	559,79	(18,87)	-3%	0%
Depreciación otros activos en operación	2.344,62	1.126,13	(1.218,48)	0%	3%
Alquileres Operativos de Instalaciones	61.024,25	62.626,49	1.602,24	3%	-3%
Importación de Energía	2.070,42	2.070,54	0,13	0%	0%
Estudios de preinversión	5.160,99	3.713,46	(1.447,53)	-28%	3%
Cánon de aguas	1.880,17	2.075,65	195,48	10%	0%
Gestión productiva	12.504,64	8.535,39	(3.969,25)	-32%	8%
TOTAL COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	404.514,51	357.396,87	(47.117,64)	-12%	100%

Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía

v. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta

Del análisis realizado en los apartados anteriores y con base en el rédito obtenido mediante el modelo CAPM / WACC, se concluye que el servicio de generación de energía eléctrica que presta el ICE sin combustibles necesita una disminución promedio del 2,58% en sus tarifas a partir del 1 de enero del 2017.

3. Estructura tarifaria

De acuerdo con lo anterior, la estructura de costos sin combustible de ICE a partir del año 2017, según el análisis realizado por la Intendencia de Energía, debe ajustarse con una disminución del 3,28% a partir del primero de enero del 2017 y hasta el 31 de diciembre 2017.

Este ajuste se realiza sobre la tarifa vigente según RIE-125-2015 publicadas en Alcance digital N° 117, Gaceta N° 247 del 21 de diciembre de 2015 (columna 1).

El aumento se realiza igual para todas las tarifas del sistema de generación del ICE.

Los ajustes del presente estudio se realizan para la estructura de costos sin combustibles, ya que aún no se cuenta con los factores de ajuste por efecto de CVC vigentes para el año 2017 (columna 2).

Para el año 2018 debe separarse el monto por liquidaciones para recalculer las tarifas, ya que este concepto debe de reflejarse únicamente en las tarifas del próximo año 2017. Al eliminar este monto se genera un ajuste al alza del 0,73% para las tarifas a partir del 1 de enero del año 2018 con respecto a las tarifas propuestas para 2017(columna 3).

La siguiente tabla muestra el detalle de los precios sin combustibles por periodo, categoría tarifaria y bloque de consumo.

Cuadro No. 22
ICE: Estructura de costos del sistema de generación
2017 - 2018.

ICE Sistema de generación		Columna 1	Columna 2	Columna 3
		Estructura de costos sin CVC Vigente	Estructura de costos sin CVC Propuesto	Estructura de costos sin CVC Propuesto
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Desde el 1/ene/2017 (Según RIE-125-2015)	Desde el 1/ene/2017 al 31/12/2017	Desde el 1/ene/2018
► Tarifa T-CB para ventas a ICE y CNFL				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	Periodo Punta cada kWh	48.17	46.25	46.59
	Periodo Valle cada kWh	39.46	37.89	38.17
	Periodo Noche cada kWh	33.51	32.18	32.41
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
	Periodo Punta cada kW	2 555.08	2 453.39	2 471.27
	Periodo Valle cada kW	2 555.08	2 453.39	2 471.27
	Periodo Noche cada kW	0.00	0.00	0.00
► Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	Periodo Punta cada kWh	47.56	45.67	46.00
	Periodo Valle cada kWh	38.95	37.40	37.67
	Periodo Noche cada kWh	33.31	31.98	32.22
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
	Periodo Punta cada kW	2 555.08	2 453.39	2 471.27
	Periodo Valle cada kW	2 555.08	2 453.39	2 471.27
	Periodo Noche cada kW	0.00	0.00	0.00
► Tarifa T-UD Usuarios directos del servicio de generación				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	Periodo Punta cada kWh	0.056	0.054	0.054
	Periodo Valle cada kWh	0.046	0.044	0.044
	Periodo Noche cada kWh	0.040	0.038	0.039
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
	Periodo Punta cada kW	2.972	2.854	2.875
	Periodo Valle cada kW	2.972	2.854	2.875
	Periodo Noche cada kW	0.00	0.00	0.00

III. PRINCIPALES VARIABLES QUE EXPLICAN EL CAMBIO DE LOS INGRESOS

Las principales variaciones que explican el presente ajuste tarifario, respecto a lo solicitado por el ICE, se fundamentan en:

1. En el presente análisis tarifario no se incorporó aquellas erogaciones o desviaciones contables y financieras respecto a lo fijado por la Aresep para el periodo 2016, dado que estas deberán de ser analizadas y si es el caso reconocidas mediante el proceso

de liquidación tarifaria, de conformidad con lo señalado en la resolución RJD-141-2015, publicada en el Alcance Digital No. 63 del 10 de agosto del 2015 y la disposición de los Estados Financieros Auditados del año tarifado.

2. Para el año 2016, el ICE ejecutó un 12% adicional a los costos y gastos incluidos en la fijación tarifaria ordinaria para ese periodo, siendo las cuentas que más sobresalen las de “operación, mantenimiento de generación”, “importación de energía” y “compra de generadores privados”.
3. Para el periodo 2017 se consideró en la estructura de costos tarifaria una reducción del 12% con relación a los costos propuestos por el ICE, la principal disminución obedece al ajuste de las cuentas de gastos de “Operación, Mantenimiento de Generación”, “Depreciación”, “Compra a Generadores Privados” y “Gestión Productiva”.
4. En cuanto a la adición de activos para los años 2016 y 2017, la Intendencia estimó ϕ 180 776,88 y ϕ 7 926,96 millones menos que lo solicitado por el ICE, equivalente a un -92,22% y -57,85%. La reducción en el año 2016 se explica por la exclusión del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón, en tanto para el año 2017, se obtuvo al aplicar el porcentaje de ejecución y otros ajustes a cada una de las obras, principalmente las obras de “edificios”, “equipos y programas de cómputo” y los proyectos con fuentes térmicas.
5. La base tarifaria que ha reconocido la IE para el 2017 es inferior en ϕ 682 491,13 millones a la base calculada por el ICE (-30%), dado los ajustes explicados en los apartados de base tarifaria e inversiones.
6. Todo lo anterior implica que mientras el ICE solicitó ingresos adicionales de ϕ 46 096,0 millones para el 2017, la IE recomienda aprobar una reducción de ϕ 11 883,2 millones para el mismo periodo [...]

[...]

V. CONCLUSIONES

1. El ICE solicitó fijar un incremento promedio en las tarifas del sistema de generación de energía eléctrica del 9,75% (nueve coma setenta y cinco por ciento), a partir del 1 de enero del 2017.
2. El presente análisis tarifario no incorporó las desviaciones acaecidas entre el Estado de Resultados Tarifario (RIE-125-2015, publicada en el Alcance Digital N° 117, de la Gaceta N° 247, del 21 de diciembre del 2015) y los costos y gastos presentados por el ICE, dado que la metodología tarifaria vigente según la resolución RJD-141-2015 publicada en el Alcance Digital No. 63 del 10 de agosto del 2015, definió que dichas diferencias deberán de ser analizados mediante el procedimiento denominado “liquidación tarifaria”.

En el mismo marco metodológico se estableció lo siguiente en materia de liquidación tarifaria y el tratamiento que se le deba de dar a todas aquellas erogaciones de costos y gastos, en las cuales el resultado final fue diferente a lo fijado para el servicio regulado por el Órgano Regulador.

3. *Los ingresos propuestos para el sistema de generación de energía eléctrica que presta el ICE serán de ¢449 041 millones en el año 2017. Dando como resultado una tarifa promedio para dicho sistema de ¢48,5 kWh.*
4. *De acuerdo con el análisis que precede, se recomienda una disminución del 3,28% en las tarifas del sistema de generación de energía eléctrica sin combustibles a partir del 1 de enero del 2017 [...]*

II. Que en cuanto a la consulta pública, del oficio 1712-IE-2016 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

1. La Defensoría de los Habitantes representada por Sra. Karina Zeledón Lépiz (visible a folios 200 al 205):

- a. *Para el sistema de generación de energía eléctrica, las estimaciones y proyecciones de costos y gastos que contienen estas solicitudes del ICE se realizaron con base en “premisas económicas para el periodo 2014-2017” sobre inflación interna, inflación externa y tipo de cambio, según las estimaciones vigentes en el Programa Macroeconómico 2016-2017 del Banco Central para el segundo semestre de 2016. Los ajustes en las tarifas superan sustancialmente el índice de inflación interna proyectada para el 2017, lo cual no se justifica debido a que no hay evidencia de que los insumos utilizados por la generación de energía eléctrica haya aumentado más que el índice de inflación y además, debe considerarse que es un servicio público que dentro de sus usuarios hay una población amplia de escasos recursos y de empresas participando en mercado competitivos.*
- b. *Para el servicio de transmisión, que Aresep revise la pertinencia, realismo y razonabilidad del programa de inversiones planteado por el ICE para el sistema de transmisión para los año 2017 el cual se sustenta, en parte, por los mayores ingresos que obtendría la institución con el incremento tarifario solicitado.*
- c. *Se considera oportuno que la Aresep revise el año base (2016) elegido para la proyección de costos y gastos a reconocer por la vía tarifaria, pues si los costos de ese año no corresponden a valores mínimos y de eficiencia.*
- d. *Para el servicio de distribución de energía eléctrica, se solicita a la Aresep definir, según la experiencia, la industria y la coyuntura económica actual, un valor apropiado del rédito para el desarrollo para el servicio de distribución de manera que si se considera apropiado para el 2016 un valor al 4,61% pretendido por la empresa, se ajuste el incremento tarifario solicitado acorde con dicha empresa.*
- e. *Para alumbrado público, se considera que el incremento solicitado es injustificable de acuerdo con la situación económica del país.*

2. La Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R.L. representada por Omar Miranda Murillo, (visible a folios 326 al 338).

- a. *Incumplimiento del inciso B artículo 4 de la Ley 7593: tal y como lo indica el inciso “Procurar el equilibrio financiero entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicio públicos”, es que el ICE solicita para el expediente*

ET-059-2016 un ajuste del 5,85% sin ninguna razón de ser, esto motivado en el documento que consta en el folio 079 EF_TAR_ACT_TRANS_17.xls se desprenden del libro redito.xls que el ICE con tarifas actuales tiene excedentes de operación por \$30 402,8 millones. No justifica la verdadera necesidad del requerimiento de ajustar sus tarifas actuales en 5,85%.

- b. *Transparencia de datos: en el estudio del sistema de generación, ET-058-2016 reflejan ingresos por exportación, por lo tanto quiere decir que en el ET-059-2016 se debe reflejar peaje por exportaciones, pero para este caso, anotan en cero los ingresos para el 2017 por peaje de exportación, teniendo en cuenta que si se estima exportar energía.*
- c. *Rechazar en todos los extremos la petición tarifaria solicitada según el expediente ET-059-2016.*

3. La Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R.L. representada por Miguel Gómez Corea, (visible a folios 123 al 129, 130 al 144).

- a. *Rechazar la solicitud de fijación tarifaria correspondiente al expediente ET-047-2016.*
- b. *Divulgar correctamente el aumento que finalmente se apruebe, en forma conjunta (importaciones y generación) más los otros sistemas. Lo anterior, por cuanto se considera muy importantes que la Aresep mantenga su transparencia en su accionar o sea que se base en reglas claras, cuya aplicación sea congruente.*
- c. *Que la Aresep que indique si existe una metodología tarifaria para generación que permita hacer solicitudes tarifarias como la que se tramita en este expediente y sin cumplir con sus propios requerimientos de información publicados en diversas resoluciones.*
- d. *Se indique en la resolución final si es cierto que la solicitud tarifaria mejorará la competitividad de las tarifas del servicio de electricidad para su sistema de generación.*
- e. *Que se apruebe una nueva metodología tarifaria de carácter extraordinario para que cuando se varíen las tarifas de generación y distribución se traslade de forma automática el aumento a las tarifas de distribución, evitando así el rezago financiero y el consiguiente costo y un trámite engorroso por una variación tarifaria aprobada por la Aresep.*
- f. *Que se explique si el subsidio cruzado entre exportaciones de energía y la tarifa T-MTb cumple con lo que indica el artículo 12 de la Ley 7593.*

4. Señor Otto Guevara Guth, cédula de identidad número 1-0544-0893, (visible a folios 212 al 220).

- a. *El exceso de costos no asociados a imprevistos, sino derivados de la deficiente planificación e ineficiente ejecución de los proyectos a cargo de los concesionarios de los servicios de generación, no pueden ser considerados en las tarifas y menos ser trasladados a los usuarios, ello al amparo del numeral 32 inciso e) de la Ley 7593.*
- b. *Los costos de las obras civiles y subterráneas de los proyectos de generación P.E. Valle Central, P.H. Balsa Inferior, P.H. Pirris, P.H. Toro III y P.H. Reventazón que excedan los parámetros de imprevistos debidamente comunicados por el ICE en su oficio 0060-473-2016, deben ser rechazados por tratarse de inversiones excesivas para la prestación del servicio público.*

5. La Cámara de Industrias de Costa Rica, representada por el señor Carlos Montenegro Godínez (visible a folios 353 al 400, 209 al 256 y 254 al 301):

- a. *En el servicio de generación:*
 - i. *Rechazar el aumento tarifario solicitado pues pretender un aumento en el sistema de un 41% en sólo tres años no guarda ninguna proporción ni con la inflación, ni con el crecimiento económico, ni con la demanda eléctrica, ni con la razonabilidad que debe existir en un control elemental de gasto que debe ejecutar cualquier organización.*
 - ii. *Que antes de dar aumento tarifario sobre generación del PH Reventazón, se aclaren las dudas sobre cómo impactará la tarifa a los consumidores la entrada en operación del P.H. Reventazón por que si le está sumando kilovatios hora al sistema más caros que el promedio aumentando las tarifas innecesariamente, eso no es de recibo para los usuarios.*
 - iii. *Que se aclaren las dudas sobre el tipo de arrendamiento del P.H. Reventazón, incluyendo el arrendamiento operativo a la CNFL que menciona el contrato de fideicomiso firmado con Scottia Bank.*
- b. *En el servicio de transmisión:*
 - i. *Rechazar el aumento tarifario solicitado pues pretender un aumento en ingresos del 43% en sólo tres años no guarda ninguna proporción ni con la inflación, ni con el crecimiento económico, ni con la demanda eléctrica, ni con la razonabilidad que debe existir en un control elemental de gasto que debe ejecutar cualquier organización.*
- c. *En el servicio de distribución:*
 - i. *Revisar las estimaciones de demanda y de gastos con lupa, pues suele ser una práctica de las operadoras subestimar ingresos y sobre estimar gastos. En este caso por el lado de los ingresos llama la atención que la demanda global crecerá un 3,85% pero lo del ICE distribución solo 2,66%. Así como por el lado de los gastos, mientras los escalonamientos en gastos, son por ejemplo en remuneraciones es de 1,01% para el 2016 y de 2,5% para el 2017, pero los gastos de operación y mantenimiento, administrativos o de gestión productiva son un 39%, 31% y 56% más altos que lo aprobado por Aresep en el 2016.*
 - ii. *Explicar a los usuarios representados por la Cámara de Industrias de CR y demás usuarios, como manejará la Aresep el no cumplimiento por el ICE de los presupuestos aprobados de costos y gastos, en especial los no asociados a crecimiento de la demanda.*
 - iii. *Solicitamos rechazar aumentos sobre presupuestos excedidos, saltándose la aprobación que realiza el Regulador, de lo contrario el excelente trabajo minucioso de Aresep para eliminar los gastos no requeridos para brindar el servicio se estarían echando por la borda, es decir quedarían sin ningún efecto y la aplicación de la metodología tarifaria.*
 - iv. *Moderar el aumento solicitud pues al ritmo de crecimiento que solicita el ICE para el 2017, en tres años un aumento de 30% o bien de la materia prima (energía, potencia y peaje) de un 43%, se volverían a duplicar las tarifas en cinco años.*

6. La Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, representada por el señor Jack Liberman Ginsburg, (visible a folios 206 al 244, 257 al 294, 302 al 340 y del 403 al 441):

- a. Se solicita rechazar la solicitud de aumento en las tarifas eléctricas del ICE por las siguientes razones:
- b. El ICE obtendrá excedentes razonables con las tarifas actuales.
- c. Las plantas existentes le permitirán al ICE generar 1700 GWh adicionales cuyo valor de mercado supera los 40 mil millones de colones.
- d. El ICE habría acumulado excedentes superiores a los 43 mil millones de colones en el año 2016 que deberán devolverse a los consumidores vía reducción de tarifas.

7. La Cámara de Empresas Distribuidoras de Energía y Telecomunicaciones (CEDET), representada por Allan Benavides Vílchez, (visible a folios 346 al 352):

- a. Rechazar la solicitud de fijación tarifaria tramitada en el expediente ET-058-2016. Para evitar un vicio de nulidad absoluta que se generaría si la Aresep considera en éste trámite tarifario costos que no fueron contemplados en la convocatoria de audiencia pública y suponen un aumento que tampoco fue informado a los usuarios en la respectiva convocatoria.
- b. Ordenar al ICE presentar una nueva solicitud que si contemple todos los costos, a efectos e que hacer una convocatoria de audiencia pública completa y transparente. Lo anterior, por cuanto se considera muy importante que la Aresep mantenga su transparencia en su accionar.
- c. En caso de que la Aresep decida realizar una fijación, se solicita se indique si es cierto que la solicitud tarifaria del ICE mejorará la competitividad de las tarifas del servicio de electricidad para el sistema de generación o si por el contrario la solicitud hace menos competitivo al ICE como consideramos sucede.
- d. Que se gestione internamente la aprobación de una nueva metodología tarifaria de carácter extraordinario para que cuando se varía las tarifas de generación y distribución se traslade de forma automático el aumento a las tarifas de distribución, evitando así el rezago financiero y el consiguiente costo.
- e. Que se explique si el subsidio cruzado entre exportaciones de energía y la tarifa T-MTb cumple con lo que indica el artículo 12 de la Ley 7593.
- f. Que se establezca que el ICE debe asumir su responsabilidad sobre la tarifa T-MTb en virtud de que solicitó que la misma no aumentase.

A continuación las respuestas a las posiciones planteadas en el proceso de audiencia pública:

1. La Defensoría de los Habitantes representada por Sra. Karina Zeledón Lépiz.

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Premisas económicas: el análisis y estimaciones que realiza la Intendencia de Energía de los diferentes rubros que componen la petición tarifaria propuesta por el ICE, está supeditada al Programa Macroeconómico realizado por el Banco Central de Costa Rica para el periodo 2016-2017.

En este sentido, es importante indicar que cada cuenta asociada a un costo o gasto, está sujeta a un análisis riguroso que permita determinar la pertinencia del mismo con el servicio regulado, así como su peso relativo y el nivel de recurrencia en el tiempo. No

obstante, es pertinente aclarar que no todas las cuentas presentan el mismo comportamiento, por lo cual algunas se verán afectadas por la inflación local o internacional así como otras son afectadas por factores externos (tipo de cambio).

Análisis de inversiones: en lo que respecta al análisis de inversiones, la Intendencia de Energía en los últimos años ha realizado un esfuerzo en elaborar esquemas y formatos de presentación de la información, tanto para inversiones como para adiciones y retiros de activos, de tal manera que la información aportada por las empresas reguladas pueda ser analizada de una manera más objetiva, coherente y sistemática, evitando con ello la doble incorporación de rubros que en el pasado han sido reconocidos vía tarifa y por situaciones propias de las empresas no se ejecutaron.

Año base: la determinación y análisis del año base son claves para determinar la incidencia de los costos y gastos en el periodo que requiere ser fijada la tarifa, en este caso particular el 2017. No obstante, de conformidad con la resolución RJD-141-2015 publicada en el Alcance Digital NO. 63 del 10 de agosto del 2015, se definió que las diferencias acaecidas en los costos y gastos fijados por la Intendencia de Energía y los obtenidos por el ICE en el ejercicio de sus actividades, deberán de ser analizados mediante el procedimiento denominado "liquidación tarifaria", la cual debe realizarse por año tarifado. En este sentido, se indica que para el análisis de la presente petición tarifario se partió de los rubros de costos y gastos incorporados en el Estado de Resultados tarifario según la resolución RIE-125-2015, publicada en el Alcance Digital N° 117, de la Gaceta N° 247, del 21 de diciembre del 2015.

Rédito para el desarrollo: es importante recalcar la trascendencia del rédito para el desarrollo en la fijaciones tarifarias, en el entendido que dicho rubro, está destinado a atender las inversiones (microinversiones), así como obligaciones de deuda como resultado de las macroinversiones o inversiones que requirieron un endeudamiento de largo plazo. El otorgar o solicitar un porcentaje menor al obtenido mediante la metodología CAPM / WACC, estaría afectando en el corto plazo la capacidad de la empresa de atender su plan de inversiones y por ende poniendo en riesgo la continuidad y confiabilidad del servicio regulado.

Petición tarifaria para la actividad de alumbrado público: todo estudio tarifario propuesto por las empresas reguladas será sometido a un análisis riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal manera que lo que se vaya a resolver se pueda justificar de conformidad con el principio de servicio al costo y el equilibrio financiero de la empresa y los usuarios, según la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley 7593.

2. La Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R.L. representada por Omar Miranda Murillo, (visible a folios 326 al 338).

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Petición tarifaria de transmisión y peaje de exportación: todo estudio tarifario propuesto por las empresas reguladas es sometido a un análisis riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal manera que lo que se vaya a resolver debe estar

debidamente justificado, de conformidad con el principio de servicio al costo y el equilibrio financiero de la empresa, así como los derechos de los usuarios, según la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley 7593.

De acuerdo con lo anterior, si el ICE proyectó para el 2017 exportaciones de energía al MER, también debió incorporar en dichas estimaciones el ingreso generado por concepto del peaje por parte del sistema de transmisión. En este sentido, la Intendencia de Energía analizó la información aportada por la petente, previendo la incorporación de los rubros que correspondan en procura de mantener el equilibrio financiero de la empresa y del usuario.

3. La Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R.L. representada por Miguel Gómez Corea

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Reconocimiento del gasto adicional en importaciones: la solicitud tarifaria propuesta por el ICE y en la cual pretendía el reconocimiento del gasto adicional en importaciones para el periodo 2016, según el expediente ET-047-2016, fue rechazado, según la resolución RIE-090-2016 del 13 de octubre del 2016, dado que la metodología vigente establece que las fijaciones ordinarias deben de ser integrales, es decir que deben de incorporar todos los costos y gastos así como los ingresos obtenidos en la prestación del servicio, de tal manera que la tarifa fijada por la Intendencia de Energía, responda al principio al costo y al equilibrio financiero de la empresa y del usuario.

En este sentido, la tarifa que se recomienda para el sistema de generación de energía eléctrica, de conformidad con el presente informe, incorporará el monto correspondiente al gasto adicional en importaciones para el 2016, puesto que la Intendencia de Energía sostiene el criterio que lo actuado en materia tarifaria debe de ser transparente, bajo reglas claras y congruente con la metodología tarifaria vigente.

Competitividad vía tarifas: es criterio de la Intendencia de Energía que la competitividad de una empresa, grupo empresarial o sector productivo no sólo depende exclusivamente de la magnitud de las tarifas eléctricas provistas por las empresas distribuidoras, sino al conjunto de variables propias y ajenas a la empresa, las cuales repercuten en su estructura de costos como en el área financiera, operativa y logística.

En este sentido, este Órgano Regulador considera que la realización de análisis técnicamente rigurosos, apegados a las metodologías vigentes, constituye un aspecto clave para que las tarifas incorporen, según lo establecido, solamente los costos relacionados con la prestación del servicio público.

Metodología extraordinaria: la metodología vigente según la resolución RRG-215-2010 del 16 de marzo del 2010, establece las condiciones y requisitos que debe de cumplir tanto la Intendencia de Energía como las empresas reguladas para su respectiva aplicación. En este sentido, una vez fijada la señal de precio para el ICE, se procederá a valorar la aplicación de oficio tal y como corresponda.

Tarifas T- MTb: en lo que respecta al precio fijado para la tarifa T- MTb y condiciones técnicas que deben de cumplir las empresas para su debida aplicación, están definidas según el Decreto N° 39219-MINAE que establece como objetivo específico 3.2.3 “Ejecutar acciones orientadas a establecer tarifas competitivas de la energía eléctrica” y dentro de las cuales se encuentra la tarifa T-MTb y cuyo ejecutor es la ARESEP” y con los objetivos del VII Plan Nacional de Energía (PNE). En este sentido, la Ley de la Autoridad Reguladora, Ley No. 7593 establece:

“(...)

Se afirma la independencia de la Aresep en el cumplimiento de sus funciones, al establecer que esta institución no se sujetará a los lineamientos del Poder Ejecutivo, con excepción de las orientaciones del Plan Nacional de Desarrollo y de los planes y políticas sectoriales”.

No obstante, la Intendencia de Energía quiere dejar quedar claro, que toda política emitida por parte del Poder Ejecutivo en materia tarifaria, y en la cual se le de a un sector un trato preferencial, deberá de garantizar de previo la sostenibilidad de la misma, con objetivos bien formulados, mecanismos de permitan medir los resultados y que al ser aplicado no genere incertidumbre y costos entre los diferentes actores en el mercado eléctrico nacional en el corto y mediano plazo.

4. Señor Otto Guevara Guth, cédula de identidad número 1-0544-0893:

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Costos excesivos: en lo que respecta a los costos no asociados o excesivos, la Ley de la Autoridad Reguladora, Ley No. 7593 en su artículo 32 establece:

“(...)

No se aceptarán costos de las empresas reguladas:

- c) Las contribuciones, los gastos, las inversiones y deudas incurridas por actividades ajenas a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada.*
- b) Las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio público.*
- d) Los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.*
- e) Las inversiones rechazadas por la Autoridad Reguladora por considerarlas excesivas para la prestación del servicio público.”*

De conformidad con lo anterior, la Intendencia de Energía es rigurosa en los análisis técnicos que realizar de cada una de las cuentas de costos y gastos, de tal manera que pueda garantizar que los rubros incorporados en las tarifas, además de estar debidamente justificados, estén relacionados con la prestación del servicio público.

5. La Cámara de Industrias de Costa Rica, representada por el señor Carlos Montenegro Godínez:

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Petición tarifaria para la actividad de generación y transmisión: todo estudio tarifario propuesto por las empresas reguladas es sometido a un análisis técnico riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal manera que lo resuelto sea consistente con el principio de servicio al costo, el equilibrio financiero de la empresa y los derechos de los usuarios, según la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley No. 7593.

En este sentido, es preciso aclarar que no toda la estructura de costos y gastos del sistema de generación que presta el ICE, responden a ajustes en la inflación local. Siendo más bien la regla, que muchas de las erogaciones, respondan a factores externos (inflación internacional y tipo de cambio), como a contratos, precios y tarifas de otros servicios regulados y que son demandados por la petente, provocando con ello un impacto mayor en el comportamiento de los costos de la empresa.

Proyecto Hidroeléctrico Reventazón: en lo que respecta al P. H. Reventazón, se aclara que este no fue incorporado en la presente fijación tarifaria, dado que el ICE no aportó el auxiliar de activos que comprende dicho proyecto, ni el detalle de las obras relacionadas, limitando a la Intendencia de Energía el transparentar los activos que se estarían incorporando a la base tarifaria, tal y como lo establece la metodología vigente. Conviene señalar que el ICE tampoco presentó adiciones para el año 2017 asociadas al P.H. Reventazón.

No obstante, y dada la consulta es preciso recalcar que el P.H. Reventazón presenta una estructura financiera compuesta por un arrendamiento financiero, así calificado por el ICE, así como un aporte de recursos propios. Al utilizarse la figura del arrendamiento financiero, este provocará un impacto en las tarifas de generación de energía eléctrica, ya que el plazo estipulado en el contrato de arrendamiento es menor al que se otorga en el mercado financiero por un financiamiento tradicional y las tasas implícitas asociadas a este tipo de esquemas por lo general son mayores.

En el servicio de distribución: todo análisis tarifario conlleva la revisión exhaustiva de cada una de las cuentas de costos y gastos que lo componen, de conformidad con los criterios tarifarios aplicados por la Intendencia de Energía, de conformidad con lo establecido en la metodología tarifaria vigente. Estos criterios están debidamente consignados en el informe técnico que da sustento a la correspondiente resolución.

Estado de Resultados tarifario: a partir de la aprobación de la resolución RJD-141-2015, toda empresa regulada deberá de presentar las desviaciones respecto a lo fijado por la Intendencia de Energía, de tal manera que estas sean valoradas, según las justificaciones y pertinencia del exceso de gasto en relación con la prestación del servicio público.

Todas esas desviaciones será analizadas mediante un procedimiento denominado Liquidación tarifaria, la cual debe de incorporar los costos y gastos de todo el año incorporado en la última fijación tarifaria. En este sentido, en atención a lo señalado por la metodología vigente, se indica que en la presente petición tarifaria, tal y como corresponde, no se incorporan esas desviaciones acaecidas en el año base, quedando estas a la espera del cierre del periodo 2016, para iniciar el proceso de liquidación que realizará la Intendencia de Energía.

6. La Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, representada por el señor Jack Liberman Ginsburg:

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Estado de Resultados tarifario: a partir de la aprobación de la resolución RJD-141-2015, toda empresa regulada deberá de presentar las desviaciones respecto a lo fijado por la Intendencia de Energía, de tal manera que estas sean valoradas, según las justificaciones y pertinencia del exceso de gasto en relación con la prestación del servicio público.

Todas esas desviaciones será analizadas mediante un procedimiento denominado Liquidación tarifaria, la cual debe de incorporar los costos y gastos de todo el año incorporado en la última fijación tarifaria. En este sentido, en atención a lo señalado por la metodología vigente, en la presente petición tarifaria no se incorporan esas desviaciones acaecidas en el año base, quedando estas a la espera del cierre del periodo 2016, para iniciar el proceso de liquidación que realizará la Intendencia de Energía.

Análisis de mercado: de acuerdo con el comentario de que las plantas existentes le permitirán al ICE generar 1700 GWh adicionales, es preciso aclarar que dichas estimaciones deben de ser analizadas al igual que los costos que dicha energía le significa al ICE y por ende al sistema eléctrico nacional. En este sentido, esta Intendencia de Energía considera poco transparente para los usuarios el sólo indicar que la energía debe de disminuir por el sólo hecho de que tendrá mayores ingresos, sin valorar los costos asociados al servicio.

7. La Cámara de Empresas Distribuidoras de Energía y Telecomunicaciones (CEDET), representada por Allan Benavides Vílchez:

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica que su oposición no fue admitida según el oficio 3836-DGAU-2016 del 17 de noviembre del 2016 (visible a folios 529 al 531), no obstante, sus observaciones fueron tomadas en cuenta en el análisis de las peticiones tarifarias presentadas por el ICE.

[...]

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar las tarifas del sistema de generación de energía eléctrica que presta el ICE, tal y como se dispone;

**POR TANTO
EL DIRECTOR CON RECARGO DE FUNCIONES
DE LA INTENDENCIA DE ENERGÍA
RESUELVE:**

- I. Fijar las tarifas del sistema de generación de energía eléctrica que presta el ICE según el siguiente detalle:

ICE Sistema de generación		Estructura de costos sin CVC Propuesto	Estructura de costos sin CVC Propuesto
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige desde el 1/ene/2017 al 31/12/2017	Rige desde el 1/ene/2018
► Tarifa T-CB para ventas a ICE y CNFL			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Periodo Punta cada kWh	46.25	46.59
	Periodo Valle cada kWh	37.89	38.17
	Periodo Noche cada kWh	32.18	32.41
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Periodo Punta cada kW	2 453.39	2 471.27
	Periodo Valle cada kW	2 453.39	2 471.27
	Periodo Noche cada kW	0.00	0.00
► Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Periodo Punta cada kWh	45.67	46.00
	Periodo Valle cada kWh	37.40	37.67
	Periodo Noche cada kWh	31.98	32.22
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Periodo Punta cada kW	2 453.39	2 471.27
	Periodo Valle cada kW	2 453.39	2 471.27
	Periodo Noche cada kW	0.00	0.00
► Tarifa T-UD Usuarios directos del servicio de generación			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Periodo Punta cada kWh	0.054	0.054
	Periodo Valle cada kWh	0.044	0.044
	Periodo Noche cada kWh	0.038	0.039
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Periodo Punta cada kW	2.854	2.875
	Periodo Valle cada kW	2.854	2.875
	Periodo Noche cada kW	0.00	0.00

- II. Se le solicita presentar al ICE en un plazo máximo de dos meses un informe en el cual indique el plan de capitalización, costos indirectos e implicaciones tarifarias del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón.
- III. Tener como respuesta a las oposiciones, lo señalado en el “Considerando II” de esta resolución.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP) se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. El de revocatoria podrá interponerse ante el Intendente de Energía, a quien corresponde resolverlo y los de apelación y de revisión podrán interponerse ante la Junta Directiva, a la que corresponde resolverlos.

De conformidad con el artículo 346 de la LGAP, los recursos de revocatoria y de apelación deberán interponerse en el plazo de tres días hábiles contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación y, el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de dicha ley.

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE

Mario Mora Quirós
Director Intendencia de Energía

1 vez.—Solicitud N° 1732-2016.—(IN2016096043).

RIE-105-2016 a las 10:24 horas del 9 de diciembre de 2016

SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR EL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

ET-059-2016

RESULTANDO:

- I. El 27 de julio del 2015, mediante la resolución RJD-140-2015 la Junta Directiva de la Aresep aprobó la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural, publicada en el Alcance Digital No. 63 del 10 de agosto del 2015.
- II. El 14 de setiembre del 2016, mediante el oficio 5407-151-2016, el Instituto Costarricense de Electricidad presentó solicitud de ajuste tarifario para el servicio de transmisión de energía eléctrica que presta (folio 01 al 79).
- III. El 19 de setiembre del 2016, mediante el oficio 1312-IE-2016, la Intendencia de Energía (IE) le previno al ICE el cumplimiento de los requerimientos necesarios para otorgar la admisibilidad de la petición tarifaria para el servicio de transmisión.
- IV. El 26 de setiembre del 2016, mediante oficio 0150-2039-2016, el ICE respondió la prevención realizada mediante el oficio 1312-IE-2016 (folio 81 al 86).
- V. El 27 de setiembre del 2016, mediante el oficio 1354-IE-2016, la Intendencia de Energía le otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por el ICE para el sistema de transmisión de energía eléctrica (folios 90 al 91).
- VI. El 04 de octubre del 2016, mediante el oficio 1398-IE-2016, la Intendencia de Energía le solicitó al ICE aclaración y detalle de la información aportada (folios 94 al 100).
- VII. El 10 de octubre del 2016, mediante el oficio 5407-170-2016, el ICE solicitó una prórroga para la presentación de la información adicional solicitada mediante el oficio 1398-IE-2016 (folio 93).
- VIII. El 10 de octubre del 2016, mediante el oficio 1419-IE-2016, la Intendencia de Energía le solicitó al ICE información adicional para el sistema de transmisión de energía eléctrica (folios 111 al 114)
- IX. El 13 de octubre del 2016, mediante el oficio 1449-IE-2016, la Intendencia de Energía otorgó la prórroga solicitada por el ICE mediante el oficio 5407-282-2016 (folio 117).
- X. El 13 de octubre del 2016, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N° 197 y el 14 de octubre del 2016 en el Diario Extra y en La Teja (folios 104 al 110).
- XI. El 21 de octubre del 2016, mediante el oficio 5407-178-2016, el ICE presentó la información adicional solicitada en el oficio 1419-IE-2016 (folios 124 al 210).
- XII. El 3 de noviembre del 2016, mediante el oficio 3662-DGAU-2016/141007 la Dirección General de Atención al Usuario emite el informe de Instrucción de la correspondiente audiencia pública.
- XIII. El 10 de noviembre del 2016, se llevó a cabo la audiencia pública de ley. Según el informe de posiciones y coadyuvancias de la Dirección General de Atención al Usuario, (oficio 3829-DGAU-2016), se recibieron oposiciones válidas por parte de: Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L., Cooperativa de

Electrificación Rural de Guanacaste R.L., Señor Diputado Otto Guevara Guth, Defensoría de los Habitantes, la Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía (ACOGRAE) y La Cámara de Industrias de Costa Rica, el señor Felipe Ureña y La Cámara de Empresas Distribuidoras de Energía y Telecomunicaciones. (folios 521).

- XIV.** Que el 15 de noviembre de 2016, mediante el oficio 1035-RG-2016, el Regulador General nombró al señor Mario Mora Quirós, Director de Energía con recargo de funciones de la Intendencia de Energía, a partir del 1 de diciembre del 2016 y hasta que se nombre al nuevo Intendente, por motivo de la renuncia del Intendente de Energía
- XV.** Que el 9 de diciembre de 2016, mediante el informe técnico 1713-IE-2016, la Intendencia de Energía, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, fijar las tarifas del sistema de transmisión de energía eléctrica que presta el ICE (corre agregado en autos)

CONSIDERANDO:

- I.** Que del oficio 1713-IE-2016, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. Solicitud tarifaria:

El Instituto Costarricense de Electricidad solicitó un incremento promedio en las tarifas del sistema de transmisión del 5,85% (cinco coma ochenta y cinco por ciento), tal y como se detalla:

Tarifas	Descripción	% de ajuste
T-TE	Usuarios del servicio de transmisión ¢/kWh	5,85%
T-TEb	Usuarios del servicio de transmisión \$/kWh	5,85%
Ajuste promedio del Sistema		5,85%

El ICE justificó su solicitud tarifaria en: i) el reconocimiento de ingresos adicionales para atender los costos y gastos de operación, ii) cubrir el servicio de la deuda y iii) generar recursos para el financiamiento de la contrapartida local.

2. Análisis de la solicitud

En este apartado se presenta el análisis regulatorio de la solicitud tarifaria propuesta por el ICE para el servicio de transmisión de energía eléctrica.

a. Parámetros utilizados

Las proyecciones de los parámetros económicos utilizados por la IE para los respectivos estudios tarifarios y otras actividades que lo ameriten, se elaboran tomando como referencia el diagnóstico de la situación económica presentada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) en su Programa Macroeconómico 2016-2017 y sus respectivas revisiones, así como las perspectivas de la economía mundial, según el Fondo Monetario Internacional (FMI) y otras entidades internacionales.

El BCCR en su Programa Macroeconómico 2016-2017, estableció como objetivo de inflación un 3% para el 2016 y 2017, con un rango de tolerancia de ± 1 punto porcentual (p.p.)¹. El 26 de julio de 2016, el BCCR en su Revisión de Programa Macroeconómico 2016-2017, ha decidido mantener este objetivo de inflación².

Las estimaciones de la inflación local para un año particular parten de la información acumulada real, agregando para el resto del año la estimación citada anteriormente, en forma proporcional al tiempo que falta por transcurrir, calculando los meses faltantes con promedios geométricos.

En lo que respecta al tipo de cambio, la Junta Directiva del Banco Central de Costa Rica (BCCR), en el artículo 5 de la sesión 5677-2015 del 30 de enero del 2015, dispuso migrar de un régimen de banda cambiaria a uno de flotación administrada³. Dadas estas condiciones, la Intendencia de Energía (IE) considera que la mejor alternativa es utilizar la última observación real al momento de la audiencia pública (10 de noviembre de 2016) y mantenerla constante para el periodo estimado. Por lo tanto, los tipos de cambio de Compra y Venta de Referencia son 549,03 ¢/\$ y 561,64 ¢/\$, respectivamente.

En lo que respecta a la inflación externa (Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos), el dato se recopila⁴ a partir del "U.S. Bureau of Labor Statistics" (siglas BLS, en inglés). Algunas fuentes, como el Fondo Monetario Internacional (FMI) estimaron⁵ inflaciones para los EEUU en 0,8% para el 2016 y 2,2% para el 2017.

En el siguiente cuadro se resume el comportamiento de los indicadores mencionados para los tres últimos años reales (2013, 2014 y 2015) y las proyecciones para el 2016 y 2017.

Cuadro No. 1
Sistema de generación, ICE
Parámetros económicos, 2013-2017

INDICES	2013	2014	2015	2016	2017
Variaciones según ARESEP (al final del año)					
Inflación interna (IPC-CR)	3,68%	5,13%	-0,80%	0,87%	3,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,50%	0,76%	0,73%	1,04%	2,20%
Tipo de Cambio Venta Ref. (¢/U.S.\$)	0,16%	7,82%	-0,12%	3,08%	0,00%
Variaciones según ARESEP (promedio anual)					
Inflación interna (IPC-CR)	5,23%	4,52%	0,80%	0,01%	2,06%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,46%	1,62%	0,12%	1,08%	0,94%
Tipo de Cambio Venta Ref. (¢/U.S.\$)	-0,56%	7,59%	-0,54%	2,11%	1,67%
Notas: Los años 2016 y 2017 son estimaciones. Las variaciones se calculan a finales de año (diciembre) o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.					
Fuente: Elaboración propia con base en Programa Macroeconómico 2016 - 2017 y datos del BCCR, BLS y FMI.					

b. Análisis del mercado

i. Situación actual del mercado

¹ BCCR, http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/PM2016-17.pdf

² BCCR, http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/Revision_PM2016-17.pdf

³ BCCR; http://www.bccr.fi.cr/politica_cambiaria/

⁴ Ver: <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu>

⁵ Ver: <http://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/reo/2016/whd/pdf/wreo0416s.pdf>

El presente informe exhibe el análisis de mercado elaborado para apoyar la toma de decisiones del ajuste tarifario del sistema de transmisión del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Este análisis de mercado se encuentra conformado por dos secciones básicas, en la primera se realiza una síntesis de los supuestos y principales resultados del informe homólogo realizado por ICE, y en una segunda parte se muestran los escenarios estimados por la Intendencia de Energía (IE), además de las diferencias encontradas entre los dos análisis y las justificaciones que respaldan cada aspecto del mercado final propuesto por IE.

ii. Mercado presentado por el ICE

Como parte del análisis realizado por la Intendencia de Energía (IE), se procedió a evaluar las variables que integran el estudio de mercado del servicio de transmisión, presentado por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

Los aspectos más sobresalientes de la evaluación se detallan seguidamente:

- 1. El ICE solicita un ajuste tarifario que le permita alcanzar ingresos equivalentes a los $\$7\,110,6$ millones durante el año 2017. Para lo cual solicitan un incremento del 5,85% en el transporte de electricidad T-TE y para el transporte de electricidad en dólares T-TEb.*
- 2. Según el estudio de mercado presentado, los clientes que pagan el servicio de transmisión son las ocho empresas distribuidoras del país (incluido el ICE) y los clientes directos (T-UD) del sistema de generación que están conectados a alta tensión.*
- 3. El estudio del ICE señala, que la energía trasegada por las empresas distribuidoras se obtiene del comportamiento de la relación mensual entre las compras al Sistema de Transmisión y Generación, de los últimos doce meses para cada empresa distribuidora.*
- 4. Para calcular el promedio de la energía transmitida, se suma la energía que trasegó el cliente en los últimos doce meses y se divide entre la energía total vendida a ese cliente por el sistema de Generación en el mismo período.*
- 5. Los ingresos mensuales para este sistema, con tarifa vigente, se calculan al multiplicar el precio de peaje autorizado por la ARESEP, por la estimación de la energía a trasegar por el cliente en el período de estudio.*

iii. Situación actual de mercado

Durante el 2015, el 78,6% de la energía trasegada correspondió a las dos empresas distribuidoras más grandes del país: la CNFL, S.A. (39,2%) y el ICE (39,4%). El 21,4% restante de la energía transportada corresponde a las seis empresas distribuidoras y a las otras empresas conectadas en alta tensión.

Los ingresos muestran esa misma distribución relativa, por tratarse de un cobro fijo por kWh.

iv. Análisis de mercado de la Intendencia de Energía

La IE actualizó los datos a setiembre de 2016 y efectuó las proyecciones para cada una de las ocho empresas distribuidoras y las empresas de alta tensión.

Para estimar la energía que corresponde facturar en la tarifa de transmisión, se toman los registros históricos por empresa y la proyección de compras mensuales de energía para el 2017. También se consideró el flujo del pago de las empresas distribuidoras para no involucrar plantas que se encuentran conectadas a otros sistemas y por lo tanto no pagan transmisión al Sistema de transmisión del ICE.

La Intendencia de Energía estima que para el año 2017, el Sistema de Transmisión del ICE facturará a sus clientes 10 055 GWh de energía trasegada, mientras que ICE estimó 10 147 GWh, una diferencia relativa de 0,9%. Esta diferencia se debe a las variaciones entre las estimaciones de generación entre plantas y la demanda esperada, diferencia que se analizan a detalle en los informes del Sistema de generación y distribución del mismo ICE, en ET-057-2016 y ET-058-2016, respectivamente.

Los ingresos esperados para el año 2017 se obtienen de multiplicar el total de ventas esperadas por el precio vigente que para el sistema de transmisión nacional es de ¢11,83 según RIE-126-2015 publicado en Alcance digital N°117 de la Gaceta N° 247 del 21 de diciembre de 2015.

De esta forma el ingreso esperado por Aresep para el periodo 2017 se estima esté cercano a los ¢118 951,0 millones. La diferencia relativa de esta estimación con respecto a la estimación del ICE es igual a la diferencia que se obtuvo en la estimación de ventas físicas. En los anexos N.1 y N.2 del estudio de mercado se incluyen los GWh y monto en colones de transmisión en el mercado eléctrico regional segregados por empresa distribuidora.

Para el presente estudio tarifario se realizó una liquidación de conceptos con peso significativo en el estudio de mercado. Esta liquidación consiste en la diferencia entre el valor estimado y aprobado por Aresep en el estudio de ajuste tarifario respectivo, y el valor real. La liquidación se realiza para los meses de enero a setiembre de 2016. El monto final a reconocer en el ajuste tarifario es de ¢ 3 658,4 millones como ingresos adicionales que recibió el ICE-transmisión durante el periodo de referencia. El detalle se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 2
Sistema de transmisión, ICE
Diferencias entre proyección e información real de ventas, enero – setiembre 2016
Datos en unidades físicas y monetarias

Concepto	Proyección*	Real **	Diferencia
Ventas del sistema de Transmisión (GWh)	7 095	7 418	322
Ventas del sistema de Transmisión (Millones de colones)	83 939	87 598	3 658

(*) Proyecciones del último estudio ordinario vigente -ET-097-2015 y RIE-126-2015-

(**) Información real y proyectada de enero-setiembre 2016

Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía y empresas distribuidoras.

Finalmente, de los análisis financieros contables efectuados por la IE, se propone un ajuste a disminución de ¢11,53 por kWh a ¢10.51 por kWh (en el caso de la tarifa T-TE), la cual empezaría a regir el 1 de enero de 2017; lo que representa una disminución en la tarifa de transmisión del 11,12% con respecto a la vigente.

Con la propuesta los ingresos con tarifa propuesta se espera alcancen los ¢105 678,4 millones en el 2017, de sumar los ingresos por el proceso de liquidación, los ingresos

totales del sistema de transmisión del ICE para el próximo año 2017 serán de $\$109\,336,8$ millones. Para un desglose por empresa, véase el anexo N°2.

Para el año 2018 debe separarse el monto por liquidación para recalcular las tarifas, ya que este concepto debe de reflejarse únicamente en las tarifas del próximo año 2017. Al eliminar este monto se genera un ajuste al alza del 3,52% para las tarifas a partir del 1 de enero del año 2018 con respecto a las tarifas propuestas para 2017, quedando en el caso de la T-TE un precio de $\$10,88$ por cada kWh trasegado por la líneas de transmisión del ICE.

c. Análisis de inversiones

El objeto de esta sección es presentar los resultados del análisis realizado al programa de inversiones, adiciones y retiros de activos presentado por el Instituto Costarricense de Electricidad para el sistema de transmisión de energía eléctrica, de conformidad con el expediente tarifario ET-059-2016.

i. Inversiones a realizar en el sistema de transmisión según la propuesta del ICE

El plan de inversiones que presentó el ICE, representa la estimación cuantitativa de metas y esfuerzos necesarios para el desarrollo y mejoramiento del sistema de transmisión. Esto de acuerdo con los requerimientos previstos en el Plan de Expansión, el cual obedece a la necesidad de atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica del país en años futuros.

Para el ICE es necesario disponer de los recursos para cumplir con los distintos requerimientos considerados en dicho plan de inversiones, con el fin de garantizar la disponibilidad futura de energía, así como los niveles de calidad y oportunidad en la prestación del servicio eléctrico por parte de la Institución, tal y como se detalla en el documento "Anexo 10_Inversiones Sistema de Transmisión, adjunto a la carpeta ANEXOS/#10_INVER del ET-059-2016".

ii. Inversiones a desarrollar en el período 2016

Durante el año 2016, ICE ha ejecutado y tiene en proceso de desarrollo una serie de proyectos de inversión en el sistema de transmisión.

A continuación se presenta el detalle de las macro-inversiones y micro-inversiones incluidas dentro de la solicitud de ajuste tarifario:

a. Macro-inversiones:

El detalle de las justificaciones y detalles de costos de las macro inversiones puede ser consultado en los documentos adjuntos a la carpeta "Sistema de Transmisión/ Plan de Macro-inversiones_Formularios, información que consta en el ET-059-2016."

1. Proyecto Transmisión Anillo Sur: Debido al crecimiento de la población y de la consecuente demanda de energía eléctrica, es necesario hacer que el sistema de líneas de transmisión crezca, con el fin de no congestionar las líneas existentes con la electricidad requerida, para las próximas décadas y de esta forma satisfacer las necesidades de crecimiento de la zona.

El proyecto vendrá a reforzar el Sistema de Transmisión actual del ICE, principalmente para el trasiego de energía de la zona Atlántica al Gran Área Metropolitana, lo anterior considerando el plan de Expansión de la Generación

vigente, lo que permitirá mejorar la calidad de la energía eléctrica y así favorecer el bienestar, el desarrollo y la calidad de vida de los clientes.

2. *Transmisión Cóbano:* El proyecto se plantea como una herramienta para solventar la demanda energética en la zona por el aumento de las actividades turísticas. La fuerte expansión de los desarrollos turísticos en el sur de la Península de Nicoya es producto del buen clima y el excelente paisaje que poseen las provincias de Guanacaste y Puntarenas, aunado a una extensa costa y una conformación geográfica muy particular. Este incremento en la actividad hotelera mantiene la economía de la zona, sobre todo en la parte costera.

En ese sentido, el mayor desarrollo turístico se presenta en el litoral sur y suroeste, donde se destacan las playas Nosara, Sámará, Montezuma, Malpaís, Tambor y los poblados de Cóbano y Paquera.

3. *Transmisión Coyoil:* Otras Inversiones: La zona de Coyoil ha estado experimentando un gran desarrollo industrial lo que ha provocado que la capacidad de transformación de la Subestación Coco - Garita llegue a su límite, impidiendo dar un servicio de buena calidad a dicha zona, para solventar tal situación se construirá una subestación y una línea de transmisión lo que garantizará el suministro eléctrico de calidad en la zona industrial del Coyoil de Alajuela y el incremento de energía en esta zona del país.

Transmisión Jacó: El circuito de distribución Juanilama-Herradura- Jaco ha experimentado un incremento de la demanda eléctrica del 10% en promedio anual, principalmente debido al auge de la actividad turística en la subregión Esparza-Orotina- Jaco, incluyéndose también los servicios por dos circuitos de 34,5 kV, Jacó y Herradura, cuyas longitudes son de 92 y 55 km respectivamente desde la subestación de Juanilama, lo cual repercute de manera significativa en la continuidad y regulación de voltaje y capacidad térmica del servicio de electricidad en media tensión.

Para garantizar el suministro eléctrico de calidad en la zona turística de Esparza-Orotina-Jacó y sus alrededores se construirá una subestación de transmisión a 230 kV, y una línea de transmisión, para atender adecuadamente las necesidades de la región Esparza-Orotina-Jacó, mejorando la distribución de las cargas de los circuitos y se reducirá las distancias desde la misma hasta los centros de carga y así se incrementará la cobertura y confiabilidad del servicio en la zona.

4. *Peñas Blancas – Garita:* La entrada al Valle Central de la generación del Norte del país es exclusivamente a través de la ST San Miguel, lo que puede generar una contingencia, con este proyecto se dará una alternativa de ingreso al Valle Central a través de la ST Garita, además dejará la prevista para conectar la Planta Daniel Gutiérrez de 21 MW, ya que la transmisión asociada es a 34,5 Kv y presenta problemas de altas pérdidas y oscilaciones de baja frecuencia, también se podrá confluir la energía proveniente de otros proyectos que la CNFL ha planteado sobre el río Balsa: Balsa I,II y Superior, por último se ampliará la capacidad de transmisión de la LT Garita – Naranjo permitiendo el crecimiento de la ST Naranjo mejorando el servicio de electricidad para los abonados tanto residenciales, comerciales e industriales de la zona de San Ramón, Naranjo, Sarchí, Grecia, y La Garita.

5. *Transmisión Tejona: En el 2010 fue adjudicado el proyecto BOT Chiripa (50 MW) cuya responsabilidad fue poner en operación la mitad de la subestación Tejona 230 kV. Adicionalmente, en el año 2013 se adjudicaron los Proyectos Eólicos Altamira y Campos Azules, cuya conexión se realizará en la subestación Tejona 34.5 kV; la cual no tiene la capacidad para recibir la energía por lo que se requiere habilitar un punto de conexión para la entrada en operación de los Proyectos Eólicos en enero del 2016 mediante la ampliación de la barra de 230 kV, la instalación de una transformador elevador y la instalación de una subestación móvil de 34,5 kV.*

El alcance y planeación de la construcción se realizó de acuerdo al informe de planeamiento de obra y sus adendas emitidos por el Negocio de Transmisión del ICE.

6. *Proyecto Nuevo Centro de Control de Energía: Con la conformación del Mercado Eléctrico Regional y el crecimiento normal del SEN las actuales instalaciones, aún con las adiciones efectuadas, son ya insuficientes para el personal y equipos proyectados en el corto plazo.*

En materia de seguridad, se analizó la posibilidad de implementar normas de protección de infraestructura crítica tales como las CIP-2 a CIP-9 del North American Electric Reliability Council (NERC) y las recomendaciones contra terrorismo del Departamento de Defensa y de la Agencia Federal de Gestión de Emergencias (FEMA, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos. En este análisis encontró con que, aun para un grado de protección bajo, es materialmente imposible crear un aislamiento perimetral de 45 metros alrededor del edificio del CCE ya que, como se mencionó, existen importantes edificios del ICE dentro de ese perímetro además de una carretera nacional con alto tránsito. Esta carretera también ocasiona un riesgo a considerar, puesto que se ubica a menos de 25 metros de las instalaciones.

b. Micro-inversiones:

El detalle de las micro inversiones puede ser consultado en el documento Programa Mejoras Sistema Transmisión_IE-RE-7799, el cual puede ser consultado en las carpeta "Sistema de Transmisión/ Plan de Micro-inveriones_Formularios, información que consta en el ET-059-2016."

1. *Mejoras al sistema (subestaciones y líneas): Dentro de este programa se incluyen las mejoras o adiciones a la red de transmisión, incluyendo las mejoras para satisfacer las necesidades para la red de distribución, transformadores de respaldo y otras mejoras. Adicionalmente se contemplan las obras relacionadas con la comunicación y la compra de equipos especial de fibra óptica, necesarias para mantener la eficiencia operacional del sistema.*
2. *Mejoras CENCE:*

- ❖ **Actualización del Sistema de Radio Troncalizado en Fase 1: Actualización Controlador Central.**

Al estar la plataforma operando con servidores y repetidores obsoletos se debe asumir el riesgo de eventual indisponibilidad de refacciones en caso de falla. En cuanto a las versiones de software desactualizadas, se aumenta el riesgo de los

sistemas a la explotación de vulnerabilidades no resueltas en la versión actual. Finalmente, se identificó mediante el proceso de continuidad de negocios que la máxima contingencia posible en relación con el Sistema de Radio Troncalizado, es la pérdida del nodo principal. La materialización de los riesgos indicados, tendría como consecuencia directa la salida de operación del servicio de radiocomunicaciones por períodos considerables o incluso permanentes, lo que afectaría indudablemente los servicios de electricidad y seguridad ciudadana, entre otros.

❖ **Adquisición e instalación de equipos UTR560**

Se requiere contar con unidades en PH Toro 2, PH Toro 3, PH Cariblanco, SR Liberia, ST Cachí, ST Angostura, ST Leesville, y Sala de Servidores CENCE. Estos equipos vienen a fortalecer los enlaces de datos en estos lugares hacia el SCADA/EMS del CENCE en procura de tener una plataforma de telemetría y telecontrol.

❖ **Sustitución de inversores DC/AC en las estaciones del Sistema de Radio Troncalizado**

Se requiere renovar los inversores actualmente en operación, con el fin de implementar alimentación redundante y eliminar un posible punto único de falla que puede sacar de servicio la estación de transmisión.

3. Otros activos - Planta general (Formación de capital):

Se incluyen inversiones en otros activos que incorporan los otros activos de construcción y otros activos de operación. Estos comprenden la compra de mobiliario, herramientas, equipo de cómputo y equipos de trabajo que integran las áreas de apoyo y que son necesarios para realizar una adecuada gestión del sistema.

iii. Inversiones a desarrollar en el año 2017:

A continuación se presenta el detalle de las macro-inversiones y micro-inversiones que pretende desarrollar y adicionar durante el periodo 2017:

a. Macro-inversiones – Sistema de transmisión:

El detalle de las justificaciones y detalles de costos de las macro inversiones puede ser consultado en los documentos adjuntos a la carpeta Sistema de Transmisión/ Plan de Macro-inversiones_Formularios, información que consta en el ET-059-2016.

1. Cariblanco Trapiche

La subestación actual tiene configuración de triángulo y consiste en dos secciones de transformación con los respectivos transformadores elevadores 13.8/230 kV y una sección de línea a 230 kV, que recibe la línea de transmisión procedente de la S.T. Leesville.

Con esta ampliación se pretende convertirla en configuración de interruptor y medio, con la construcción del segundo diámetro, para dar salida a la futura L.T. General – Cariblanco 230 kV. Para la etapa de diseño y construcción de esta obra se deberá coordinar con personeros de la Planta Hidroeléctrica General.

2. Transmisión Cóbano

El proyecto se planteó como una herramienta para solventar la demanda energética en la zona por el aumento de las actividades turísticas. La fuerte expansión de los desarrollos turísticos en el sur de la Península de Nicoya es producto del buen clima y el excelente paisaje que poseen las provincias de Guanacaste y Puntarenas, aunado a una extensa costa y una conformación geográfica muy particular. Este incremento en la actividad hotelera mantiene la economía de la zona, sobre todo en la parte costera.

En ese sentido, el mayor desarrollo turístico se presentó en el litoral sur y suroeste, donde se destacan las playas Nosara, Sámara, Montezuma, Malpaís, Tambor y los poblados de Cóbano y Paquera.

3. Desvío de línea de transmisión Río Claro-Paso Canoas

La línea de transmisión Río Claro – Paso Canoas, constituye un enlace de interconexión con Panamá. Es una línea importante porque permite realizar la transferencia de energía que el Sistema Nacional Interconectado (SNI) pueda requerir. Esto la convierte en una línea que, bajo determinadas características de desempeño del SNI, es crítica.

Luego de una serie de estudios elaborados por personal técnico de la Unidad Estratégica de Negocios Transporte de Energía (UEN TE), se evidenció la necesidad de remover la línea de transmisión en el tramo comprendido entre las torres 30 a la 40. No obstante, la presencia de otro tipo de situaciones en la servidumbre actual de la línea, por ejemplo, evitar caseríos, zonas de conflicto entre uso del suelo y su contraindicación para con la línea de transmisión, hacen necesario ampliar el tramo aprovechando las circunstancias, por lo que abarcará desde la torre 24 a la 49.

No obstante, y según se confirmó con ICE y tal como consta en la información presentada, se constata que la habilitación operativa de dichas obras, se realizará en enero de 2018. Por tanto, se excluye de las adiciones consideradas para el período 2017.

b. Micro inversiones-Sistema de transmisión:

El detalle de las micro inversiones puede ser consultado en el documento Programa Mejoras Sistema Transmisión_IE-RE-7799, el cual se encuentra en las carpeta “Sistema de Transmisión/ Plan de Micro-inveriones_Formularios, información que consta en el ET-059-2016.”

1. Mejoras al sistema (subestaciones y líneas):

Dentro de este programa se incluyen las mejoras o adiciones a la red de transmisión, incluyendo las mejoras para satisfacer las necesidades para la red de distribución, transformadores de respaldo y otras mejoras. Adicionalmente se contemplan las obras relacionadas con la comunicación y la compra de equipos especial de fibra óptica, necesarias para mantener la eficiencia operacional del Sistema.

2. (Mejoras LIMAT)

- ❖ **Mejoras en infraestructura:** Mantenimiento para el taller y patio de partes en Río Macho.
- ❖ **Galerones en S.T El Este:** Construcción de galerones en S.T El Este para resguardo de grúas y S.M

3. Mejoras CENCE

- ❖ **Actualización del Sistema de Radio Troncalizado en Fase 1: Actualización Controlador Central:** Al estar la plataforma operando con servidores y repetidores obsoletos se debe asumir el riesgo de eventual indisponibilidad de refacciones en caso de falla. En cuanto a las versiones de software desactualizadas, se aumenta el riesgo de los sistemas a la explotación de vulnerabilidades no resueltas en la versión actual. Finalmente, se identificó mediante el Proceso de Continuidad de Negocios que la máxima contingencia posible en relación con el Sistema de Radio Troncalizado, es la pérdida del nodo principal. La materialización de los riesgos indicados, tendría como consecuencia directa la salida de operación del servicio de Radiocomunicaciones por períodos considerables o incluso permanentes, lo que afectaría indudablemente los servicios de Electricidad y Seguridad Ciudadana, entre otros.
- ❖ **Adquisición e instalación de equipos UTR560:** Se requiere contar con unidades en PH Toro 2, PH Toro 3, PH Cariblanco, SR Liberia, ST Cachí, ST Angostura, ST Leesville, y Sala de Servidores CENCE. Estos equipos vienen a fortalecer los enlaces de datos en estos lugares hacia el SCADA/EMS del Cence en procura de tener una plataforma de telemetría y telecontrol.
- ❖ **Conectividad WAN Sistema de Radio Troncalizado Fase 1:** Se debe brindar autonomía de los servicios de conectividad WAN que requiere el Sistema de Radio Troncalizado y que actualmente es provista por el Sector de Telecomunicaciones, con el fin de que se pueda garantizar la continuidad del servicio aun ante eventos que afecten la red del sector de telecomunicaciones.
- ❖ **Renovación plataforma de transporte óptico del CENCE Fase 1:** Renovación por final de su vida útil de la plataforma de transporte adquirida mediante la Licitación Pública 7090E en el año 2002. Esta plataforma actualmente no tiene soporte por parte del proveedor al estar obsoleta.

4. Otros activos-Planta general (Formación de capital):

Se incluyen inversiones en otros activos que incorporan los otros activos de construcción y otros activos de operación. Estos comprenden la compra de mobiliario, herramientas, equipo de cómputo y equipos de trabajo que integran las áreas de apoyo y que son necesarios para realizar una adecuada gestión del sistema.

iv. Capacidad de ejecución:

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente el porcentaje de ejecución se calcula con base a los 5 años anteriores al año en consideración en el actual estudio tarifario. Sin embargo el ICE, entregó únicamente los últimos 3 años. Por lo que para el caso de los años 2011 y 2012, fue necesario utilizar la información aportada en la solicitud tarifaria asociada al ET-097-2015, según lo definido en el Cuadro No.3 de la resolución RIE-126-2015.

El cuadro siguiente muestra el comparativo de inversiones aprobadas y ejecutadas conforme a lo indicado, en donde se puede ver el porcentaje de ejecución por cada año.

Cuadro No. 3
Sistema de transmisión, ICE
Porcentaje de ejecución
(millones de colones)

Año	Porcentaje de Ejecución	Porcentaje de ejecución ajustado*
2011	68,90%	
2012	80,20%	
2013	204,10%	
2014	66,10%	
2015	58,50%	
Promedio	95,56%	95,56%

Según Metodología Tarifaria Vigente Metodología Tarifaria Vigente.

Fuente: Aresep.

Tal y como se indicó en el cuadro anterior, el porcentaje de ejecución que debe considerarse según lo establecido en la metodología es de un 95,56%, el cual representa el porcentaje promedio ajustado de la capacidad ejecutora de ICE para el último quinquenio.

v. Inversiones en el sistema de transmisión según propuesta de Aresep

Del análisis de las justificaciones presentadas por ICE, se pudo determinar que las inversiones ejecución y en proceso de desarrollo son necesarias para garantizar la disponibilidad futura de energía, así como los niveles de calidad y oportunidad en la prestación del servicio eléctrico en la etapa de transmisión.

En términos generales, las inversiones pretendidas por la empresa eléctrica, son necesarias para garantizar la calidad y continuidad del servicio de transmisión y la gestión integral de la ICE desde el punto vista corporativo, por lo que se considera razonable su incorporación en el cálculo de la base tarifaria. Ver detalle en archivo "Inversiones ICE-TX-ET-059-2016 Final"

vi. Adición de activos del sistema de transmisión:

A continuación se presenta la proyección de activo fijo pretendida por la empresa eléctrica.

Cuadro No. 4
Sistema de transmisión, ICE
Resumen detalle de adiciones propuestas por el ICE, 2016-2018
(millones de colones)

	AÑO			Total Período
	2015	2016	2017	
Subestaciones	0,00	31 143,90	19 501,60	50 645,50
Líneas	0,00	46 059,10	19 361,19	65 420,29
CENCE	0,00	838,10	1 894,10	2 732,20
Planta general(Otros Activos para construcción y Otros Activos para operación)	0,00	960,40	3 030,90	3 991,30
TOTAL DE ADICIONES	0,00	79 001,50	43 787,79	122 789,29

Fuente: Anexo No. 10_INVER-Plan de inversiones y Programa de mejoras sistema de transmisión: IE-RE-7799, ET-059-2016.

La metodología tarifaria indica que Aresep debe verificar los montos, ejecución y año de aprobación de las adiciones. Por ello en relación a la adición de activos para el período 2017, se presenta el análisis detallado de cada obra específica considerada como adición por ICE en el documento “Adiciones_Sector Electricidad Última versión (2). Adjunto a la carpeta Anexo #10_INVER del ET-059-2016”:

Macro-inversiones:

Nombre del Proyecto u obra	Observaciones
ST General	Un monto de adición de $\$4 588,30$ millones asociado a esta obra fue considerado en el cálculo de la base tarifaria para el periodo 2016, según se constata en el ET-097-2015. Sin embargo, ICE incluye el proyecto como parte de las adiciones del periodo 2017, con la actualización del monto proyectado, ya que esta obra según informa sufrió atrasos, por lo cual traslada la conclusión de la misma para el año 2017, año en el cual se dará la adición real. Las justificaciones técnicas del atraso pueden ser verificadas en el ET-059-2016, Documento “Información Adicional de Inversiones-Sistema de Transmisión”, remitido por Elsie Ramírez Rodríguez vía correo electrónico del 24-10-2016. Por tanto, la diferencia entre el costo actualizado de la proyección y el costo reconocido en la pasada fijación tarifaria, se considera como parte de las adiciones proyectadas del período 2017.
LT Peñas Blancas-Naranjo	En la información presentada en el ET-097-2015 se indicó que dicha obra fue considerada como parte de las adiciones del 2015 y no se estimó ninguna adición para el año 2016. No obstante, en la información de adiciones presentada y registrada en el ET-059-2016, se presenta una actualización del monto, donde se registró la adición de dicho proyecto en el 2016.
ST Santa Rita	Se tomó el costo de $\$3 689,8$ millones presentado en el ET-059-2016, pues en la supervisión de las obras de transmisión Cóbano, ICE indica que de acuerdo al avance a octubre 2016, la obra estará operativa en el período 2017. Por tanto, según la verificación realizada en sitio, se determina que debe considerarse como parte de las adiciones de dicho período.
LT Santa Rita Cóbano	El monto de adición considerado en el ET-097-2015 para esta obra fue inferior en el ajuste pasado por una diferencia de $\$2 486,3$ millones, respecto al monto actualizado en el presente estudio ET-059-2016.
ST Jacó	El monto de adición considerado en el ET-097-2015 para esta obra fue inferior en el ajuste pasado por una diferencia de $\$2 848,50$ millones, respecto al alcanzado en el presente estudio ET-059-2016.
LT-Jacó-La Gloria	El monto de adición considerado en el ET-097-2015 para esta obra fue superior en el ajuste pasado (ET-097-2015) por una diferencia de ($\$1 036,6$ millones), respecto al monto actualizado en el registro de adiciones presentado en el ET-059-2016.

Nombre del Proyecto u obra	Observaciones
ST Higuito	<p>Como parte del seguimiento de los proyectos de inversión en reunión del 25 de octubre de 2016, se solicitaron a ICE los motivos de atraso de dichas obras entre los cuales mencionaron a infructuosos procesos de licitación y sobreprecio en las ofertas presentadas, debido a esto ICE prevé ejecutar dichas obras por administración. Ver detalle en el Informe de Supervisión.</p>
La LT Derivación Higuito	
ST Tejar (Ampliación)	
LT Tarbaca-El Este	
ST El Este	<p>El monto de adición considerado para esta obra fue reconocido para el periodo 2016, según se constata en el ET-097-2015. Sin embargo, ICE incluye el proyecto como parte de las adiciones del periodo 2017, con la actualización del monto proyectado, ya que esta obra sufrió atrasos, y por lo tanto se traslada la conclusión para el año 2017, año en el cual se dará la adición real. Las justificaciones técnicas del atraso pueden ser verificadas en el ET-059-2016, Documento "Información Adicional de Inversiones-Sistema de Transmisión", remitido por Elsie Ramírez Rodríguez vía correo electrónico del 24-10-2016. Por tanto, la diferencia entre el costo actualizado de la proyección y el costo reconocido en la pasada fijación tarifaria, se considera como parte de las adiciones proyectadas del período 2017.</p>
LT Río Macho-San Miguel(EET)	<p>El monto de adición considerado para esta obra fue reconocido para el periodo 2016, según se constata en el ET-097-2015. Sin embargo, ICE incluye el proyecto como parte de las adiciones del periodo 2017, con la actualización del monto proyectado, ya que esta obra sufrió atrasos, por tanto se traslada la conclusión para el año 2017, año en el cual se dará la adición real. Las justificaciones técnicas del atraso pueden ser verificadas en el ET-059-2016, Documento "Información Adicional de Inversiones-Sistema de Transmisión", remitido por Elsie Ramírez Rodríguez vía correo electrónico del 24-10-2016. Por tanto, la diferencia entre el costo actualizado de la proyección y el costo reconocido en la pasada fijación tarifaria, se considera como parte de las adiciones proyectadas del período 2017.</p>
LT Río Macho-San Miguel(RMT)	<p>El monto de adición considerado en el ET-097-2015 para esta obra fue superior en el ajuste pasado por una diferencia de (¢45,10 millones), respecto al monto actualizado en el registro de adiciones presentado en el ET-059-2016.</p>
ST Coyol	<p>El monto de adición considerado en el ET-097-2015 para esta obra fue inferior en el ajuste pasado por una diferencia de 5485,20 millones de colones, respecto al monto actualizado en el presente estudio ET-059-2016.</p>
LT Barranca-La Caja	<p>El monto de adición solicitado por ICE respecto a esta obra fue superior en el ajuste pasado(ET-097-2015) por una diferencia de (¢708,10 millones), respecto al monto actualizado en el registro de adiciones presentado en el ET-059-2016.</p>

Nombre del Proyecto u obra	Observaciones
LT Río Claro-Paso Canoas	<p><i>Dada la diferencia de ₡6 292,60 millones entre el costo estimado de las obras, según lo presentado en el estudio pasado (ET-097-2015) y la actualización del monto presentado en el presente estudio (ET-059-2016), se debe solicitar al ICE las justificaciones y el desglose y detalle de costos de la obra.</i></p> <p><i>En el documento “Información Adicional de Inversiones-Sistema de Transmisión”, remitido por Elsie Ramírez Rodríguez vía correo electrónico del 24-10-2016, ICE presenta la aclaración sobre los costos imputados a este proyecto, indicando que fue un error de referencia y el monto que correcto es de ₡4 898,39 millones.</i></p> <p><i>No obstante, luego de la revisión de la información presentada y de acuerdo a lo confirmado con ICE en reunión técnica realizada el 25 de octubre de 2016, se constata que la habilitación operativa de dichas obras, se realizará en enero de 2018. Por tanto, se excluye de las adiciones consideradas para el período 2017.</i></p>
LT La Caja-Colima	<p><i>En el presente estudio ET-059-2016, ICE indica que la adición de la obra se estima para el año 2018 por un monto de ₡10 661,4 millones. Por lo que se debe verificar la justificación del atraso para la habilitación operativa de dicha obra, pues en el estudio del ET-097-2015, se estimaba su habilitación para el 2017 y se había registrado un costo estimado de ₡4 951,40 millones.</i></p> <p><i>Por tanto, dada la diferencia de ₡5 710,00 millones y el desplazamiento de la adición del proyecto del 2017 al 2018, como parte del seguimiento de los proyectos de inversión se considera pertinente solicitar al ICE los motivos de atraso que ha tenido dicha obra y verificar el avance real registrado a la fecha.</i></p>
ST Tejona	<p><i>En el ET-097-2015, ICE no indicó monto de adición sobre este proyecto, e incluso se hizo referencia a que su adición se realizaría en el 2018. Sin embargo en la información presentada en el presente estudio ET-059-2016, se indica que la adición de la obra fue considerada como parte de las adiciones del año 2016 por un monto de ₡1 034,8 millones.</i></p>
Nuevo Centro de Control	<p><i>En el presente estudio ET-059-2016, ICE indica que la adición de la obra se estima para el año 2018 por un monto de ₡45 407,80 millones. Por lo que se debe verificar la justificación del atraso para la habilitación operativa de dicha obra, y la diferencia ₡12 115,40 millones, pues en el estudio del ET-097-2015, se estimaba su habilitación para el 2017 a un costo de ₡33 292,40 millones.</i></p> <p><i>En el documento “Información Adicional de Inversiones-Sistema de Transmisión”, remitido por Elsie Ramírez Rodríguez vía correo electrónico del 24-10-2016, ICE presenta las aclaraciones sobre los montos de adición considerados, ya que para la adición reportada en el año 2015 en el ET-097-2015 fue por un monto erróneo, pues en realidad debía de ser ₡45 141,00 millones de colones.</i></p> <p><i>Como parte del proceso de seguimiento de proyectos de inversión, se realizó la visita técnica al Proyecto Nuevo Centro de Control de Energía tanto al Edificio de Cañas como el de San Miguel. Ver detalle en el Informe de Supervisión anexo.</i></p>

Micro-inversiones

Nombre del Proyecto u obra	Observaciones
ST Mejoras a Subestaciones-Varias	Luego de la revisión de la información y verificación de las obras de subestaciones programadas entre el período 2016 y 2017, se identificó que una de las obras a realizar se desplazó para el período 2017 con la actualización del monto de la adición proyectada. Dicho obra corresponde a la obra nombrada como "Cambio de Seccionadoras de Línea con puesta a tierra, Barra y Derivación de las líneas de transmisión 138 Kv, AMS ST RIO MACHO". Por lo que se restan de las adiciones ϕ 47,01 millones del 2017 dado que fue una obra ya reconocida como parte de las adiciones consideradas para el período 2016, y se reconoce la diferencia entre el monto de la proyección actualizada y el monto de la adición proyectada reconocida en el ET-097-2015.
LT Mejoras a Líneas-Varias	Para el caso de las adiciones proyectadas para el período 2017, se reconocen ϕ 175,30 millones que corresponden a las micro inversiones que detalla el ICE en el documento Programa Mejoras Sistema Transmisión_IE-RE-7799.
LIMAT- Otras Mejoras de Negocio Transmisión	Para el caso de las adiciones 2017, se determinó que en la fijación pasada se reconocieron adiciones que no fueron realizadas. Por tanto, el monto indicado para el período 2017 por ϕ 61,60 millones, se excluye, ya que la empresa cuenta con adiciones reconocidas en la fijación tarifaria realizada para el período 2016. El detalle puede ser verificado en el documento Programa Mejoras Sistema Transmisión_IE-RE-7799. "
CC Mejoras al Centro de Control	Para el caso de las adiciones 2017, se determina que en la fijación pasada se reconocieron montos de adiciones que no fueron realizadas. Por tanto, el monto indicado para el período 2017 por ϕ 1 894,10 millones se excluye, ya que la empresa cuenta con recursos asociados a las adiciones consideradas en el cálculo de base tarifaria para la fijación realizada para el período 2016. El detalle puede ser verificado en el documento Programa Mejoras Sistema Transmisión_IE-RE-7799.
Otros activos-Planta general (Formación de capital)	<p>Para el caso de las adiciones 2017, se determina que en la fijación pasada se reconocieron adiciones que no fueron realizadas. Luego del análisis se determina si deben ser incorporados, excluidos o si debe considerarse el monto indicado para el período 2017 el monto actualizado para el período 2017 menos la diferencia resultante entre el monto reconocido en la fijación anterior y el monto actualizado en el actual estudio tarifario del período 2016, según corresponda. Ver detalle en documento: Inversiones ICE-TX-ET-059-2016 Final.</p> <p>El detalle de las micro-inversiones puede ser verificado en el documento Programa Mejoras Sistema Transmisión_IE-RE-7799.</p>

Luego de este análisis y la verificación de las adiciones que deben ser consideradas en el cálculo de la base tarifaria para el periodo 2017, y revisados los parámetros económicos de tipo de cambio y las inflaciones internas y externas, en el siguiente cuadro se presenta la propuesta de adiciones, según la IE (ajustada por el porcentaje de ejecución, por el respectivo índice de precios):

Cuadro No. 5
Sistema de transmisión, ICE
Detalle de adiciones, 2016-2018
(millones de colones)

	AÑO			Total Período
	2015	2016	2017	
Subestaciones	0,00	31 143,90	8 271,50	39 415,40
Líneas	0,00	46 059,10	9 334,96	55 394,06
CENGE	0,00	838,10	0,00	838,10
Planta general (Otros Activos para construcción y Otros Activos para operación)	0,00	960,40	2 354,93	3 315,33
TOTAL DE ADICIONES	0,00	79 001,50	19 961,38	98 962,88

Fuente: Aresep.

vii. Resumen de adiciones y retiros:

De acuerdo con lo indicado anteriormente, el cuadro siguiente muestra un resumen de lo solicitado por la empresa eléctrica referente a adiciones y retiros para el periodo 2016-2017:

Cuadro No. 6
Sistema de transmisión, ICE
Propuesta ICE, 2016-2018
(millones de colones)

	AÑO			Total Período
	2015	2016	2017	
Adiciones	0,00	79 001,50	43 787,69	122 789,19
Retiros	0,00	3 633,82	4 447,59	8 081,41

Luego del análisis efectuado por la IE, de acuerdo con la metodología, se muestra en el siguiente cuadro, el resumen de las inversiones y adiciones consideradas por la Autoridad Reguladora:

Cuadro No. 7
Sistema de Transmisión, ICE
Propuesta Aresep, 2016-2018
(millones de colones)

	AÑO			Total Período
	2015	2016	2017	
Adiciones	0,00	79 001,50	19 961,38	98 962,88
Retiros	0,00	3 633,82	4 447,59	8 081,41

viii. Retiro de activos del sistema de transmisión.

En el caso de retiro de activos, se determinaron de acuerdo con el Anexo No.9: hojas electrónicas, Activos Fijos en Operación y Otros activos en operación-Transmisión 2016-2018, adjunto al Anexo la #9_MOD_ACT del ET-059-2016, ICE presenta el detalle y el motivo del retiro de los activos:

Cuadro No. 8
Sistema de transmisión, ICE
Programa de retiro de activos propuesta por el ICE, 2016-2018
(millones de colones)

ACTIVOS FIJOS EN OPERACIÓN(120)	2016				2017			
	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Subestaciones	33.61	191.46	22.72	162.89	100.76	255.97	51.06	209.77
Líneas	106.84	12.33	17.78	1.66	115.37	19.65	23.07	8.36
CENCE	3675.48	302.12	466.44	20.93	638.72	52.09	80.22	5.11
Subtotal	3 815,93	505,91	506,94	185,48	854,85	327,71	154,35	223,24
OTROS ACTIVOS EN OPERACIÓN(140)	2016				2017			
	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
01-Terrenos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
02-Vías de comunicación terrestre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
03-Edificios	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
04-Materiales y equipo para la producción	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
05-Equipo de construcción	0.00	0.00	0.00	0.00	35.00	0.00	35.00	0.00
06-Equipo de transporte	0.00	0.00	0.00	0.00	20.40	0.00	20.40	0.00
07-Equipo de comunicación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
08-equipo y mobiliario de oficina	0.10	0.00	0.10	0.00	0.50	0.00	0.40	0.00
09-Equipo y programad de cómputo	111.90	0.00	107.50	0.00	102.70	0.00	94.30	0.00
10-Equipo sanitario de laboratorio e investigación	0.10	0.00	0.10	0.00	0.60	0.00	0.30	0.00
11-Equipo y mobiliario educacional, deportivo y recreativ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12-Maquinaria y equipo diverso	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13-Maquinaria y equipo de mantenimiento	1.00	0.00	1.00	0.00	4.40	0.00	4.40	0.00
14-Equipo para fotografía, video y publicación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15-Semolientes	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Subtotal	113,10	0,00	108,70	0,00	163,60	0,00	154,80	0,00
TOTAL Retiros	3 929,03	505,91	615,64	185,48	1 018,45	327,71	309,15	223,24

Fuente: Anexo No.9: hojas electrónicas, Activos Fijos en Operación y Otros activos en operación-Transmisión 2016-2018.

Asimismo, se presenta el cuadro resumen de los retiros asociados a las cuentas 120-Activos fijos en operación y 140-Otros activos en operación:

Cuadro No. 9
Sistema de transmisión, ICE
Programa de retiro de activos propuesta por Aresep, 2016-2018
(millones de colones)

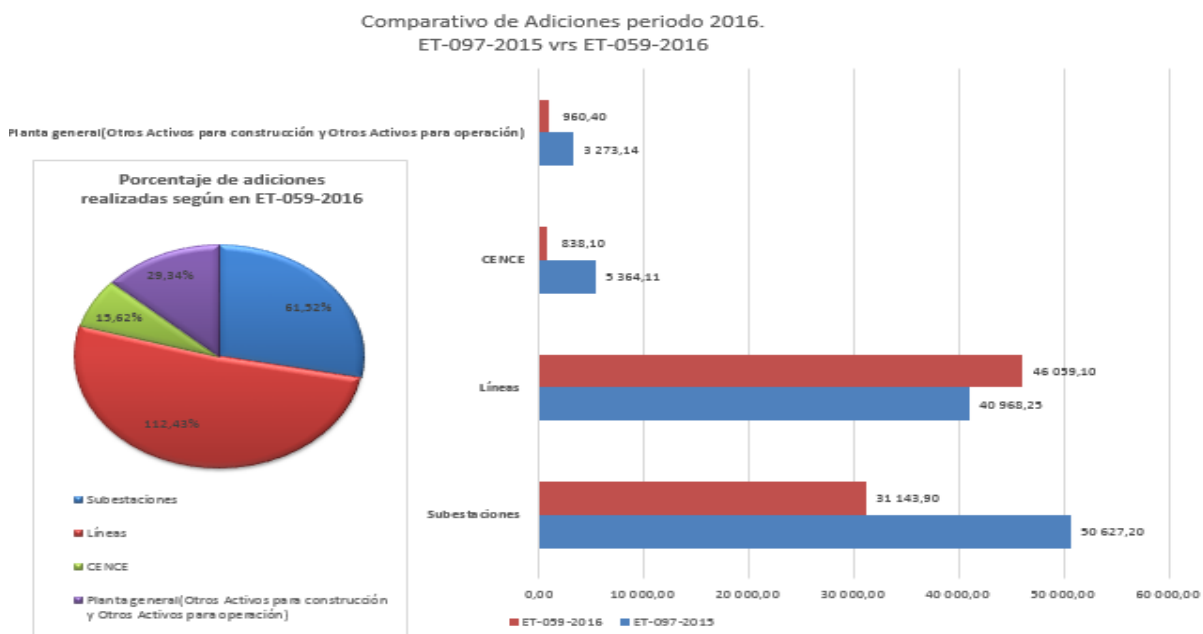
AÑO 2016				
OBRAS	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
ACTIVOS FIJOS EN OPERACIÓN(120)	3 815,93	505,91	506,94	185,48
OTROS ACTIVOS EN OPERACIÓN(140)	113,10	0,00	108,70	0,00
Total Retiro de Activos 2016	3 929,03	505,91	615,64	185,48
AÑO 2017				
OBRAS	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
ACTIVOS FIJOS EN OPERACIÓN(120)	854,85	327,71	154,35	223,24
OTROS ACTIVOS EN OPERACIÓN(140)	163,60	0,00	154,80	0,00
Total Retiro de Activos 2017	1 018,45	327,71	309,15	223,24
TOTAL	4 947,48	833,62	924,79	408,72

Fuente: Aresep.

Es importante resaltar que ICE presentó el detalle de los activos retirados para el año 2016 y 2017, el cual puede ser verificado en el archivo digital Inversiones ICE-TX-ET-059-2016 Final.

ix. Comparativo de adiciones para el periodo 2016

En el siguiente gráfico se presenta la comparación de las adiciones reconocidas y consideradas en el cálculo de base tarifaria para el ajuste realizado sobre el periodo 2016, según consta en el ET-097-2015 y las adiciones reales estimadas actualizadas para el periodo 2016 presentadas en el ET-059-2016.



En el gráfico se evidencia que de las adiciones consideradas en el ajuste tarifario del periodo 2016, según actualización presentada en ET-059-2016:

- Se ejecutó un 61,52% de las adiciones en subestaciones.
- Se evidencia una sobre ejecución del 12,43% en el caso de adiciones de líneas.
- Se ejecutó un 15,62% de las adiciones en el CENCE
- Se ejecutó un 29,34% de las adiciones para planta general.

En síntesis, se evidencia que las adiciones según lo indicado en el ET-059-2016, representan un 78,82% del total de adiciones consideradas en el cálculo de la base tarifaria de la fijación tarifaria para el periodo 2016.

d. Retribución al capital

Según la metodología tarifaria vigente, los ingresos de operación (precio promedio multiplicado por las cantidades vendidas de energía, más otros ingresos), deben ser iguales que la suma de los gastos tarifarios, más el rédito de desarrollo en términos monetarios; de tal modo que esta última variable determina en gran medida el nivel de las tarifas.

El ICE obtuvo, en primera instancia para el sistema de transmisión, un rédito para el desarrollo para el 2017 del 7,10% según el modelo WACC.

Para obtener una tasa de rentabilidad o rédito para el desarrollo que sirva como parámetro para esta fijación tarifaria, la Intendencia de Energía utilizó el modelo Promedio Ponderado del Costo de Capital (WACC por sus siglas en inglés) y el Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM por sus siglas en inglés).

El primero de estos modelos indica que la tasa de rentabilidad de la empresa, se obtiene ponderando las tasas del costo del capital propio y del costo de la deuda. Este último se puede obtener, por ejemplo, como el costo marginal del endeudamiento (v.g. tasa de interés del último crédito obtenido); como el costo promedio ponderado de los diferentes préstamos que tiene la empresa o como la razón del costo de la deuda entre el pasivo promedio.

El Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM), utilizado para calcular el costo del capital propio, señala que los cambios en el retorno de un activo, están relacionados con el riesgo asociado con éste y pueden ser separados en dos grandes componentes: los relacionados con el mercado en su conjunto (riesgo sistemático) y los derivados de las inversiones específicas (riesgo específico). Este modelo es consistente con la política regulatoria que contempla como uno de sus objetivos básicos la sostenibilidad del servicio, dado que esto implica entre otras cosas, garantizar un rendimiento sobre el capital invertido que haga atractivas las inversiones en el sector, lo cual además es consistente con lo establecido en la Ley 7593 que regula los servicios públicos en nuestro país.

Para el cálculo del costo de capital del ICE se emplearon las siguientes fórmulas:

$$(1) r_{kp} = r_l + \beta (r_m - r_l) \quad (\text{modelo CAPM})$$

En donde:

r_{kp} = Costo del capital propio

r_m = Rendimiento de una cartera diversificada de acciones y

r_l = Tasa libre de riesgo.

$r_m - r_l$ = Prima de riesgo.

β = Mide la correlación entre los rendimientos de mercado y los de una inversión específica.

$$(2) r_k = r_d * (1-t) * D/A + r_{kp} * P/A \quad (\text{modelo WACC})$$

En donde:

r_k = Costo de capital de la empresa

r_d = Costo del endeudamiento

r_{kp} = Costo del capital propio

t = Tasa impositiva

D = Valor de la deuda

P = Valor del capital propio (KP) o patrimonio

A = Valor total de los activos ($D + P$).

Los valores y la fuente de información de cada variable del modelo son los siguientes:

- La tasa libre de riesgo (r_f) fue obtenida como el promedio de los promedios mensuales de los últimos 12 meses de la tasa de interés de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América a 10 años plazo, con corte a diciembre del 2015 (2,32%). Se utilizó como fuente de información, la siguiente dirección electrónica: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>.
- La Prima por riesgo (PR) ($r_m - r_f$) se obtuvo de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York (EUA), en la siguiente dirección de Internet: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/implprem/ERPbymonth.xls>. Se utilizará el promedio aritmético de los valores disponibles dentro de los últimos doce meses, siendo éste de 5,73% con corte al mes de diciembre del 2015.
- El riesgo país (r_p) no se considera en este caso, dado que al ser una empresa pública, creada para la prestación del servicio de suministro de electricidad, el riesgo país es irrelevante para la decisión de colocación del capital aportado para la prestación de este tipo de servicio público, pues las empresas no tienen la opción de colocar sus recursos en ningún otro país alternativo y consecuentemente, tampoco tienen la posibilidad de mover su capital.
- El valor de la beta (β) se obtuvo de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York, USA, según la página: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar>. Su valor se estimó en 0,36 (beta desapalancada) correspondiente al dato de enero de 2016. Para su estimación se utilizó la clasificación denominada Industria Utility (General), en la cual se agrupa las empresas eléctricas más representativas del área, con lo cual se ajusta al sector que se está regulando.
- El valor del costo de la deuda (r_d) se estimó en 6,21%, el cual se obtuvo de la ponderación de las tasas de interés de los pasivos de largo plazo que tiene el sistema de generación que presta el ICE.
- La tasa impositiva (t) se supuso igual a cero (0) dado el acuerdo 15-149-99 de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora (acta de la Sesión 149-99 del 19 de agosto de 1999).
- El valor de los pasivos (D) es de $\text{¢}369\,530\,033$ millones, el capital propio o patrimonio (P) es de $\text{¢}201\,705\,000$ millones y el valor total de los activos (A) es de $\text{¢}571\,235\,033$ millones, según la información de los Estados Financieros a mayo del 2016 y reportes del ICE⁶.

Como resultado de lo anterior y con la información financiera disponible a mayo del 2016, el costo promedio ponderado del capital para los servicios que presta el ICE es el siguiente:

⁶ Los datos de deuda se obtuvieron del informe de tasa de rédito para el desarrollo presentado en agosto 2016 y que presenta datos de mayo 2016, lo anterior pues son los datos más recientes con la desagregación requerida para calcular de mejor modo el modelo. No se cuenta con un dato más reciente, y por lo tanto se realizan recomendaciones respecto de mantener dicha información actualizada mientras se mantenga el modelo actual para el cálculo de precios.

Cuadro No. 10
Instituto Costarricense de Electricidad
Réditos de Desarrollo del Sector eléctrico
Periodo 2017

Sistemas de la empresa ICE	Estimación ICE		Estimación ARESEP	
	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)
Sistema de Generación	7,09%	6,91%	5,83%	5,77%
Sistema de Transmisión	9,05%	7,10%	8,24%	6,93%
Sistema de Distribución	6,31%	5,78%	7,25%	5,91%
Sistema de Alumbrado Público	5,93%	6,20%	5,30%	5,76%

Fuente: Aresep.

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital del sistema de transmisión que presta el ICE (modelo WACC) es de 6,93% y el costo del capital propio es de 8,24%, (ver anexo).

e. Cálculo de la base tarifaria

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente publicada en el diario oficial La Gaceta el lunes 10 de Agosto de 2015, mediante la resolución RJD-140-2015, la base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio (AFNORP) y el capital de trabajo.

El activo fijo neto en operación promedio, se obtiene como una media aritmética simple del activo fijo neto en operación revaluado al mes de Diciembre del periodo establecido como el año base y el activo fijo neto en operación revaluado estimado al mes de Diciembre del periodo proyectado, así sucesivamente para los años donde se esté solicitando tarifa.

Los Estados Financieros Auditados remitidos para el presente estudio por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) con corte a Diciembre de 2015 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) en conjunto con la información adicional sirven de insumo inicial para el cálculo de la Base Tarifaria.

Los saldos presentados en los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre 2015 correspondientes a los servicios regulados para el sistema de transmisión son:

Cuadro No. 11
Sistema de transmisión, ICE
Saldo de cuentas al 31 de Diciembre del 2015
(millones de colones)

Cuenta	Activo al Costo	Depreciación acumulada al costo	Revaluación	Depreciación acumulada revaluación
Activos en operación	425.630,00	87.465,00	295.164,00	211.319,00
Otros activos en operación	68.261,00	43.631,00	9.435,00	4.240,00

Fuente: Elaboración propia con datos de los Estados Financieros Auditados.

Cabe destacar que existen diferencias en los saldos de los activos según el auxiliar de activos y los montos incluidos en los archivos electrónicos “Transmisión O.A.O._2016_revis_16_08_16.” Y “AFO_2017_revis_16-8-16 TX”, para efectos del cálculo de la base tarifaria se consideró los datos de éste último con corte al 31 de diciembre del 2015, debido a que los montos coinciden con los saldos de los estados financieros auditados a esa fecha.

En relación a los criterios técnicos utilizados en el presente estudio, se indica que se utilizó los saldos reportados en los Estados Financieros Auditados con corte a Diciembre de 2015, los indicadores económicos citados en la sección de parámetros económicos de este informe, las tasas de depreciación y los porcentajes del componente local y externo que se muestran a continuación:

Cuadro No. 12
Sistema de transmisión, ICE
Componente local y externo (%)

Detalle	Local	Externo
Generación Hidráulica	40,20%	59,80%
Generación Térmica	44,00%	56,00%
Generación Solar	77,70%	22,30%
Generación Geotérmica	60,10%	39,90%
Generación Eólica	36,30%	63,70%
Obras de Transmisión	67,50%	32,50%
Líneas de transmisión	81,20%	18,80%
Subestaciones	51,40%	48,60%
Obras de distribución	55,70%	44,30%
Obras de Alumbrado Público	36,40%	63,60%
Otros activos en operación	82,50%	17,50%

Fuente: ICE.

Del detalle anterior, suministrado por la empresa en el presente estudio, en lo que respecta a la cuenta “Otros activos en operación” cuyos porcentajes de asignación para los componentes local y externo corresponden al 82,50% y 17,50% respectivamente, se indica, que una vez revisada su metodología de asignación, se identificaron activos que por su naturaleza se deben clasificar con el componente local, tal es el caso de los “Edificios y Terrenos”, que para el cálculo de su revaluación la Intendencia de Energía le asignó el 100% por concepto de componente local.

Cuadro No. 13
Sistema de transmisión, ICE
Tasa de Depreciación (%)

Cuenta	Porcentaje de depreciación	Valor Residual	Vida Útil
Plantas Hidráulicas	2,25%	10,00%	40
Plantas Térmicas	3,17%	5,00%	30
Plantas Geotérmicas	2,25%	10,00%	40
Plantas Eólicas	5,00%	0,00%	20

Cuenta	Porcentaje de depreciación	Valor Residual	Vida Útil
<i>Plantas Generación Solar</i>	3,17%	5,00%	30
<i>Subestaciones</i>	3,17%	5,00%	30
<i>Líneas de distribución</i>	3,00%	10,00%	30
<i>Líneas de transmisión</i>	3.17%	5,00%	30
<i>Alumbrado Público</i>	4,80%	4,00%	20

Fuente: ICE

Las tasas que refiere el cuadro anterior se utilizaron para el cálculo de la base tarifaria, fueron aprobadas por el SNE y están vigentes a la fecha.

Esta Intendencia realizó ajustes en la base tarifaria para el periodo 2015, según detalle a continuación:

1. No se estimó la depreciación ni revaluación de los siguientes activos:

- i. Activos que se encontraban totalmente depreciados o que se clasificaron como “Activos u otros activos fijos en operación no sujetos a revaluación ni a depreciación”, (cuyos saldos refirió el petente en los archivos “Transmisión OAO_2016_revis_16_08_16.” Y “AFO_2017_revis_16-8-16 TX)*

Es importante mencionar la irregularidad que prevalece en este tipo de activos, ya que en algunos casos el saldo de los activos no depreciables supera el valor validado con los estados financieros auditados.

- ii. “Otros activos inmovilizados en construcción” (cuyos saldos refirió el petente en el archivo “Transmisión OAO_2016_revis_16_08_16.”).*
- iii. Los activos clasificados en la categoría “Maquinaria, Equipo y Vehículos depreciables por uso” de la cuenta 140 “Otros activos en operación”, debido a que el cálculo de su depreciación no está conforme a lo establecido en la metodología RJD-140-2015, que refiere al método de depreciación lineal.*

El ICE no aportó información suficiente para justificar la modificación del método para depreciar sus activos, ni refirió al sustento técnico utilizado para establecer un método de depreciación distinto al aprobado en la metodología vigente, pese a que esto se requirió mediante el oficio No. 1396-IE-2016, del 04 de octubre del 2016. En respuesta al oficio citado, la entidad refirió al ajuste realizado en el cierre del año 2015; de manera que con fundamento en los datos suministrados, esta Intendencia procedió a ajustar los saldos de los activos y sus depreciaciones (excluyendo el efecto del cambio en la forma de depreciar cada componente).

Cuadro No. 14
Sistema de transmisión, ICE
Ajuste del método de depreciación en función del uso, 2015
(millones de colones)

Sistema	Monto
Generación	755,01
Transmisión	117,90
Distribución	185,67
Gerencia de Electricidad*	6.392,83
Alta dirección telecomunicaciones	51,49
Sector telecomunicaciones	87,21
Total de Ajustes	7.590,11

Fuente: ICE. Para la asignación de la Gerencia Electricidad entre los sistemas se consideró los porcentajes que refieren los estados financieros auditados.

Con base en los criterios expuestos anteriormente, el saldo del activo fijo neto en operación presenta diferencias con respecto a los suministrados por el ICE (según el documento electrónico "EF_TAR_PROP_TRANS_17", tal como se muestra a continuación:

Cuadro No. 15
Sistema de transmisión, ICE
Comparativo del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado y Promedio
(millones de colones)

	ICE	ARESEP	Diferencia (Abs)	Diferencia (%)
AFNOR	550.948,43	521.236,59	(29.711,84)	-5,39%
AFNOR-P	532.777,14	515.733,05	(17.044,09)	-3,20%

Fuente: Elaboración propia

El activo fijo neto en operación revaluado promedio (AFNOR-P) a considerar en la base tarifaria corresponde al monto de ¢515 733,05 millones.

f. Análisis financiero

i. Criterios generales de proyección aplicados

A continuación se detallan los criterios tarifarios utilizados en el presente apartado de análisis financiero, los cuales son congruentes con la metodología tarifaria vigente para el sistema de transmisión de energía eléctrica, según la resolución RJD-140-2015 del 27 de julio del 2015, la cual fue publicada en el Alcance Digital No. 63 del 10 de agosto del 2015 y que determinan el tratamiento de cada una de las cuentas de costos y gastos asociados a la prestación del servicio que presta el ICE, tal y como se detalla:

- **Liquidación tarifaria:** Todas las proyecciones de costos y gastos incorporados en el presente estudio tarifario, están sustentados en la metodología tarifaria vigente.

En el mismo marco metodológico se estableció lo siguiente en materia de liquidación tarifaria y el tratamiento que se le deba de dar a todas aquellas erogaciones de costos y gastos, en las cuales el resultado final fue diferente a lo fijado para el servicio regulado por el Órgano Regulador, tal y como se detalla enseguida:

“(...) Liquidación del período anterior

Una vez aplicado por primera vez el modelo descrito en la presente metodología, en las sucesivas fijaciones ordinarias para el servicio de transmisión de energía eléctrica, deberán revisarse y actualizarse todas las estimaciones realizadas para el cálculo del ajuste tarifario vigente. De manera que se identifiquen las diferencias entre los valores estimados para todas las variables que se consideran en el cálculo del ajuste tarifario y los valores reales identificados durante el período en que el ajuste tarifario estuvo vigente.

De esta forma, Aresep tomará en cuenta las desviaciones que se originan en el cálculo del ajuste tarifario vigente mediante estimaciones, respecto al cálculo del ajuste tarifario vigente considerando los valores observados –reales- y actualizados; la diferencia se agrega, afectando los ingresos al incluirse como una partida denominada liquidación del período anterior.

Se realizarán ajustes en los ingresos y gastos asignados por tarifa y reales, para los costos totales (COMA) y los Ingresos totales (IT). Los gastos y costos reales que serán analizados son los coincidentes con los que se incluyeron en las tarifas del estudio tarifario anterior. Lo anterior con el fin de que vía tarifa se le devuelva al usuario los ingresos obtenidos, por la empresa generadora, por encima de sus costos. De manera contraria, si los ingresos fuesen inferiores a los gastos, la empresa generadora podrá solicitar un estudio ordinario con las justificaciones pertinentes.

El diferencial entre los ingresos del período y los gastos del período van a resultar en el monto que debe adicionarse a los ingresos para el período siguiente.

$$LI_z = ITA_z - GTA_z \text{ (Fórmula 9)}$$

Asimismo, para estos efectos, los datos reales auditados o disponibles presentados por el operador deben estar justificados y ser razonables. Estos datos serán revisados, analizados y depurados por parte de la Autoridad Reguladora con el propósito de determinar su reconocimiento, y en ningún caso podrá considerar elementos que se limitan en esta metodología. Se deberá cumplir con los objetivos de la Ley 7593.

El ajuste para gastos, contrasta los gastos estimados incluidos en el cálculo de la tarifa vigente con los gastos reales obtenidos por la empresa generadora, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$GTA_z = GR_{coma,z} - GE_{coma,z} \text{ (Fórmula 9.1)}$$

El ajuste por ingresos es la diferencia en los ingresos estimados incluidos en el cálculo de la tarifa vigente con los ingresos reales obtenidos por la empresa generadora, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$ITA_z = ITR_z - ITE_z \text{ (Fórmula 9.2)"}$$

- *Los parámetros económicos utilizados para realizar la proyección de las diferentes cuentas de costos y gastos propios del sistema de transmisión se fundamentan en el Programa Macroeconómico elaborado por el Banco Central de Costa Rica, para el periodo 2016-2017, tal y como se detalla en el apartado 2 del presente informe.*
- *La proyección de cada uno de los costos y gastos para el año 2017, se realizó tomando en consideración los siguientes criterios:*
 - ✓ *Se definió la relevancia de las partidas mediante el análisis horizontal y vertical.*
 - ✓ *Para el análisis de las partidas objeto de gasto y se discriminó las variaciones que superaron el indicador económico que corresponde a la cuenta (ejemplo: inflación, decretos salariales, etc.).*
 - ✓ *Se procedió a definir las cuentas que tiene un carácter recurrente versus las que no lo son y que tienen un impacto en el 2017.*
 - ✓ *Se analizó las justificaciones que presentó el ICE para cada una de las partidas relevantes dentro de su estructura de gastos, así como la verificación de la documentación de respaldo para validar el costo o gasto a incorporar en el periodo 2017.*
 - ✓ *En el caso de partidas cuya proyección o ejecución refleja un incremento menor al indicador económico, se consideró el dato que indica la empresa (en el tanto no exista evidencia de que la cuenta amerite otro valor, resultado del análisis realizado).*
 - ✓ *No se incorporó en las proyecciones de costos y gastos aquellas partidas en las cuales la petente no presentará la respectiva justificación.*
 - ✓ *Se excluyó de la proyección las erogaciones de naturaleza no recurrentes en relación con el periodo base.*
 - ✓ *Para la proyección de los gastos generales se utilizó el porcentaje de 2,06% para el periodo 2017.*
 - ✓ *Se incluyó aquellos gastos que fueron debidamente justificados y detallados, cuya variación no depende de la inflación, ejemplo el OG 311, cuya proyección se dio en función de las personas próximas a jubilar o retirar.*
- *Para las partidas de “remuneraciones” se tomó en consideración los siguientes criterios:*
 - ✓ *Se proyectó los salarios del ejercicio 2017, a partir de las erogaciones incluidas en el estudio tarifario del periodo 2016 y se le aplicó la inflación esperada para el año 2017, la cual corresponde a un 2,06% en ese periodo.*
 - ✓ *Para los objeto de gasto No. 18 “Décimo tercer mes”, 19 “Salario escolar”, 27 “Contribución patronal al seguro de salud de la CCSS”, 28 “Contribución patronal al IMAS”, 29 “Contribución patronal al INA”, 30 “Contribución patronal al fondo de desarrollo social y asignaciones familiares”, 31 “Contribución patronal al BPDC”, 34 “Contribución patronal al seguro de pensiones CCSS”,*

35 “Aporte patronal al ROPC”, 36 “Aporte patronal al FCL” y 37 “Contrib. patronal a otros fondos administrados por entes públicos”, se contempló la aplicación de los siguientes porcentajes 8,33%, 8,19%, 9,25%, 0,50%, 1,50%, 5,00%, 0,50%, 5,08%, 1,50%, 3,00% y 10,50%, respectivamente.

- ✓ Se incluyó el objeto de gasto N° 37 “Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos” con fundamento en el voto número 2016007998, de la Sala Constitucional, de fecha 10 de junio de 2015 a las 11:50 a.m., que cita lo siguiente:

[...] Se declara con lugar el recurso. Se anula el contenido de la resolución de fijación ordinaria del margen de operación de Recope S.A., N° RIE-091-2015 de las 10:41 horas del 21 de agosto de 2015, de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, en lo que se refiere a la exclusión del cálculo tarifario los gastos asociados a los beneficios de la Convención Colectiva (...) Los Magistrados Jinesta Lobo y Hernández López ponen notas separadas. Los Magistrados Castillo Víquez y Hernández Gutiérrez salvan el voto y declaran sin lugar el recurso por razones diferentes. El Magistrado Rueda Leal salva el voto y declara sin lugar el recurso, porque el objeto de este asunto es ajeno a la naturaleza sumaria del amparo, lo que no obsta que los amparados acudan a la vía jurisdiccional ordinaria. [...]

- Para el caso específico de las cuentas denominadas “contables”, dado que existen limitaciones en la información aportada por la petente para dar trazabilidad a los montos registrados en cada sistema y cuenta, y al no demostrar el gasto incurrido en el sector electricidad (con sus justificaciones y respaldos), se consideró para la proyección de la cuenta para el año 2017, las cifras que se reconocieron vía tarifas en el periodo 2016 (según consta en el expediente ET-097-2015).
- El servicio de regulación (canon Aresep), se asignó a los servicios regulados de generación, transmisión, distribución y alumbrado público, con base en los siguientes porcentajes 27%, 18%, 46% y 9%, respectivamente; los cuales se obtuvieron del oficio N° 280-DAF-2000, emitido por el Ente Regulador el 7 de abril del año 2000. Los montos asignados en el año 2017, ascienden a las sumas de ₡369,94, ₡246,63, ₡628,47 y ₡123,31 millones, en el mismo orden citado, conforme al canon de regulación publicado en la gaceta N° 205 del 26 de octubre del 2016.

ii. Análisis de las principales cuentas del estado de resultados:

- **Ingresos por venta de energía**

Se tomaron los datos recomendados en el estudio de mercado del presente informe.

- **Gastos de operación y mantenimiento:**

- ✓ Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general.

- ✓ *En el año 2017 se incluyó en las tarifas el monto de ¢16 958,7 millones por concepto de gastos de operación y mantenimiento.*

- **Estudios Preliminares**

- ✓ *Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general.*
- ✓ *Para la estimación tarifaria del 2017, se incluyó en las tarifas el monto de ¢389,6 millones por concepto de gastos de estudios preliminares.*

- **Gastos complementarios de operación**

- ✓ *No se proyectó esta partida, debido a que esta no tenía recursos tarifarios para el año 2016 y no se justificó los costos a incurrir en el periodo 2017.*

- **Servicio de regulación**

- ✓ *El canon asignado al sistema de transmisión de energía eléctrica corresponde a la suma de ¢246,6 millones, estimado al aplicar un 18%, sobre el canon del periodo 2016, publicado en La Gaceta N° 205 del 26 de octubre del 2016. Este porcentaje fue fijado según lo aprobado en su oportunidad por la ARESEP (el oficio N° 280-DAF-2000, emitido por el Ente Regulador el 07 de abril del año 2000)*

- **Gastos administrativos**

- ✓ *Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indicó en criterios generales.*
- ✓ *Se incluyó el gasto no recurrente para el año 2017 del proyecto PIFE, por un monto de ¢193,0 millones.*
- ✓ *En el año 2017 se incluyó en las tarifas el monto de ¢5 482,6 millones por concepto de gastos administrativos.*

- **Seguros**

- ✓ *El ICE presentó un incremento en el valor asegurable de la adquisición de un transformador en ST Tejar por la suma de \$900 millones. No se incluyó lo concerniente al Proyecto Hidroeléctrico Reventazón, debido a que en la información aportada por la petente, no se presentó el detalle de los activos que conforman éste*

proyecto. Por lo que el monto por concepto de “seguros” asignado al sistema de transmisión de energía eléctrica asciende a ϕ 236,6 millones.

- **Depreciación de activos y otros activos en operación**

- ✓ El monto incluido en las tarifas del sistema de generación por concepto de “depreciación de activos y otros activos en operación” corresponde a ϕ 23 165,9 millones, según se detalla en la sección de base tarifaria.

- **Absorción de partidas amortizables e intangibles**

- ✓ Para la estimación de esta cuenta se utilizó la metodología empleada por el ICE, esta involucra la comprobación de los cálculos.
- ✓ En el análisis se excluyó dentro de la gerencia de electricidad lo correspondiente al negocio de Ingeniería y Construcción ya que pertenecen a una actividad no regulada

No se consideró el negocio de Ingeniería y Construcción en la asignación de las cifras financieras de la Gerencia de Electricidad.

Los porcentajes de distribución enviados por el ICE para la gerencia de electricidad son los siguientes:

Sistemas	% Asignación
Generación	43,42%
Transmisión	15,20%
Operación Integrada S.E.N.	2,53%
Distribución	38,85%
	100,00%

- ✓ El análisis demostró la existencia de dos o más adquisiciones de una licencia y/o software en el mismo periodo de tiempo con las mismas características en los negocios Gerencia de Electricidad y Alta Dirección – Corporación ICE, para efectos de cálculo, se consideró una licencia por periodo, ya que el ICE no refirió a la cantidad de usuarios por licencia de manera tal que permita la validación de la adquisición.
- ✓ Los montos a incluir en la tarifa del periodo 2017 por concepto de absorción de partidas amortizables e intangibles asciende al monto de ϕ 564,3 millones para el sistema de transmisión eléctrica.

- **Alquileres operativos de instalaciones**

- ✓ *Se incluyó los arrendamientos citados por el petente, considerando el tipo de cambio que se indicó en los criterios generales de proyección. Para efectos de validar la pertinencia de cada arrendamiento bajo la figura de operativo, la entidad justificará su registro en la etapa de liquidación tarifaria.*
- ✓ *En este sentido, para el año 2017, se incluyó en las tarifas del sistema de transmisión el monto de ₡9 844,8 millones por concepto de alquileres operativos de instalaciones.*

- **Costos EOR-OMCA-MER CRIE, Complem. SIEPAC y trans. regional**

- ✓ *Para estimar los costos administrativos del EOR-OMCA para el año 2017, se utilizó la tarifa promedio de \$0,1823 por cada MWh, obtenida de los datos reales de enero a setiembre, publicados en el DTER⁷; el ICE utilizó datos a mayo (\$0,1816/MWh).*
- ✓ *Una vez que se obtuvo la tarifa para cada MWh, el área de mercado de esta Intendencia procedió a estimar la demanda para el año 2017, correspondiente a 9 533 351 MWh (estas estimaciones se ajustaron con los parámetros económicos utilizados en este informe). El cargo asciende al monto de US\$1 738 268,6 o su equivalente ₡976,28 millones para ese periodo.*
- ✓ *A la fecha del análisis de la solicitud tarifaria, no estaba actualizado el monto presupuestario del EOR para el año 2017, debido a que éste se aprueba y publica al final de cada año*
- ✓ *El Cargo Complementario de la Línea SIEPAC que se consideró en la tarifa corresponde al monto de US\$17 650 539, conforme al Ingreso Autorizado Regional Ajustado de la línea SIEPAC para Costa Rica en el año 2016, según la Resolución N° CRIE-50-2016 del 26 de agosto 2016; éste dato se actualizó con los parámetros económicos de la Autoridad Reguladora, para un total de ₡9 913,2 millones para el año 2017. A la fecha de este informe no estaba aprobado el IAR del año 2017, el cual se aprueba hasta final de año, y conforme a lo establecido en la Resolución No. CRIE-35-2016, en caso de que el IAR de la EPR no sea aprobado previo al primero de enero del año correspondiente, el Ente Operador Regional aplicará el cargo correspondiente al IAR aprobado del año inmediato anterior.*
- ✓ *El Cargo Complementario de la Línea SIEPAC proyectado por el ICE corresponde al monto de US\$18 705 180, conforme al Ingreso Autorizado Regional (IAR) de la línea SIEPAC del año 2016, según la Resolución N° CRIE-50-2015; sin embargo, éste se ajustó en la Resolución N° CRIE-45-2016, y N° CRIE-50-2016.*

⁷ Documentos de Transacciones Económicas Regionales (DTER), página web www.enteoperador.org en el apartado de Administración del MER/Informes Públicos Procesos Comerciales del MER/Costa Rica

- ✓ El monto incluido en las tarifas del sistema de transmisión por concepto de “costos administrativos del EOR-OMCA” y el “cargo complementario de la Línea SIEPAC” asciende a ₡9 913,2 millones para el año 2017.

- **Comercialización**

- ✓ No se proyectó esta partida, debido a que esta no tenía recursos tarifarios para el año 2016 y no justificó los costos a incurrir en el periodo 2017.

- **Gestión Productiva**

- ✓ La cuenta “Gestión productiva” es parte de las partidas de “contables”, por lo cual su proyección se realizó de conformidad con lo que se indicó en criterios generales.
- ✓ En el año 2017 se incluyó en las tarifas el monto de ₡7 088,5 por concepto de gastos de gestión productiva.

iii. **Capital de trabajo:**

El capital de trabajo es el producto de los costos diarios de la empresa y el período medio de cobro de cada sistema objeto de estudio.

El período medio de cobro se obtiene de las cuentas por cobrar por servicios prestados (no incluye cuentas no comerciales), según saldo promedio mostrado en los Estados Financieros Auditados de los años 2013, 2014 y 2015. El total de estas cuentas por cobrar se divide entre las ventas de energía local, según los Estados Financieros Auditados (no incluye servicios institucionales) y se multiplica por 360 días, para la obtención de un período medio de cobro de 29,3 días, el detalle de estos cálculos se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro No. 16
Sistema de Transmisión, ICE
Calculo del Período Medio de Cobro
(Millones de colones y días)

Periodo	Ventas	Cuentas por cobrar	Rotación de Cuentas por cobrar	Periodo promedio de cobro
2013	55.133,0	4.386,0	0,1	28,6
2014	55.103,6	4.396,0	0,1	28,7
2015	66.323,4	5.582,4	0,1	30,3
PROMEDIO	58.853,3	4.788,1	0,1	29,3

En el cálculo del capital de trabajo, al gasto de operación se le excluye las depreciaciones, tanto de activos en operación como de otros activos en operación y los gastos por partidas amortizables, ya que éstas no representan erogaciones reales de efectivo. Los gastos así obtenidos, se dividen entre 360, para obtener los costos diarios y se multiplican por el período medio de cobro detallado en el cuadro anterior para obtener un capital de trabajo por el monto de ₡3 954,8 millones para el año 2017.

iv. Análisis de Resultados

Los siguientes son los resultados obtenidos para el sistema de transmisión de energía eléctrica que presta el ICE una vez incorporadas las modificaciones explicadas en los puntos anteriores. De acuerdo con lo anterior, se registra una disminución del 14% en el total de gastos, respecto a los costos solicitados por el ICE en el periodo 2017, tal como se muestra en el cuadro a continuación:

Cuadro No. 17
Sistema de transmisión, ICE
Resumen de costos y gastos de operación, 2017
(millones de colones)

COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	ICE	Aresep	Δ Abs.	Δ %	Peso Δ
Operación y Mantenimiento de Transmisión	25.451,21	16.411,01	(9.040,20)	-36%	76%
Estudios preliminares	753,13	312,92	(440,21)	-58%	4%
Complementarios de operación	135,12	-	(135,12)	-100%	1%
Servicios de regulación	293,71	293,69	(0,01)	0%	0%
Administrativos	6.278,07	4.699,41	(1.578,66)	-25%	13%
Seguros	217,55	251,59	34,04	16%	0%
Depreciación activos en operación	21.163,07	24.667,23	3.504,16	17%	-29%
Depreciación otros activos en operación	1.052,35	-	(1.052,35)	-100%	9%
Absorción de partidas amortizables e intangibles	495,74	494,16	(1,58)	0%	0%
Alquileres Operativos de Instalaciones	9.646,01	9.680,46	34,44	0%	0%
Costos EOR-OMCA-MER CRIE, Complem. SIEPAC	11.072,24	11.557,94	485,70	4%	-4%
Comercialización	331,02	-	(331,02)	0%	3%
Gestión productiva	10.178,74	6.799,48	(3.379,26)	-33%	28%
TOTAL COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	87.067,97	75.167,90	(11.900,07)	-14%	100%

Los siguientes son los resultados obtenidos para el sistema de transmisión de energía eléctrica que presta el ICE una vez incorporadas las modificaciones explicadas en los puntos anteriores. De acuerdo con lo anterior, se registra una disminución del 19% en el total de gastos, respecto a los costos solicitados por el ICE en el periodo 2017, tal como se muestra en el cuadro a continuación:

Cuadro No.18
Sistema de Transmisión, ICE
Resumen de costos y gastos de operación, 2017
(millones de colones)

COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	ICE	Aresep	Δ Abs.	Δ %	Peso Δ
Operación y Mantenimiento de Transmisión	26.238,50	16.958,68	(9.279,81)	-35%	54%
Estudios preliminares	849,08	389,61	(459,47)	-54%	3%
Complementarios de operación	139,65	-	(139,65)	-100%	1%
Servicios de regulación	302,52	246,63	(55,89)	-18%	0%
Administrativos	6.548,45	5.482,64	(1.065,81)	-16%	6%
Seguros	215,62	236,63	21,00	10%	0%
Depreciación activos en operación	23.480,84	22.836,10	(644,74)	-3%	4%
Depreciación otros activos en operación	1.086,48	329,80	(756,68)	-70%	4%
Absorción de partidas amortizables e intangibles	579,63	564,35	(15,29)	-3%	0%
Alquileres Operativos de Instalaciones	9.751,25	9.844,80	93,55	1%	-1%
Costos EOR-OMCA-MER CRIE, Complem. SIEPAC	11.365,24	9.913,25	(1.451,99)	-13%	8%
Comercialización	341,67	-	(341,67)	0%	2%
Gestión productiva	10.257,30	7.088,50	(3.168,79)	-31%	18%
TOTAL COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	91.156,23	73.890,99	(17.265,24)	-19%	100%

Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía

v. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta

Del análisis realizado en los apartados anteriores y con base en el rédito obtenido mediante el modelo CAPM / WACC, se concluye que el servicio de transmisión de energía eléctrica que presta el ICE necesita una disminución del 11,12% en su tarifa a partir del 1 de enero del 2017.

III. PRINCIPALES VARIABLES QUE EXPLICAN EL CAMBIO DE LOS INGRESOS

Las principales variaciones que explican el presente ajuste tarifario, respecto a lo solicitado por el ICE, se fundamentan en:

- 1. En el presente análisis tarifario no se incorporó aquellas erogaciones o desviaciones contables y financieras respecto a lo fijado por la Aresep para el periodo 2016, dado que estas deberán de ser analizadas y si es el caso reconocidas mediante el proceso de liquidación tarifaria, de conformidad con lo señalado en la resolución RJD-140-2015, publicada en el Alcance Digital No. 63 del 10 de agosto del 2015.*
- 2. Para el año 2016, el ICE ejecutó un 14% adicional a los costos y gastos incluidos en la fijación tarifaria ordinaria para ese periodo, siendo las cuentas que más sobresalen las de “operación, mantenimiento de transmisión”, “gestión productiva” y “administrativos”.*
- 3. Para el periodo 2017 se consideró en la estructura de costos tarifaria una reducción del 19% con relación a los costos propuestos por el ICE, la principal disminución obedece al ajuste de las cuentas de gastos de “operación, mantenimiento de transmisión”, “gestión productiva”, y “costos EOR-OMCA-MER CRIE, Complem. SIEPAC”.*
- 4. En cuanto a la adición de activos para el año 2017, la Intendencia estimó ¢ 23 943,50 millones menos que lo solicitado por el ICE, equivalente a un -54,7%. La reducción se obtuvo al aplicar el porcentaje de ejecución con los índices actualizados y otros ajustes a cada una de las obras, principalmente las obras de “Subestaciones” y “líneas”.*
- 5. La base tarifaria que ha reconocido la IE para el 2017 es inferior en ¢18 293,03 millones a la base calculada por el ICE (-3,40%), dado los ajustes explicados en los apartados de base tarifaria e inversiones.*
- 6. Todo lo anterior implica que mientras el ICE solicitó ingresos adicionales de ¢7 110,6 millones para el 2017, la IE recomienda aprobar una reducción por ¢ 9 614,6 millones para el mismo periodo [...].*

[...]

V. CONCLUSIONES

- 1. El ICE solicitó fijar un incremento promedio en las tarifas del sistema de transmisión de energía eléctrica del 5,85% (cinco coma ochenta y cinco por ciento), a partir del 1 de enero del 2017.*

2. *El presente análisis tarifario no incorporó las desviaciones acaecidas entre el Estado de Resultados Tarifario (RIE-126-2015, publicada en el Alcance Digital N° 117, de la Gaceta N° 247, del 21 de diciembre del 2015) y los costos y gastos presentados por el ICE, dado que la metodología tarifaria vigente según la resolución RJD-140-2015 publicada en el Alcance Digital No. 63 del 10 de agosto del 2015, definió que dichas diferencias deberán de ser analizados mediante el procedimiento denominado “liquidación tarifaria”.*

En el mismo marco metodológico se estableció lo siguiente en materia de liquidación tarifaria y el tratamiento que se le deba de dar a todas aquellas erogaciones de costos y gastos, en las cuales el resultado final fue diferente a lo fijado para el servicio regulado por el Órgano Regulador.

3. *Los ingresos propuestos para el sistema de transmisión de energía eléctrica que presta el ICE serán de ₡109 828,8 millones en el año 2017.*
4. *De acuerdo con el análisis que precede, se recomienda una disminución del 11,12% en las tarifas sin combustibles del sistema de distribución de energía eléctrica a partir del 1 de enero del 2017*

[...]

- II. Que en cuanto a la consulta pública, del oficio 1713-IE-2016 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

1. La Defensoría de los Habitantes representada por Sra. Karina Zeledón Lépiz (visible a folios 200 al 205):

- a. *Para el sistema de generación de energía eléctrica, las estimaciones y proyecciones de costos y gastos que contienen estas solicitudes del ICE se realizaron con base en “premisas económicas para el periodo 2014-2017” sobre inflación interna, inflación externa y tipo de cambio, según las estimaciones vigentes en el Programa Macroeconómico 2016-2017 del Banco Central para el segundo semestre de 2016. Los ajustes en las tarifas superan sustancialmente el índice de inflación interna proyectada para el 2017, lo cual no se justifica debido a que no hay evidencia de que los insumos utilizados por la generación de energía eléctrica haya aumentado más que el índice de inflación y además, debe considerarse que es un servicio público que dentro de sus usuarios hay una población amplia de escasos recursos y de empresas participando en mercado competitivos.*
- b. *Para el servicio de transmisión, que Aresep revise la pertinencia, realismo y razonabilidad del programa de inversiones planteado por el ICE para el sistema de transmisión para los año 2017 el cual se sustenta, en parte, por los mayores ingresos que obtendría la institución con el incremento tarifario solicitado.*
- c. *Se considera oportuno que la Aresep revise el año base (2016) elegido para la proyección de costos y gastos a reconocer por la vía tarifaria, pues si los costos de ese año no corresponden a valores mínimos y de eficiencia.*

- d. *Para el servicio de distribución de energía eléctrica, se solicita a la Aresep definir, según la experiencia, la industria y la coyuntura económica actual, un valor apropiado del rédito para el desarrollo para el servicio de distribución de manera que si se considera apropiado para el 2016 un valor al 4,61% pretendido por la empresa, se ajuste el incremento tarifario solicitado acorde con dicha empresa.*
- e. *Para alumbrado público, se considera que el incremento solicitado es injustificable de acuerdo con la situación económica del país.*

2. La Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R.L. representada por Omar Miranda Murillo, (visible a folios 326 al 338).

- a. *Incumplimiento del inciso B artículo 4 de la Ley 7593: tal y como lo indica el inciso “Procurar el equilibrio financiero entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos”, es que el ICE solicita para el expediente ET-059-2016 un ajuste del 5,85% sin ninguna razón de ser, esto motivado en el documento que consta en el folio 079 EF_TAR_ACT_TRANS_17.xls se desprenden del libro redito.xls que el ICE con tarifas actuales tiene excedentes de operación por \$30 402,8 millones. No justifica la verdadera necesidad del requerimiento de ajustar sus tarifas actuales en 5,85%.*
- b. *Transparencia de datos: en el estudio del sistema de generación, ET-058-2016 reflejan ingresos por exportación, por lo tanto quiere decir que en el ET-059-2016 se debe reflejar peaje por exportaciones, pero para este caso, anotan en cero los ingresos para el 2017 por peaje de exportación, teniendo en cuenta que si se estima exportar energía.*
- c. *Rechazar en todos los extremos la petición tarifaria solicitada según el expediente ET-059-2016.*

3. La Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R.L. representada por Miguel Gómez Corea, (visible a folios 123 al 129, 130 al 144).

- a. *Rechazar la solicitud de fijación tarifaria correspondiente al expediente ET-047-2016.*
- b. *Divulgar correctamente el aumento que finalmente se apruebe, en forma conjunta (importaciones y generación) más los otros sistemas. Lo anterior, por cuanto se considera muy importantes que la Aresep mantenga su transparencia en su accionar o sea que se base en reglas claras, cuya aplicación sea congruente.*
- c. *Que la Aresep que indique si existe una metodología tarifaria para generación que permita hacer solicitudes tarifarias como la que se tramita en este expediente y sin cumplir con sus propios requerimientos de información publicados en diversas resoluciones.*
- d. *Se indique en la resolución final si es cierto que la solicitud tarifaria mejorará la competitividad de las tarifas del servicio de electricidad para su sistema de generación.*
- e. *Que se apruebe una nueva metodología tarifaria de carácter extraordinario para que cuando se varíen las tarifas de generación y distribución se traslade de forma automática el aumento a las tarifas de distribución, evitando así el rezago financiero y el consiguiente costo y un trámite engorroso por una variación tarifaria aprobada por la Aresep.*
- f. *Que se explique si el subsidio cruzado entre exportaciones de energía y la tarifa T-MTb cumple con lo que indica el artículo 12 de la Ley 7593.*

4. Señor Otto Guevara Guth, cédula de identidad número 1-0544-0893, (visible a folios 212 al 220).

- a. *El exceso de costos no asociados a imprevistos, sino derivados de la deficiente planificación e ineficiente ejecución de los proyectos a cargo de los concesionarios de los servicios de generación, no pueden ser considerados en las tarifas y menos ser trasladados a los usuarios, ello al amparo del numeral 32 inciso e) de la Ley 7593.*
- b. *Los costos de las obras civiles y subterráneas de los proyectos de generación P.E. Valle Central, P.H. Balsa Inferior, P.H. Pirris, P.H. Toro III y P.H. Reventazón que excedan los parámetros de imprevistos debidamente comunicados por el ICE en su oficio 0060-473-2016, deben ser rechazados por tratarse de inversiones excesivas para la prestación del servicio público.*

5. La Cámara de Industrias de Costa Rica, representada por el señor Carlos Montenegro Godínez (visible a folios 353 al 400, 209 al 256 y 254 al 301):

- a. *En el servicio de generación:*
 - i. *Rechazar el aumento tarifario solicitado pues pretender un aumento en el sistema de un 41% en sólo tres años no guarda ninguna proporción ni con la inflación, ni con el crecimiento económico, ni con la demanda eléctrica, ni con la razonabilidad que debe existir en un control elemental de gasto que debe ejecutar cualquier organización.*
 - ii. *Que antes de dar aumento tarifario sobre generación del PH Reventazón, se aclaren las dudas sobre cómo impactará la tarifa a los consumidores la entrada en operación del P.H. Reventazón por que si le está sumando kilovatios hora al sistema más caros que el promedio aumentando las tarifas innecesariamente, eso no es de recibo para los usuarios.*
 - iii. *Que se aclaren las dudas sobre el tipo de arrendamiento del P.H. Reventazón, incluyendo el arrendamiento operativo a la CNFL que menciona el contrato de fideicomiso firmado con Scottia Bank.*
- b. *En el servicio de transmisión:*
 - i. *Rechazar el aumento tarifario solicitado pues pretender un aumento en ingresos del 43% en sólo tres años no guarda ninguna proporción ni con la inflación, ni con el crecimiento económico, ni con la demanda eléctrica, ni con la razonabilidad que debe existir en un control elemental de gasto que debe ejecutar cualquier organización.*
- c. *En el servicio de distribución:*
 - i. *Revisar las estimaciones de demanda y de gastos con lupa, pues suele ser una práctica de las operadoras subestimar ingresos y sobre estimar gastos. En este caso por el lado de los ingresos llama la atención que la demanda global crecerá un 3,85% pero lo del ICE distribución solo 2,66%. Así como por el lado de los gastos, mientras los escalonamientos en gastos, son por ejemplo en remuneraciones es de 1,01% para el 2016 y de 2,5% para el 2017, pero los gastos de operación y mantenimiento, administrativos o de gestión productiva son un 39%, 31% y 56% más altos que lo aprobado por Aresep en el 2016.*
 - ii. *Explicar a los usuarios representados por la Cámara de Industrias de CR y demás usuarios, como manejará la Aresep el no cumplimiento por el ICE de los presupuestos aprobados de costos y gastos, en especial los no asociados a crecimiento de la demanda.*

- iii. *Solicitamos rechazar aumentos sobre presupuestos excedidos, saltándose la aprobación que realiza el Regulador, de lo contrario el excelente trabajo minucioso de Aresep para eliminar los gastos no requeridos para brindar el servicio se estarían echando por la borda, es decir quedarían sin ningún efecto y la aplicación de la metodología tarifaria.*
- iv. *Moderar el aumento solicitud pues al ritmo de crecimiento que solicita el ICE para el 2017, en tres años un aumento de 30% o bien de la materia prima (energía, potencia y peaje) de un 43%, se volverían a duplicar las tarifas en cinco años.*

6. La Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, representada por el señor Jack Liberman Ginsburg, (visible a folios 206 al 244, 257 al 294, 302 al 340 y del 403 al 441):

- a. *Se solicita rechazar la solicitud de aumento en las tarifas eléctricas del ICE por las siguientes razones:*
- b. *El ICE obtendrá excedentes razonables con las tarifas actuales.*
- c. *Las plantas existentes le permitirán al ICE generar 1700 GWh adicionales cuyo valor de mercado supera los 40 mil millones de colones.*
- d. *El ICE habría acumulado excedentes superiores a los 43 mil millones de colones en el año 2016 que deberán devolverse a los consumidores vía reducción de tarifas.*

7. La Cámara de Empresas Distribuidoras de Energía y Telecomunicaciones (CEDET), representada por Allan Benavides Vílchez, (visible a folios 346 al 352):

- a. *Rechazar la solicitud de fijación tarifaria tramitada en el expediente ET-058-2016. Para evitar un vicio de nulidad absoluta que se generaría si la Aresep considera en éste trámite tarifario costos que no fueron contemplados en la convocatoria de audiencia pública y suponen un aumento que tampoco fue informado a los usuarios en la respectiva convocatoria.*
- b. *Ordenar al ICE presentar una nueva solicitud que si contemple todos los costos, a efectos e que hacer una convocatoria de audiencia pública completa y transparente. Lo anterior, por cuanto se considera muy importante que la Aresep mantenga su transparencia en su accionar.*
- c. *En caso de que la Aresep decida realizar una fijación, se solicita se indique si es cierto que la solicitud tarifaria del ICE mejorará la competitividad de las tarifas del servicio de electricidad para el sistema de generación o si por el contrario la solicitud hace menos competitivo al ICE como consideramos sucede.*
- d. *Que se gestione internamente la aprobación de una nueva metodología tarifaria de carácter extraordinario para que cuando se varía las tarifas de generación y distribución se traslade de forma automático el aumento a las tarifas de distribución, evitando así el rezago financiero y el consiguiente costo.*
- e. *Que se explique si el subsidio cruzado entre exportaciones de energía y la tarifa T-MTb cumple con lo que indica el artículo 12 de la Ley 7593.*
- f. *Que se establezca que el ICE debe asumir su responsabilidad sobre la tarifa T-MTb en virtud de que solicitó que la misma no aumentase.*

A continuación las respuestas a las posiciones planteadas en el proceso de audiencia pública:

1. La Defensoría de los Habitantes representada por Sra. Karina Zeledón Lépiz.

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Premisas económicas: el análisis y estimaciones que realiza la Intendencia de Energía de los diferentes rubros que componen la petición tarifaria propuesta por el ICE, está supeditada al Programa Macroeconómico realizado por el Banco Central de Costa Rica para el periodo 2016-2017.

En este sentido, es importante indicar que cada cuenta asociada a un costo o gasto, está sujeta a un análisis riguroso que permita determinar la pertinencia del mismo con el servicio regulado, así como su peso relativo y el nivel de recurrencia en el tiempo. No obstante, es pertinente aclarar que no todas las cuentas presentan el mismo comportamiento, por lo cual algunas se verán afectadas por la inflación local o internacional así como otras son afectadas por factores externos (tipo de cambio).

Análisis de inversiones: en lo que respecta al análisis de inversiones, la Intendencia de Energía en los últimos años ha realizado un esfuerzo en elaborar esquemas y formatos de presentación de la información, tanto para inversiones como para adiciones y retiros de activos, de tal manera que la información aportada por las empresas reguladas pueda ser analizada de una manera más objetiva, coherente y sistemática, evitando con ello la doble incorporación de rubros que en el pasado han sido reconocidos vía tarifa y por situaciones propias de las empresas no se ejecutaron.

Año base: la determinación y análisis del año base son claves para determinar la incidencia de los costos y gastos en el periodo que requiere ser fijada la tarifa, en este caso particular el 2017. No obstante, de conformidad con la resolución RJD-141-2015 publicada en el Alcance Digital NO. 63 del 10 de agosto del 2015, se definió que las diferencias acaecidas en los costos y gastos fijados por la Intendencia de Energía y los obtenidos por el ICE en el ejercicio de sus actividades, deberán de ser analizados mediante el procedimiento denominado "liquidación tarifaria", la cual debe realizarse por año tarifado. En este sentido, se indica que para el análisis de la presente petición tarifario se partió de los rubros de costos y gastos incorporados en el Estado de Resultados tarifario según la resolución RIE-125-2015, publicada en el Alcance Digital N° 117, de la Gaceta N° 247, del 21 de diciembre del 2015.

Rédito para el desarrollo: es importante recalcar la trascendencia del rédito para el desarrollo en la fijaciones tarifarias, en el entendido que dicho rubro, está destinado a atender las inversiones (microinversiones), así como obligaciones de deuda como resultado de las macroinversiones o inversiones que requirieron un endeudamiento de largo plazo. El otorgar o solicitar un porcentaje menor al obtenido mediante la metodología CAPM / WACC, estaría afectando en el corto plazo la capacidad de la empresa de atender su plan de inversiones y por ende poniendo en riesgo la continuidad y confiabilidad del servicio regulado.

Petición tarifaria para la actividad de alumbrado público: todo estudio tarifario propuesto por las empresas reguladas será sometido a un análisis riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal manera que lo que se vaya a resolver se pueda justificar

de conformidad con el principio de servicio al costo y el equilibrio financiero de la empresa y los usuarios, según la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley 7593.

2. La Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R.L. representada por Omar Miranda Murillo, (visible a folios 326 al 338).

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Petición tarifaria de transmisión y peaje de exportación: todo estudio tarifario propuesto por las empresas reguladas es sometido a un análisis riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal manera que lo que se vaya a resolver debe estar debidamente justificado, de conformidad con el principio de servicio al costo y el equilibrio financiero de la empresa, así como los derechos de los usuarios, según la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley 7593.

De acuerdo con lo anterior, si el ICE proyectó para el 2017 exportaciones de energía al MER, también debió incorporar en dichas estimaciones el ingreso generado por concepto del peaje por parte del sistema de transmisión. En este sentido, la Intendencia de Energía analizó la información aportada por la petente, previendo la incorporación de los rubros que correspondan en procura de mantener el equilibrio financiero de la empresa y del usuario.

3. La Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R.L. representada por Miguel Gómez Corea

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Reconocimiento del gasto adicional en importaciones: la solicitud tarifaria propuesta por el ICE y en la cual pretendía el reconocimiento del gasto adicional en importaciones para el periodo 2016, según el expediente ET-047-2016, fue rechazado, según la resolución RIE-090-2016 del 13 de octubre del 2016, dado que la metodología vigente establece que las fijaciones ordinarias deben de ser integrales, es decir que deben de incorporar todos los costos y gastos así como los ingresos obtenidos en la prestación del servicio, de tal manera que la tarifa fijada por la Intendencia de Energía, responda al principio al costo y al equilibrio financiero de la empresa y del usuario.

En este sentido, la tarifa que se recomienda para el sistema de generación de energía eléctrica, de conformidad con el presente informe, incorporará el monto correspondiente al gasto adicional en importaciones para el 2016, puesto que la Intendencia de Energía sostiene el criterio que lo actuado en materia tarifaria debe de ser transparente, bajo reglas claras y congruente con la metodología tarifaria vigente.

Competitividad vía tarifas: es criterio de la Intendencia de Energía que la competitividad de una empresa, grupo empresarial o sector productivo no sólo depende exclusivamente de la magnitud de las tarifas eléctricas provistas por las empresas distribuidoras, sino al conjunto de variables propias y ajenas a la empresa, las cuales repercuten en su estructura de costos como en el área financiera, operativa y logística.

En este sentido, este Órgano Regulador considera que la realización de análisis técnicamente rigurosos, apegados a las metodologías vigentes, constituye un aspecto clave para que las tarifas incorporen, según lo establecido, solamente los costos relacionados con la prestación del servicio público.

Metodología extraordinaria: la metodología vigente según la resolución RRG-215-2010 del 16 de marzo del 2010, establece las condiciones y requisitos que debe de cumplir tanto la Intendencia de Energía como las empresas reguladas para su respectiva aplicación. En este sentido, una vez fijada la señal de precio para el ICE, se procederá a valorar la aplicación de oficio tal y como corresponda.

Tarifas T- MTb: en lo que respecta al precio fijado para la tarifa T- MTb y condiciones técnicas que deben de cumplir las empresas para su debida aplicación, están definidas según el Decreto N° 39219-MINAE que establece como objetivo específico 3.2.3 “Ejecutar acciones orientadas a establecer tarifas competitivas de la energía eléctrica” y dentro de las cuales se encuentra la tarifa T-MTb y cuyo ejecutor es la ARESEP” y con los objetivos del VII Plan Nacional de Energía (PNE). En este sentido, la Ley de la Autoridad Reguladora, Ley No. 7593 establece:

“(…)

Se afirma la independencia de la Aresep en el cumplimiento de sus funciones, al establecer que esta institución no se sujetará a los lineamientos del Poder Ejecutivo, con excepción de las orientaciones del Plan Nacional de Desarrollo y de los planes y políticas sectoriales”.

No obstante, la Intendencia de Energía quiere dejar quedar claro, que toda política emitida por parte del Poder Ejecutivo en materia tarifaria, y en la cual se le de a un sector un trato preferencial, deberá de garantizar de previo la sostenibilidad de la misma, con objetivos bien formulados, mecanismos de permitan medir los resultados y que al ser aplicado no genere incertidumbre y costos entre los diferentes actores en el mercado eléctrico nacional en el corto y mediano plazo.

4. Señor Otto Guevara Guth, cédula de identidad número 1-0544-0893:

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Costos excesivos: en lo que respecta a los costos no asociados o excesivos, la Ley de la Autoridad Reguladora, Ley No. 7593 en su artículo 32 establece:

“(…)

No se aceptarán costos de las empresas reguladas:

- c) Las contribuciones, los gastos, las inversiones y deudas incurridas por actividades ajenas a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada.*
- b) Las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio público.*
- d) Los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.*

e) Las inversiones rechazadas por la Autoridad Reguladora por considerarlas excesivas para la prestación del servicio público.”

De conformidad con lo anterior, la Intendencia de Energía es rigurosa en los análisis técnicos que realizar de cada una de las cuentas de costos y gastos, de tal manera que pueda garantizar que los rubros incorporados en las tarifas, además de estar debidamente justificados, estén relacionados con la prestación del servicio público.

5. La Cámara de Industrias de Costa Rica, representada por el señor Carlos Montenegro Godínez:

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Petición tarifaria para la actividad de generación y transmisión: todo estudio tarifario propuesto por las empresas reguladas es sometido a un análisis técnico riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal manera que lo resuelto sea consistente con el principio de servicio al costo, el equilibrio financiero de la empresa y los derechos de los usuarios, según la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley No. 7593.

En este sentido, es preciso aclarar que no toda la estructura de costos y gastos del sistema de generación que presta el ICE, responden a ajustes en la inflación local. Siendo más bien la regla, que muchas de las erogaciones, respondan a factores externos (inflación internacional y tipo de cambio), como a contratos, precios y tarifas de otros servicios regulados y que son demandados por la petente, provocando con ello un impacto mayor en el comportamiento de los costos de la empresa.

Proyecto Hidroeléctrico Reventazón: en lo que respecta al P. H. Reventazón, se aclara que este no fue incorporado en la presente fijación tarifaria, dado que el ICE no aportó el auxiliar de activos que comprende dicho proyecto, ni el detalle de las obras relacionadas, limitando a la Intendencia de Energía el transparentar los activos que se estarían incorporando a la base tarifaria, tal y como lo establece la metodología vigente. Conviene señalar que el ICE tampoco presentó adiciones para el año 2017 asociadas al P.H. Reventazón.

No obstante, y dada la consulta es preciso recalcar que el P.H. Reventazón presenta una estructura financiera compuesta por un arrendamiento financiero, así calificado por el ICE, así como un aporte de recursos propios. Al utilizarse la figura del arrendamiento financiero, este provocará un impacto en las tarifas de generación de energía eléctrica, ya que el plazo estipulado en el contrato de arrendamiento es menor al que se otorga en el mercado financiero por un financiamiento tradicional y las tasas implícitas asociadas a este tipo de esquemas por lo general son mayores.

En el servicio de distribución: todo análisis tarifario conlleva la revisión exhaustiva de cada una de las cuentas de costos y gastos que lo componen, de conformidad con los criterios tarifarios aplicados por la Intendencia de Energía, de conformidad con lo establecido en la metodología tarifaria vigente. Estos criterios están debidamente consignados en el informe técnico que da sustento a la correspondiente resolución.

Estado de Resultados tarifario: a partir de la aprobación de la resolución RJD-141-2015, toda empresa regulada deberá de presentar las desviaciones respecto a lo fijado por la Intendencia de Energía, de tal manera que estas sean valoradas, según las justificaciones y pertinencia del exceso de gasto en relación con la prestación del servicio público.

Todas esas desviaciones será analizadas mediante un procedimiento denominado Liquidación tarifaria, la cual debe de incorporar los costos y gastos de todo el año incorporado en la última fijación tarifaria. En este sentido, en atención a lo señalado por la metodología vigente, se indica que en la presente petición tarifaria, tal y como corresponde, no se incorporan esas desviaciones acaecidas en el año base, quedando estas a la espera del cierre del periodo 2016, para iniciar el proceso de liquidación que realizará la Intendencia de Energía.

6. La Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, representada por el señor Jack Liberman Ginsburg:

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Estado de Resultados tarifario: a partir de la aprobación de la resolución RJD-141-2015, toda empresa regulada deberá de presentar las desviaciones respecto a lo fijado por la Intendencia de Energía, de tal manera que estas sean valoradas, según las justificaciones y pertinencia del exceso de gasto en relación con la prestación del servicio público.

Todas esas desviaciones será analizadas mediante un procedimiento denominado Liquidación tarifaria, la cual debe de incorporar los costos y gastos de todo el año incorporado en la última fijación tarifaria. En este sentido, en atención a lo señalado por la metodología vigente, en la presente petición tarifaria no se incorporan esas desviaciones acaecidas en el año base, quedando estas a la espera del cierre del periodo 2016, para iniciar el proceso de liquidación que realizará la Intendencia de Energía.

Análisis de mercado: de acuerdo con el comentario de que las plantas existentes le permitirán al ICE generar 1700 GWh adicionales, es preciso aclarar que dichas estimaciones deben de ser analizadas al igual que los costos que dicha energía le significa al ICE y por ende al sistema eléctrico nacional. En este sentido, esta Intendencia de Energía considera poco transparente para los usuarios el sólo indicar que la energía debe de disminuir por el sólo hecho de que tendrá mayores ingresos, sin valorar los costos asociados al servicio.

7. La Cámara de Empresas Distribuidoras de Energía y Telecomunicaciones (CEDET), representada por Allan Benavides Vílchez:

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica que su oposición no fue admitida según el oficio 3836-DGAU-2016 del 17 de noviembre del 2016 (visible a folios 529 al 531), no obstante, sus observaciones fueron tomadas en cuenta en el análisis de las peticiones tarifarias presentadas por el ICE.

[...]

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar las tarifas del sistema de transmisión de energía eléctrica que presta el ICE, tal y como se dispone;

POR TANTO
EL DIRECTOR CON RECARGO DE FUNCIONES
DE LA INTENDENCIA DE ENERGÍA
RESUELVE:

- I. Fijar las tarifas del sistema de transmisión de energía eléctrica que presta el ICE según el siguiente detalle:

ICE Sistema de Transmisión		Rige desde el 1/ene/2017 al 31/12/2017	Rige desde el 1/ene/2018
► Tarifa T-TE Usuarios del servicio de transmisión			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	10.51	10.88
► Tarifa T-TEb Usuarios del servicio de transmisión \$/kWh			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	0.0193	0.0200

- II. Reiterar al ICE la importancia de adquirir, dada la metodología vigente, la preparación de la información requerida para realizar la liquidación del período 2016, como base para el reconocimiento de los ajustes que corresponda.
- III. Tener como respuesta a las oposiciones, lo señalado en el “Considerando II” de esta resolución.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP) se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. El de revocatoria podrá interponerse ante el Intendente de Energía, a quien corresponde resolverlo y los de apelación y de revisión podrán interponerse ante la Junta Directiva, a la que corresponde resolverlos.

De conformidad con el artículo 346 de la LGAP, los recursos de revocatoria y de apelación deberán interponerse en el plazo de tres días hábiles contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación y, el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de dicha ley.

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE

Mario Mora Quirós
Director Intendencia de Energía

1 vez.—Solicitud N° 1732-2016.—(IN2016096044).

RIE-106-2016 a las 10:27 horas del 9 de diciembre de 2016

SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR EL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) PARA EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

ET-057-2016

RESULTANDO:

- I. Que en el mes de noviembre de 2014, el Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (MIDEPLAN) oficializó el Plan Nacional de Desarrollo 2015-2018, por medio del cual se establece la Estrategia Nacional en materia de Energía, como parte integral de la propuesta del sector ambiente, energía, mares y ordenamiento territorial, que incorpora el programa 3.4 “Tarifas de electricidad en alta y media tensión” y el objetivo 3.4.1 “Establecer tarifas y precios de la electricidad en alta y media tensión que sean competitivos a nivel internacional”.
- II. Que el 27 de julio del 2015, mediante la resolución RJD-139-2015 la Junta Directiva de la Aresep aprobó la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado para las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación rural, publicada en el Alcance Digital No. 63 del 10 de agosto del 2015.
- III. Que el 15 de octubre de 2015, se publicó en La Gaceta N° 200 el Decreto N° 39219-MINAE el cual se establece el VII Plan Nacional de Energía (PNE) 2015-2030, dentro del cual se indicó el Objetivo Específico 3.2.3 “Ejecutar acciones orientadas a establecer tarifas competitivas de la energía eléctrica” y dentro de las cuales se encuentra la tarifa T-MTb y cuyo ejecutor es la Aresep.
- IV. Que el 15 de diciembre de 2015, mediante resolución RIE-127-2015, publicada en el Alcance N° 117 a La Gaceta N° 247 del 21 de diciembre de 2015, la Intendencia de Energía aprobó un ajuste de las tarifas del sistema de distribución de electricidad del ICE.
- V. Que el 14 de setiembre del 2016, mediante el oficio 5407-152-2016, el ICE presentó solicitud de ajuste tarifario para el servicio de distribución de energía eléctrica que presta (folio 01 al 81).
- VI. Que el 19 de setiembre del 2016, mediante el oficio 1311-IE-2016, la Intendencia de Energía (IE) le previno al ICE el cumplimiento de los requerimientos necesarios para otorgar la admisibilidad de la petición tarifaria para el servicio de distribución.
- VII. Que el 26 de setiembre del 2016, mediante oficio 0150-2040-2016, el ICE respondió la prevención realizada mediante el oficio 1311-IE-2016 (folio 83 al 88).
- VIII. Que el 27 de setiembre del 2016, mediante el oficio 1353-IE-2016, la IE otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por el ICE para el sistema de distribución de energía eléctrica (folios 92 al 93).
- IX. Que el 4 de octubre del 2016, mediante el oficio 1397-IE-2016, la IE le solicitó al ICE aclaración y detalle de la información aportada (folios 96 al 102).

- X. Que el 10 de octubre del 2016, mediante el oficio 5407-168-2016, el ICE solicitó una prórroga para la presentación de la información adicional solicitada mediante el oficio 1397-IE-2016 (folio 95).
- XI. Que el 10 de octubre del 2016, mediante el oficio 1419-IE-2016, la IE le solicitó al ICE información adicional para el sistema de distribución de energía eléctrica (folios 113 al 116)
- XII. Que el 13 de octubre del 2016, mediante el oficio 1449-IE-2016, la IE otorgó la prórroga solicitada por el ICE mediante el oficio 5407-169-2016 (folio 119).
- XIII. Que el 13 de octubre del 2016, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N° 197 y el 14 de octubre del 2016 en el Diario Extra y en La Teja (folios 121 al 123).
- XIV. Que el 21 de octubre del 2016, mediante el oficio 5407-178-2016, el ICE presentó la información adicional solicitada en el oficio 1419-IE-2016 (folios 126 al 176).
- XV. Que el 3 de noviembre del 2016, mediante el oficio 3662-DGAU-2016/141007 la Dirección General de Atención al Usuario emite el informe de Instrucción de la correspondiente audiencia pública.
- XVI. Que el 10 de noviembre del 2016, se llevó a cabo la audiencia pública de ley. Según el informe de posiciones y coadyuvancias de la Dirección General de Atención al Usuario, (oficio 3828-DGAU-2016), se recibieron oposiciones válidas por parte de: Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L., Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L., Señor Diputado Otto Guevara Guth, Defensoría de los Habitantes, la Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía (ACOGRACE) y La Cámara de Industrias de Costa Rica, el señor Felipe Ureña y La Cámara de Empresas Distribuidoras de Energía y Telecomunicaciones. (folios 344 al 368).
- XVII. Que el 15 de noviembre de 2016, mediante el oficio 1035-RG-2016, el Regulador General nombró al señor Mario Mora Quirós, Director de Energía con recargo de funciones de la Intendencia de Energía, a partir del 1 de diciembre del 2016 y hasta que se nombre al nuevo Intendente, por motivo de la renuncia del Intendente de Energía
- XVIII. Que el 9 de diciembre de 2016, mediante el informe técnico 1714-IE-2016, la Intendencia de Energía, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, fijar las tarifas del sistema de distribución de energía eléctrica que presta el ICE (corre agregado en autos)

CONSIDERANDO:

- I. Que del oficio 1714-IE-2016, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. Solicitud tarifaria:

El ICE solicitó un incremento promedio en las tarifas del sistema de distribución del 9,75% (nueve coma setenta y cinco por ciento), tal y como se detalla:

Tarifas	Descripción	% de ajuste
T-RE	Residencial: Para consumo residencial (casas de habitación y apartamentos)	9,67%
T-CO	Comercial: Para comercios y locales donde se suministran servicios	9,67%
T-IN	Industrial: Para industrias	9,67%
T-CS	Preferencial de carácter social	9,67%
T-MT	Media tensión	9,67%
T-MTb	Media tensión tarifa en dólares	0,00%
Ajuste promedio del Sistema		9,75%

El ICE justificó su solicitud tarifaria en: i) el reconocimiento de ingresos adicionales para atender los costos y ii) gastos de operación, cubrir el servicio de la deuda y generar recursos para el financiamiento de la contrapartida local del plan de expansión.

2. Análisis de la solicitud

En este apartado se presenta el análisis regulatorio de la solicitud tarifaria propuesta por el ICE para el servicio de distribución de energía eléctrica.

a. Parámetros utilizados

Las proyecciones de los parámetros económicos utilizados por la IE para los respectivos estudios tarifarios y otras actividades que lo ameriten, se elaboran tomando como referencia el diagnóstico de la situación económica presentada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) en su Programa Macroeconómico 2016-2017 y sus respectivas revisiones, así como las perspectivas de la economía mundial, según el Fondo Monetario Internacional (FMI) y otras entidades internacionales.

El BCCR en su Programa Macroeconómico 2016-2017, estableció como objetivo de inflación un 3% para el 2016 y 2017, con un rango de tolerancia de ± 1 punto porcentual (p.p.)¹. El 26 de julio de 2016, el BCCR en su Revisión de Programa Macroeconómico 2016-2017, ha decidido mantener este objetivo de inflación².

Las estimaciones de la inflación local para un año particular parten de la información acumulada real, agregando para el resto del año la estimación citada anteriormente, en forma proporcional al tiempo que falta por transcurrir, calculando los meses faltantes con promedios geométricos.

En lo que respecta al tipo de cambio, la Junta Directiva del Banco Central de Costa Rica (BCCR), en el artículo 5 de la sesión 5677-2015 del 30 de enero del 2015, dispuso migrar

¹ BCCR, http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/PM2016-17.pdf

² BCCR, http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/Revision_PM2016-17.pdf

de un régimen de banda cambiaria a uno de flotación administrada³. Dadas estas condiciones, la IE considera que la mejor alternativa es utilizar la última observación real al momento de la audiencia pública (10 de noviembre de 2016) y mantenerla constante para el periodo estimado. Por lo tanto, los tipos de cambio de Compra y Venta de Referencia son 549,03 ¢/\$ y 561,64 ¢/\$, respectivamente.

En lo que respecta a la inflación externa (Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos), el dato se recopila⁴ a partir del "U.S. Bureau of Labor Statistics" (siglas BLS, en inglés). Algunas fuentes, como el Fondo Monetario Internacional (FMI) estimaron⁵ inflaciones para los EEUU en 0,8% para el 2016 y 2,2% para el 2017.

En el siguiente cuadro se resume el comportamiento de los indicadores mencionados para los tres últimos años reales (2013, 2014 y 2015) y las proyecciones para el 2016 y 2017.

Cuadro No. 1
Sistema de distribución, ICE
Parámetros económicos, 2013-2017

Fuente

INDICES	2013	2014	2015	2016	2017
Variaciones según ARESEP (al final del año)					
Inflación interna (IPC-CR)	3,68%	5,13%	-0,80%	0,87%	3,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,50%	0,76%	0,73%	1,04%	2,20%
Tipo de Cambio Venta Ref. (¢/U.S.\$)	0,16%	7,82%	-0,12%	3,08%	0,00%
Variaciones según ARESEP (promedio anual)					
Inflación interna (IPC-CR)	5,23%	4,52%	0,80%	0,01%	2,06%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,46%	1,62%	0,12%	1,08%	0,94%
Tipo de Cambio Venta Ref. (¢/U.S.\$)	-0,56%	7,59%	-0,54%	2,11%	1,67%
Notas: Los años 2016 y 2017 son estimaciones. Las variaciones se calculan a finales de año (diciembre) o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.					
Fuente: Elaboración propia con base en Programa Macroeconómico 2016 - 2017 y datos del BCCR, BLS y FMI.					

b. Análisis del mercado

i. Situación actual del mercado

El presente informe exhibe el análisis de mercado elaborado por la IE para la petición tarifaria del sistema de distribución que presta el ICE. Este análisis de mercado se encuentra conformado por dos secciones básicas, en la primera se realizó una síntesis de los supuestos y principales resultados del informe homólogo realizado por ICE, y en una segunda, se muestran los escenarios estimados por la IE, además de las diferencias encontradas entre los dos análisis y las justificaciones que respaldan cada aspecto del mercado final propuesto por IE.

³ BCCR; http://www.bccr.fi.cr/politica_cambiarial/

⁴ Ver: <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu>

⁵ Ver: <http://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/reo/2016/whd/pdf/wreo0416s.pdf>

ii. Mercado presentado por el ICE

Como parte del análisis realizado por la IE, se procedió a evaluar las variables que integran el estudio de mercado del servicio de distribución de electricidad presentado por el ICE. Siendo los siguientes aspectos los más sobresalientes:

La compra de energía del sistema de distribución al sistema de generación y transmisión constituye el costo más importante que debe enfrentar la empresa durante el lapso de interés; ese gasto representó el 74% de los gastos totales de operación en el 2016 y de un 73% para el 2017.

El ICE solicitó un aumento medio del 9,75% en las tarifas del sistema de distribución sin combustible, para obtener unos ingresos adicionales de \$33 987,2 millones para el 2017, monto que incluye los ingresos por el cambio propuesto en el cargo por consumo mínimo de 30 kWh a 40 kWh, lo cual le permita a dicho sistema cubrir los costos y gastos de operación y contribuir a la expansión del sistema de acuerdo con las necesidades de los clientes ICE.

El estudio de mercado del ICE presentó datos reales hasta junio del 2016 y se estimó el resto del período; hasta diciembre del 2018. En el procedimiento descrito en la solicitud, se indicó que para las proyecciones se consideran las series históricas de ventas de energía en unidades físicas por sector de consumo debido al comportamiento irregular de los últimos años se realizó recortes a las series de datos utilizadas, de esta forma algunas se considera desde enero 2010 y otras desde enero 2012. El análisis de estas series de tiempo se hizo con el paquete econométrico Eviews hasta encontrar el modelo de mejor ajuste.

iii. Situación actual del mercado:

Las ventas del sistema de distribución que presta el ICE, en kWh, representan el 39,3% de la energía eléctrica vendida en el país durante el pasado 2015.

Para 2015 esta distribuidora brinda el servicio de electricidad en promedio a 734 109 clientes directos, de los cuales el 87,4% son residenciales, el 11,6% pertenecen a la tarifa general, 0,9% a la tarifa preferencial y los industriales de la tarifa de media tensión que representa el 0,1%.

No obstante, a pesar que la tarifa residencial representa una proporción de abonados muy superior a las demás tarifas, en cuanto al consumo en unidades físicas de energía (kWh) la distribución tiene importantes variaciones, la tarifa residencial consume el 38,3% de la energía vendida, tarifa general 24,3%; tarifa preferencial 4,0%; mientras que la tarifa media tensión y alumbrado público abarcan el 30,0% y 3,4%, respectivamente.

Según la IE, los abonados de la empresa muestran una tasa de crecimiento promedio anual del 2,9% para el período 2013-2015.

iv. Resultados del análisis de mercado por parte de la Intendencia de Energía

La IE actualizó todas las cifras referentes al mercado eléctrico hasta setiembre de 2016, y realizó proyecciones del mismo hasta el mes de diciembre de 2017.

Al realizar las estimaciones del sistema de distribución ICE, se empleó la misma metodología seguida en los estudios tarifarios anteriores. Esta se basa en un mercado tendencial, en el cual se efectúan las estimaciones a partir de datos históricos mensuales de abonados por categoría tarifaria. Para ello se empleó el paquete estadístico denominado Forecast Pro, que se especializa en el análisis de series de tiempo; en este caso, se utilizan

modelos autorregresivos de promedios móviles (ARIMA) o de suavizamiento exponencial. Las ventas estimadas por cada tipo de tarifa se obtienen del producto de los abonados proyectados y del consumo promedio estimado por abonado.

Respecto al cálculo proyectado para las pérdidas del sistema de distribución, se utilizó un 6,74%, que resulta del promedio de los últimos 2 años.

Las estimaciones de ventas en unidades físicas del estudio de mercado por parte de la IE y del ICE, son similares; para el año 2016 la IE proyecta ventas totales por 3 732,4 GWh (sin contar ventas a alumbrado público). Le diferencia con respecto a la estimación del ICE es de 0,5%, siendo mayor las ventas esperadas por ICE.

Para el cálculo de los ingresos vigentes sin combustibles, ICE y Aresep utilizan el mismo pliego tarifario vigente para el 2017, establecidos en RIE-127-2015 publicado en Alcance digital N°117 de la Gaceta N° 247 del 21 de diciembre de 2015.

Se utilizó los precios promedios por tarifa obtenidos con la estructura mostrada con información disponible para el año 2015 (enero a diciembre). Con esto se estiman ingresos con tarifa vigente que ascienden a los ¢340 029,1 millones para el 2017. En comparación con la proyección del ICE, la distribuidora espera ingresos de más, al igual que las ventas físicas en una diferencia relativa del 0,5%.

Para el presente estudio tarifario se realizó una liquidación de conceptos con peso significativo en el estudio de mercado. Esta liquidación consiste en la diferencia entre el valor estimado y aprobado por Aresep en el estudio de ajuste tarifario respectivo y el valor real para la compra al sistema de generación del ICE y las ventas del propio sistema de distribución. La liquidación se realizó para el periodo 2016 los meses de enero a setiembre. El monto final a reconocer en el ajuste tarifario es de ¢6 914 millones de colones como ingresos adicionales que recibió el ICE-distribución durante el periodo de referencia. El detalle en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 2
Sistema de distribución, ICE
Diferencias entre proyección e información real de conceptos de interés,
enero - setiembre del 2016
Datos en unidades físicas y monetarias

Concepto	Proyección*	Real **	Diferencia
Compra a ICE-Generación (GWh)	2 923	3 028	105
Compra a ICE-Generación (Millones de colones)	142 808	147 453	4 644
Ventas del sistema de Distribución (GWh)	2 727	2 832	105
Ventas del sistema de Distribución (Millones de colones)	243 839	255 397	11 559
Liquidación (millones de colones)			6 914

(*) Proyecciones del último estudio ordinario vigente -ET-094-2015 y RIE-127-2015-

(**) Información real y proyectada de enero-setiembre 2016

Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía y empresas distribuidoras.

Con base en las estimaciones de la IE se propone una disminución en las tarifas del 6,69%, el cual se trasladará a todas las tarifas del sistema de distribución del ICE y que entrará a regir a partir del primero de enero de 2017.

En el siguiente cuadro se puede analizar las ventas e ingresos estimados del mercado del sistema de distribución del ICE para los años 2016 y 2017.

Cuadro No. 3
Sistema de distribución, ICE
Estimación de ventas anuales de energía a los abonados directos,
ingresos vigentes y propuestos por la IE.
2016-2017

AÑO	VENTAS GWh*	ING.VIG (millones	
		¢)	ING.PROP (millones ¢)
2016	3 625,6	330 667,2	330 667,2
2017	3 732,4	340 029,1	317 281,2

*No incluyen alumbrado público.

Fuente: ICE y Aresep, Intendencia de Energía.

Los anexos 1 y 2 muestran la información del cuadro anterior inmediato pero con desglose por tipo de tarifa. Con esto se espera que la tarifa promedio del sistema de distribución para el año 2017 y sin contemplar CVC, pase de ¢91,1 a ¢85,0.

Este ajuste tarifario implicaría ingresos para el sistema de distribución del ICE de ¢317 281,2 millones, si se adiciona los ingresos por liquidación de conceptos de mercado, entonces se espera un ingreso para el sistema de distribución al finalizar el 2017 cercanos a los ¢324 195,2.

c. *Análisis de inversiones*

El objeto de esta sección es presentar los resultados del análisis realizado al programa de inversiones, adiciones y retiros de activos presentado por el ICE para el sistema de distribución de energía eléctrica, de conformidad con el expediente tarifario ET-057-2016.

i. ***Inversiones a realizar en el sistema de distribución según la propuesta del ICE***

El ICE presentó sus inversiones en tres secciones, micro-inversiones, macro-inversiones y formación de capital las cuales se desarrollan a continuación:

Micro-inversión: comprende la instalación de paneles fotovoltaicos y el crecimiento vegetativo. Éste último abarca construcción de líneas que obedecen a un desarrollo periférico y que usualmente son distancias menores a 1 km, sustitución de líneas por antigüedad, nuevos puntos de transformación, optimización de circuitos e instalación de servicios nuevos; es decir trabajos diarios para el adecuado funcionamiento de la red de distribución del ICE y la continuidad del servicio con calidad.

Las solicitudes de inversiones por adicionar en micro-inversión están relacionadas con estadísticas del servicio, éstas son presentadas por el ICE como parte de la justificación que respalda los montos solicitados; las mismas son conformes con la cantidad anual que se realiza de cada servicio.

Macro-inversión: corresponde a obras de mayor magnitud y que requieren un mayor planeamiento para su elaboración. En el caso del Ice las obras de macro inversión se subdividen en obras de calidad y obras de desarrollo; ambas a su vez están dadas para cada una de las siete regiones en las cuales el ICE brinda el servicio de distribución.

Así mismo las macro-inversiones se subdividen en las siguientes categorías:

- ❖ *Obras de Calidad:* El ICE pretende desarrollar un total de 14 obras para el año 2017 distribuidas en diversas regiones, la motivación que da lugar a estas obras son

satisfacción de la demanda creciente manteniendo los niveles de calidad exigidos en las normas de la autoridad reguladora, respaldo del servicio del ramal a intervenir, traslado de postes de propiedad privada y reconstrucción de redes que ya han superado su vida útil, en mucho de los casos presentados

- ❖ *Obras de Desarrollo: Para el año 2017 el ICE no pretende desarrollar este tipo de obras; sin embargo obras de desarrollo del 2016 entrarán en operación durante el 2017 por lo cual se adicionan en este año.*

Formación de capital: este rubro corresponde a los activos de planta general, donde se encuentran maquinaria y equipos, vehículos, edificios, mobiliario y equipo de oficina entre otros.

ii. Capacidad de ejecución:

De acuerdo a la metodología tarifaria la capacidad de ejecución corresponde a la ejecución promedio de los últimos 5 años al año base, por lo cual para el actual estudio tarifario se toman los años del 2011 al 2015. De acuerdo a lo otorgado por Aresep para inversiones del sistema de distribución y lo ejecutado por la empresa distribuidora el porcentaje de ejecución del ICE para el sistema de distribución es de 180%; sin embargo la metodología establece un tope máximo de 100% razón por la cual para los cálculos de este estudio tarifario se tomó como capacidad de ejecución del ICE es de 100%.

A continuación se muestra el porcentaje de ejecución histórico del ICE para el sistema de distribución.

Cuadro No. 4
Sistema de distribución, ICE
Porcentaje de ejecución
(millones de colones)

Año	Monto ARESEP	Monto ICE	Porcentaje de Ejecución	Porcentaje de ejecución ajustado*
2011	39 446,80	28 845,30	73,12%	
2012	39 490,40	39 404,30	99,78%	
2013	29 963,50	41 657,00	139,03%	
2014	30 611,30	24 449,40	79,87%	
2015	5 087,80	25 848,60	508,05%	
Promedio			179,97%	100,0%

Según Metodología Tarifaria Vigente Metodología.

Fuente: Aresep.

Cabe destacar que el ICE durante el 2016 realizó más obras de las previstas y aprobadas por este ente reguladora en el anterior estudio tarifario; sin embargo la misma empresa distribuidora aclara que "...debido a los recursos interpuestos por la Cámara de Concreto de Costa Rica y al incumplimiento de proveedores en la entrega de materiales (tanto en tiempo como en calidad) (...), las obras programadas para el año 2015 (plan Sexenal 2014-2019) tuvieron que ser reprogramadas para los años siguientes", lo cual fue verificado por la Autoridad Reguladora. Sin embargo llama la atención que durante el estudio realizado bajo expediente ET-094-2015 se declararon las obras trasladadas como realizadas o a realizarse durante el 2015.

No se logró determinar la composición del monto que indica el ICE que ejecutó en el 2015 por lo cual se requiere que para los próximos estudios tarifarios el monto ejecutado del año base y año anterior venga justificado en caso de sub-ejecución o sobre ejecución, sea trazable y se presente desglosado por obra para macro-inversión y por cuenta contable para micro-inversión y planta general.

iii. Adiciones en el sistema de distribución:

De acuerdo a la metodología tarifaria para el análisis de adiciones, Aresep deberá realizar visitas de campo a los diferentes proyectos, con el propósito de verificar montos, ejecución y año de aprobación. Para tales efectos, la IE ha dado seguimiento a las inversiones realizadas por la empresa distribuidora, con el fin de determinar que la adiciones propuestas tengan concordancia con los montos de las obras que son adicionadas a la base tarifaria.

En función de lo anterior, se realizó la verificación de los montos adicionados a la base tarifaria para el cálculo de la tarifa fijada mediante el anterior estudio tarifario, así como del nivel de ejecución de las mismas, para corroborar lo indicado por el ICE en el actual estudio tarifario; cumpliendo con el proceso de verificación de montos y ejecución a la cual hace referencia la metodología vigente.

iv. Solicitud de adiciones según propuesta del ICE:

A continuación se presenta el cuadro de resumen de los montos que se adicionan en 2016 y lo que se pretende adicionar en 2017 por la empresa distribuidora.

Cuadro No. 5
Sistema de distribución, ICE
Programa de adiciones de activos propuestas por el ICE, 2016-2018
(millones de colones)

	AÑO		Total Período
	2016	2017	
Micro Inversiones	6 596,85	6 686,25	13 283,10
Macro Inversiones	19 447,63	7 368,35	26 815,98
Planta General	4 610,34	12 317,68	16 928,02
TOTAL DE INVERSIONES	30 654,82	26 372,28	57 027,10

Fuente: Adiciones_Sector electricidad: 11ago, pestaña Adiciones_Distribución.

v. Adiciones reconocidas según Aresep:

Del análisis realizado a la inversiones propuestas por el ICE se determinó que en las cuentas correspondientes a “equipo de construcción”, “equipo de transporte”, “equipo y programas de cómputo”, “equipo y mobiliario educacional”, “deportivo y recreativo”, y en “maquinaria y equipo de mantenimiento” el monto adicionado en la base tarifaria del 2016 no fue ejecutado en su totalidad.

La metodología tarifaria indica que Aresep debe verificar los montos, ejecución y año de aprobación de las adiciones, en razón de esto la adiciones solicitadas para 2017 de planta general en la cuentas antes mencionadas se ajustaron tomando en cuenta los recursos otorgados en 2016 y no ejecutados por el ICE, con el fin de depurar la base tarifaria para el actual estudio y fijación de tarifa. Así mismo para el caso de equipo de transporte se

excluyó el monto correspondiente a grúa para alumbrado público, considerando que no pertenece a el sistema de distribución, y en equipo y mobiliario de oficina se realizó un ajuste pues la información enviada por el ICE no contenía el monto correspondiente al rubro escritorios, dato que fue aclarado por la misma empresa en su respuesta a información adicional.

En el caso de adiciones de micro y macro-inversión se determinó que el ICE ejecutó o pretende terminar su ejecución para el 2016, de montos superiores a lo otorgado en el anterior estudio tarifario. En algunos casos se debe al traslado de proyectos del 2015 al 2016, razón por la cual y dado que los proyectos del 2017 presentan las correspondientes justificaciones el monto solicitado por la empresa distribuidora fue considerado sin cambios.

A continuación se presenta un resumen del monto de adiciones a reconocer por parte de este Ente Regulador. Cabe mencionar que los montos aprobados se ven afectados por un índice calculado de acuerdo a lo que establece la metodología tarifaria.

Cuadro No. 6
Sistema de distribución, ICE
Programa de adiciones de activos propuesta Aresep, 2016-2018
(millones de colones)

	AÑO		Total Período
	2016	2017	
Micro Inversiones	6 596,85	6 667,86	13 264,71
Macro Inversiones	19 447,63	7 357,53	26 805,16
Planta General	4 610,34	4 506,60	9 116,94
TOTAL DE INVERSIONES	30 654,82	18 531,99	49 186,81

Fuente: Aresep

De acuerdo con el cuadro anterior, del análisis realizado por la IE y el ajuste con los parámetros de la metodología tarifaria al ICE se le estaría reconociendo un 70% de los solicitado en adiciones para el año 2017.

vi. Retiro de activos del sistema de distribución.

El retiro de activos del ICE se presentó en tres secciones: activos fijos en operación (A.F.O.), otros activos en operación (O.A.O) y otros activos inmovilizados en construcción. Del análisis realizado por el equipo de inversiones se determina en O.A.O para las cuentas: “equipo de construcción”, “equipo de transporte”, “equipo de comunicaciones”, “mobiliario de oficina y equipo de oficina”, “equipo y programas de cómputo”, “equipo sanitario de laboratorio e investigación”, “equipo y mobiliaria deportivo y recreativo”, “maquinaria y equipos diversos”, “maquinaria y equipo de mantenimiento y equipo para fotografía”, “video y publicaciones” presentan inconsistencias en los montos de revaluación, costo y depreciación para el año 2015, por lo cual se recomienda que el equipo contable realice un análisis a detalle de estas cuentas y determine algún método contable para la determinación del retiro de activos que sea más razonable y que permita un ejemplo punitivo por el empleo de esta metodología por parte de la empresa regulada.

Se presenta el retiro de activos dado por la empresa distribuidora:

Cuadro No. 7
Sistema de distribución, ICE
Programa de retiro de activos propuesta por el ICE, 2016-2018
(millones de colones)

AÑO 2016				
OBRAS	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Activos Fijos en Operación (A.F.O)	1 291,00	1 351,00	476,00	246,00
Otros Activos en Operación (O.A.O)	74,11	0,00	46,72	0,00
Otros Activos Inmovilizados en Construcción	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos 2016	1 365,11	1 351,00	522,72	246,00
AÑO 2017				
OBRAS	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Activos Fijos en Operación (A.F.O)	1 139,00	1 192,00	421,00	874,00
Otros Activos en Operación (O.A.O)	76,33	0,00	48,12	0,00
Otros Activos Inmovilizados en Cons	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos 2017	1 215,33	1 192,00	469,12	874,00

d. Retribución al capital

Según la metodología tarifaria vigente, los ingresos de operación (precio promedio multiplicado por las cantidades vendidas de energía, más otros ingresos), deben ser iguales que la suma de los gastos tarifarios, más el rédito de desarrollo en términos monetarios; de tal modo que esta última variable determina en gran medida el nivel de las tarifas.

El ICE obtuvo, en primera instancia para el sistema de distribución, un rédito para el desarrollo para el 2017 del 5,78% según el modelo WACC.

Para obtener una tasa de rentabilidad o rédito para el desarrollo que sirva como parámetro para esta fijación tarifaria, la IE utilizó el modelo Promedio Ponderado del Costo de Capital (WACC por sus siglas en inglés) y el Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM por sus siglas en inglés).

El primero de estos modelos indica que la tasa de rentabilidad de la empresa, se obtiene ponderando las tasas del costo del capital propio y del costo de la deuda. Este último se puede obtener, por ejemplo, como el costo marginal del endeudamiento (v.g. tasa de interés del último crédito obtenido); como el costo promedio ponderado de los diferentes préstamos que tiene la empresa o como la razón del costo de la deuda entre el pasivo promedio.

El Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM), utilizado para calcular el costo del capital propio, señala que los cambios en el retorno de un activo, están relacionados con el riesgo asociado con éste y pueden ser separados en dos grandes componentes: los relacionados con el mercado en su conjunto (riesgo sistemático) y los derivados de las inversiones específicas (riesgo específico). Este modelo es consistente con la política regulatoria que contempla como uno de sus objetivos básicos la sostenibilidad del servicio, dado que esto implica entre otras cosas, garantizar un rendimiento sobre el capital invertido que haga atractivas las inversiones en el sector, lo cual además es consistente con lo establecido en la Ley 7593 que regula los servicios públicos en nuestro país.

Para el cálculo del costo de capital del ICE se emplearon las siguientes fórmulas:

$$(1) r_{kp} = r_l + \beta (r_m - r_l) \quad (\text{modelo CAPM})$$

En donde:

r_{kp} = Costo del capital propio

r_m = Rendimiento de una cartera diversificada de acciones y

r_l = Tasa libre de riesgo.

$r_m - r_l$ = Prima de riesgo.

β = Mide la correlación entre los rendimientos de mercado y los de una inversión específica.

$$(2) r_k = r_d * (1-t) * D/A + r_{kp} * P/A \quad (\text{modelo WACC})$$

En donde:

r_k = Costo de capital de la empresa

r_d = Costo del endeudamiento

r_{kp} = Costo del capital propio

t = Tasa impositiva

D = Valor de la deuda

P = Valor del capital propio (KP) o patrimonio

A = Valor total de los activos ($D + P$).

Los valores y la fuente de información de cada variable del modelo son los siguientes:

- La tasa libre de riesgo (r_l) fue obtenida como el promedio de los promedios mensuales de los últimos 12 meses de la tasa de interés de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América a 10 años plazo, con corte a diciembre del 2015 (2,32%). Se utilizó como fuente de información, la siguiente dirección electrónica: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>.
- La Prima por riesgo (PR) ($r_m - r_l$) se obtuvo de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York (EUA), en la siguiente dirección de Internet: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/implprem/ERPbymonth.xls>. Se utilizará el promedio aritmético de los valores disponibles dentro de los últimos doce meses, siendo éste de 5,73% con corte al mes de diciembre del 2015.
- El riesgo país (r_p) no se considera en este caso, dado que al ser una empresa pública, creada para la prestación del servicio de suministro de electricidad, el riesgo país es irrelevante para la decisión de colocación del capital aportado para la prestación de este tipo de servicio público, pues las empresas no tienen la opción de colocar sus recursos en ningún otro país alternativo y consecuentemente, tampoco tienen la posibilidad de mover su capital.
- El valor de la beta (β) se obtuvo de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York, USA, según la página: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar>. Su valor se estimó en 0,36 (beta desapalancada) correspondiente al dato de enero de 2016. Para su estimación se utilizó la clasificación denominada Industria Utility (General), en la cual se agrupa las empresas eléctricas más representativas del área, con lo cual se ajusta al sector que se está regulando.

- El valor del costo de la deuda (r_d) se estimó en 4,93%, el cual se obtuvo de la ponderación de las tasas de interés de los pasivos de largo plazo que tiene el sistema de distribución que presta el ICE.
- La tasa impositiva (t) se supuso igual a cero (0) dado el acuerdo 15-149-99 de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora (acta de la Sesión 149-99 del 19 de agosto de 1999).
- El valor de los pasivos (D) es de $\text{¢}129\,699\,677$ millones, el capital propio o patrimonio (P) es de $\text{¢}95\,395\,000$ millones y el valor total de los activos (A) es de $\text{¢}225\,094\,677$ millones, según la información de los Estados Financieros a mayo del 2016 y reportes del ICE⁶.

Como resultado de lo anterior y con la información financiera disponible a mayo del 2016, el costo promedio ponderado del capital para los servicios que presta el ICE es el siguiente:

Cuadro No. 8
Instituto Costarricense de Electricidad
Réditos de Desarrollo del Sector eléctrico
Periodo 2017

Sistemas de la empresa ICE	Estimación ICE		Estimación ARESEP	
	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)
Sistema de Generación	7,09%	6,91%	5,83%	5,77%
Sistema de Transmisión	9,05%	7,10%	8,24%	6,93%
Sistema de Distribución	6,31%	5,78%	7,25%	5,91%
Sistema de Alumbrado Público	5,93%	6,20%	5,30%	5,76%

Fuente: Aresep.

De conformidad con los datos aportados por el cuadro anterior, el ICE consideró en los cálculos tarifarios un nivel de rédito para el desarrollo menor al “teórico” obtenido por medio del modelo CAPM / WACC.

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital del sistema de distribución que presta el ICE (modelo WACC) es de 5,91% y el costo del capital propio es de 7,25%, (ver anexo).

e. *Cálculo de la base tarifaria*

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente publicada en el diario oficial La Gaceta el lunes 10 de Agosto de 2015, mediante la resolución RJD-139-2015, la base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio (AFNORP) y el capital de trabajo.

El activo fijo neto en operación promedio, se obtiene como una media aritmética simple del activo fijo neto en operación revaluado al mes de Diciembre del periodo establecido como el

⁶ Los datos de deuda se obtuvieron del informe de tasa de rédito para el desarrollo presentado en agosto 2016 y que presenta datos de mayo 2016, lo anterior pues son los datos más recientes con la desagregación requerida para calcular de mejor modo el modelo. No se cuenta con un dato más reciente, y por lo tanto se realizan recomendaciones respecto de mantener dicha información actualizada mientras se mantenga el modelo actual para el cálculo de precios.

año base y el activo fijo neto en operación revaluado estimado al mes de diciembre del periodo proyectado, así sucesivamente para los años donde se esté solicitando tarifa.

Los Estados Financieros Auditados remitidos para el presente estudio por el ICE con corte a diciembre de 2015 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) en conjunto con la información adicional sirven de insumo inicial para el cálculo de la Base Tarifaria.

Los saldos presentados en los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre 2015 correspondientes a los servicios regulados para el sistema de distribución son:

Cuadro No. 10
Sistema de distribución, ICE
Saldo de cuentas al 31 de Diciembre del 2015
(millones de colones)

Cuenta	Activo al Costo	Depreciación acumulada al costo	Revaluación	Depreciación acumulada revaluación
Activos en operación	261.212,00	90.723,00	274.526,00	197.547,00
Otros activos en operación	58.754,00	35.675,00	14.598,00	8.740,00

Fuente: Elaboración propia con datos de los Estados Financieros Auditados.

Cabe destacar que existen diferencias en los saldos de los activos según el auxiliar de activos y los montos incluidos en los archivos electrónicos "A.F.O. Distribución 2015-2017.xls" y "O.A.O Distribución 2015-2017 V1.xlsx", para efectos del cálculo de la base tarifaria se consideró los datos de éste último con corte al 31 de diciembre del 2015, debido a que los montos coinciden con los saldos de los estados financieros auditados a esa fecha.

En relación a los criterios técnicos utilizados en el presente estudio, se indicó que se utilizó los saldos reportados en los Estados Financieros Auditados con corte a Diciembre de 2015, los indicadores económicos citados en la sección de parámetros económicos del presente informe, las tasas de depreciación y los porcentajes del componente local y externo que se muestran a continuación:

Cuadro No. 11
ICE- Componente local y externo
(Expresados en términos porcentuales)

Detalle	Local	Externo
Generación Hidráulica	40,20%	59,80%
Generación Térmica	44,00%	56,00%
Generación Solar	77,70%	22,30%
Generación Geotérmica	60,10%	39,90%
Generación Eólica	36,30%	63,70%
Obras de Transmisión	67,50%	32,50%
Líneas de transmisión	81,20%	18,80%
Subestaciones	51,40%	48,60%
Obras de distribución	55,70%	44,30%
Obras de Alumbrado Público	36,40%	63,60%
Otros activos en operación	82,50%	17,50%

Fuente: ICE.

Del detalle anterior y lo suministrado por la empresa en el presente estudio, en lo que respecta a la cuenta “Otros activos en operación” cuyos porcentajes de asignación para los componentes local y externo corresponden al 82,50% y 17,50% respectivamente, se indicó, que una vez revisada su metodología de asignación, se identificaron activos que por su naturaleza se deben clasificar con el componente local, tal es el caso de los “Edificios y Terrenos”, que para el cálculo de su revaluación la IE le asignó el 100% por concepto de componente local.

Cuadro No. 12
Sistema de distribución, ICE
Tasas de Depreciación (%)

Cuenta	Porcentaje de depreciación	Valor Residual	Vida Útil
Plantas Hidráulicas	2,25%	10,00%	40
Plantas Térmicas	3,17%	5,00%	30
Plantas Geotérmicas	2,25%	10,00%	40
Plantas Eólicas	5,00%	0,00%	20
Plantas Generación Solar	3,17%	5,00%	30
Subestaciones	3,17%	5,00%	30
Líneas de distribución	3,00%	10,00%	30
Líneas de transmisión	3,17%	5,00%	30
Alumbrado Público	4,80%	4,00%	20

Fuente: ICE

Las tasas que refiere el cuadro anterior se utilizaron para el cálculo de la base tarifaria, las cuales fueron aprobadas por el SNE y están vigentes a la fecha.

Esta Intendencia realizó ajustes en la base tarifaria para el periodo 2015, según detalle a continuación:

1. No se estimó la depreciación ni revaluación de los siguientes activos:
 - i. Activos que se encontraban totalmente depreciados o que se clasificaron como “Activos u otros activos fijos en operación no sujetos a revaluación ni a depreciación”, (cuyos saldos refirió el petente en los archivos “A.F.O. Distribución 2015-2017.xls” y “O.A.O. Distribución 2015-2017 V1.xlsx”
 Es importante mencionar la irregularidad que prevalece en este tipo de activos, ya que en algunos casos el saldo de los activos no depreciables supera el valor validado con los estados financieros auditados.
 - ii. “Otros activos inmovilizados en construcción” (cuyos saldos refirió el petente en el archivo “O.A.O. Distribución 2015-2017 V1.xlsx”)
 - iii. Los activos clasificados en la categoría “Maquinaria, Equipo y Vehículos depreciables por uso” de la cuenta 140 “Otros activos en operación”, debido a que el cálculo de su depreciación no está conforme a lo establecido en la metodología RJD-139-2015, que refiere al método de depreciación lineal.
 El ICE no aportó información suficiente para justificar la modificación del método para depreciar sus activos, ni refirió al sustento técnico utilizado para establecer un

método de depreciación distinto al aprobado en la metodología vigente, pese a que esto se requirió mediante el oficio No. 1396-IE-2016, del 04 de octubre del 2016. En respuesta al oficio citado, la entidad refirió al ajuste realizado en el cierre del año 2015; con fundamento en los datos suministrados, esta Intendencia procedió a ajustar los saldos de los activos y sus depreciaciones (excluyendo el efecto del cambio en la forma de depreciar cada componente).

Cuadro No. 13
Sistema de distribución, ICE
Ajuste del método de depreciación en función del uso, 2015
(millones de colones)

Sistema	Monto
Generación	755,01
Transmisión	117,90
Distribución	185,67
Gerencia de Electricidad*	6.392,83
Alta dirección telecomunicaciones	51,49
Sector telecomunicaciones	87,21
Total de Ajustes	7.590,11

Fuente: ICE. * Para la asignación de la Gerencia Electricidad entre los sistemas se consideró los porcentajes que refieren los estados financieros auditados.

Con base en los criterios expuestos anteriormente, el saldo del activo fijo neto en operación presenta diferencias con respecto a los suministrados por el ICE (según el documento electrónico “Estados propuestas distribución 2017 xls”), tal como se detalla a continuación:

Cuadro No. 14
Sistema de distribución, ICE
Comparativo del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado y Promedio
(millones de colones)

	ICE	ARESEP	Diferencia (Abs)	Diferencia (%)
AFNOR	306.603,12	305.986,31	(616,81)	-0,20%
AFNOR-P	300.147,75	303.097,77	2.950,02	0,98%

Fuente: Elaboración propia

El activo fijo neto en operación revaluado promedio (AFNOR-P) a considerar en la base tarifaria corresponde al monto de ¢ 303 097,8 millones.

f. Análisis financiero

i. Criterios generales de proyección aplicados

A continuación se detallan los criterios tarifarios utilizados en el presente apartado de análisis financiero, los cuales son congruentes con la metodología tarifaria vigente para el sistema de distribución de energía eléctrica, según la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio del 2015, la cual fue publicada en el Alcance Digital No. 63 del 10 de agosto del 2015 y que determinan el tratamiento de cada una de las cuentas de costos y gastos asociados a la prestación del servicio que presta el ICE, tal y como se detalla:

- *Liquidación tarifaria: Todas las proyecciones de costos y gastos incorporados en el presente estudio tarifario, están sustentados en la metodología tarifaria vigente. En el mismo marco metodológico se estableció lo siguiente en materia de liquidación tarifaria y el tratamiento que se le deba de dar a todas aquellas erogaciones de costos y gastos, en las cuales el resultado final fue diferente a lo fijado para el servicio regulado por el Órgano Regulador, tal y como se detalla enseguida:*

“(...) Liquidación del período anterior

Una vez aplicado por primera vez el modelo descrito en la presente metodología, en las sucesivas fijaciones ordinarias para el servicio de distribución de energía eléctrica, deberán revisarse y actualizarse todas las estimaciones realizadas para el cálculo del ajuste tarifario vigente. De manera que se identifiquen las diferencias entre los valores estimados para todas las variables que se consideran en el cálculo del ajuste tarifario y los valores reales identificados durante el período en que el ajuste tarifario estuvo vigente.

De esta forma, Aresep tomará en cuenta las desviaciones que se originan en el cálculo del ajuste tarifario vigente mediante estimaciones, respecto al cálculo del ajuste tarifario vigente considerando los valores observados –reales- y actualizados; la diferencia se agrega, afectando los ingresos al incluirse como una partida denominada liquidación del período anterior.

Se realizarán ajustes en los ingresos y gastos asignados por tarifa y reales, para los costos totales (COMA) y los Ingresos totales (IT). Los gastos y costos reales que serán analizados son los coincidentes con los que se incluyeron en las tarifas del estudio tarifario anterior. Lo anterior con el fin de que vía tarifa se le devuelva al usuario los ingresos obtenidos, por la empresa generadora, por encima de sus costos. De manera contraria, si los ingresos fuesen inferiores a los gastos, la empresa generadora podrá solicitar un estudio ordinario con las justificaciones pertinentes.

El diferencial entre los ingresos del período y los gastos del período van a resultar en el monto que debe adicionarse a los ingresos para el período siguiente.

$$LI_z = ITA_z - GTA_z \text{ (Fórmula 9)}$$

Asimismo, para estos efectos, los datos reales auditados o disponibles presentados por el operador deben estar justificados y ser razonables. Estos datos serán revisados, analizados y depurados por parte de la Autoridad Reguladora con el propósito de determinar su reconocimiento, y en ningún caso podrá considerar elementos que se limitan en esta metodología. Se deberá cumplir con los objetivos de la Ley 7593.

El ajuste para gastos, contrasta los gastos estimados incluidos en el cálculo de la tarifa vigente con los gastos reales obtenidos por la empresa generadora, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$GTA_z = GR_{coma} - GE_{coma}, \text{ (Fórmula 9.1)}$$

El ajuste por ingresos es la diferencia en los ingresos estimados incluidos en el cálculo de la tarifa vigente con los ingresos reales obtenidos por la empresa generadora, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$ITAz = ITRz - ITEz \text{ (Fórmula 9.2)}''$$

- Los parámetros económicos utilizados para realizar la proyección de las diferentes cuentas de costos y gastos propios del sistema de distribución se fundamentan en el Programa Macroeconómico elaborado por el Banco Central de Costa Rica, para el periodo 2016-2017, tal y como se detalla en el apartado 2 del presente informe.
- La proyección de cada uno de los costos y gastos para el año 2017, se realizó tomando en consideración los siguientes criterios:
 - ✓ Se definió la relevancia de las partidas mediante el análisis horizontal y vertical.
 - ✓ Para el análisis de las partidas objeto de gasto y se discriminó las variaciones que superaron el indicador económico que corresponde a la cuenta (ejemplo: inflación, tipo de cambio, decretos salariales, etc.).
 - ✓ Se procedió a definir las cuentas que tiene un carácter recurrente versus las que no lo son y que tienen un impacto en el 2017.
 - ✓ Se analizó las justificaciones que presentó el ICE para cada una de las partidas relevantes dentro de su estructura de gastos, así como la verificación de la documentación de respaldo para validar el costo o gasto a incorporar en el periodo 2017.
 - ✓ En el caso de partidas cuya proyección o ejecución reflejó un incremento menor al indicador económico, se consideró el dato que indica la empresa (en el tanto no exista evidencia de que la cuenta amerite otro valor, resultado del análisis realizado).
 - ✓ No se incorporó en las proyecciones de costos y gastos aquellas partidas en las cuales la petente no presentará la respectiva justificación.
 - ✓ Se excluyó de la proyección las erogaciones de naturaleza no recurrentes en relación con el periodo base.
- Para las partidas de “remuneraciones” se tomó en consideración los siguientes criterios:
 - ✓ Se proyectó los salarios del ejercicio 2017, a partir de las erogaciones incluidas en el estudio tarifario del periodo 2016 y se le aplicó la inflación esperada para el año 2017, la cual corresponde a un 2,06% en ese periodo.
 - ✓ Para los objeto de gasto No. 18 “Décimo tercer mes”, 19 “Salario escolar”, 27 “Contribución patronal al seguro de salud de la CCSS”, 28 “Contribución patronal al IMAS”, 29 “Contribución patronal al INA”, 30 “Contribución patronal al fondo de desarrollo social y asignaciones familiares”, 31 “Contribución patronal al BPDC “, 34 “Contribución patronal al seguro de pensiones CCSS”, 35 “Aporte patronal al ROPC”, 36 “Aporte patronal al FCL” y 37 “Contrib. patronal a otros fondos administrados por entes públicos”, se contempló la aplicación de los siguientes porcentajes 8,33%, 8,19%, 9,25%, 0,50%, 1,50%, 5,00%, 0,50%, 5,08%, 1,50%, 3,00% y 10,50%, respectivamente.
 - ✓ Se incluyó el objeto de gasto Nº 37 “Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos” con fundamento en el voto número 2016007998, de la Sala Constitucional, de fecha 10 de junio de 2015 a las 11:50 a.m., que cita lo siguiente:

[...] Se declara con lugar el recurso. Se anula el contenido de la resolución de fijación ordinaria del margen de operación de Recope

S.A., N° RIE-091-2015 de las 10:41 horas del 21 de agosto de 2015, de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, en lo que se refiere a la exclusión del cálculo tarifario los gastos asociados a los beneficios de la Convención Colectiva (...) Los Magistrados Jinesta Lobo y Hernández López ponen notas separadas. Los Magistrados Castillo Víquez y Hernández Gutiérrez salvan el voto y declaran sin lugar el recurso por razones diferentes. El Magistrado Rueda Leal salva el voto y declara sin lugar el recurso, porque el objeto de este asunto es ajeno a la naturaleza sumaria del amparo, lo que no obsta que los amparados acudan a la vía jurisdiccional ordinaria. [...]

- Para el caso específico de las cuentas denominadas “contables”, dado que existen limitaciones en la información aportada por la petente para dar trazabilidad a los montos registrados en cada sistema y cuenta, y al no demostrar el gasto incurrido en el sector electricidad (con sus justificaciones y respaldos), se consideró para la proyección de la cuenta para el año 2017, las cifras que se reconocieron vía tarifas en el periodo 2016 (según consta en el expediente ET-094-2015).
- El servicio de regulación (canon Aresep), se asignó a los servicios regulados de generación, transmisión, distribución y alumbrado público, con base en los siguientes porcentajes 27%, 18%, 46% y 9%, respectivamente; los cuales se obtuvieron del oficio N° 280-DAF-2000, emitido por el Ente Regulador el 7 de abril del año 2000. Los montos asignados en el año 2017, ascienden a las sumas de ¢369,94, ¢246,63, ¢628,47 y ¢123,31 millones, en el mismo orden citado, conforme al canon de regulación publicado en la gaceta N° 205 del 26 de octubre del 2016.

ii. Análisis de las principales cuentas del estado de resultados:

• Ingresos por venta de energía

Se tomaron los datos recomendados en el estudio de mercado del presente informe.

• Peaje, energía y potencia del sistema de distribución

Para el peaje como la energía y potencia del sistema de distribución eléctrica se utilizó lo indicado en el apartado de mercado incorporado en el presente estudio tarifario.

• Gastos de operación y mantenimiento:

- ✓ Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general.
- ✓ En el año 2017 se incluyó en las tarifas el monto de ¢27 881,6 millones por concepto de gastos de operación y mantenimiento.

• Gastos comercialización

- ✓ Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo indicado en el criterio general.
- ✓ Para la estimación tarifaria del 2017, se incluyó en las tarifas el monto de ¢20 681,4 millones por concepto de gastos de comercialización.

• Servicio de regulación

✓ El canon asignado al sistema de distribución de energía eléctrica corresponde a la suma de ϕ 628,5 millones, estimado al aplicar un 46%, sobre el canon del periodo 2016, publicado en La Gaceta N° 205 del 26 de octubre del 2016. Este porcentaje fue fijado según lo aprobado en su oportunidad por la ARESEP (el oficio N° 280-DAF-2000, emitido por el Ente Regulador el 07 de abril del año 2000)

• **Gastos administrativos**

✓ Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indicó en criterios generales.

✓ Se incluyó el gasto no recurrente para el año 2017 del proyecto PIFE, por un monto de ϕ 106,5 millones.

✓ En el año 2017 se incluyó en las tarifas el monto de ϕ 7 871,6 millones por concepto de gastos administrativos.

• **Seguros**

✓ El ICE presentó un incremento en el valor asegurable de la adquisición de un transformador en ST Tejar por la suma de \$ 900 millones. No se incluyó lo concerniente al Proyecto Hidroeléctrico Reventazón, debido a que en la información aportada por la petente, no se presentó el detalle de los activos que conforman éste proyecto. Por lo que el monto por concepto de “seguros” asignado al sistema de distribución de energía eléctrica asciende a ϕ 93,1 millones.

• **Depreciación de activos y otros activos en operación**

✓ El monto incluido en las tarifas del sistema de generación por concepto de “depreciación de activos y otros activos en operación” corresponde a ϕ 18 781,7 millones, según se detalla en la sección de base tarifaria.

• **Absorción de partidas amortizables e intangibles**

✓ Para la estimación de esta cuenta se utilizó la metodología empleada por el ICE, esta involucra la comprobación de los cálculos.

✓ En el análisis se excluyó dentro de la gerencia de electricidad lo correspondiente al negocio de Ingeniería y Construcción ya que pertenecen a una actividad no regulada. No se consideró el negocio de Ingeniería y Construcción en la asignación de las cifras financieras de la Gerencia de Electricidad.

Los porcentajes de distribución enviados por el ICE para la gerencia de electricidad son los siguientes:

Sistemas	% Asignación
Generación	43,42%
Transmisión	15,20%
Operación Integrada S.E.N.	2,53%
Distribución	38,85%
	100,00%

- ✓ *El análisis demostró la existencia de dos o más adquisiciones de una licencia y/o software en el mismo periodo de tiempo con las mismas características en los negocios Gerencia de Electricidad y Alta Dirección – Corporación ICE, para efectos de cálculo, se consideró una licencia por periodo, ya que el ICE no refirió a la cantidad de usuarios por licencia de manera tal que permita la validación de la adquisición.*
- ✓ *Los montos a incluir en la tarifa del periodo 2017 por concepto de absorción de partidas amortizables e intangibles asciende al monto de ¢246,3 millones para el sistema de distribución eléctrica.*
- **Gastos por incobrables**
 - ✓ *La entidad no demostró el gasto a incurrir en el periodo 2017, no remitió información o documentación que permita validar la antigüedad de saldos de la cartera incobrable, así como las gestiones realizadas para su recuperación y los ajustes en el registro de las cuentas por cobrar.*
 - ✓ *Debido a lo expuesto no se incluyó la cuenta en la proyección del año 2017.*
- **Gestión Productiva**
 - ✓ *La cuenta “Gestión productiva” es parte de las partidas de “contables”, por lo cual su proyección se realizó de conformidad con lo que se indicó en criterios generales.*
 - ✓ *En el año 2017 se incluyó en las tarifas el monto de ¢8 825,1 por concepto de gastos de gestión productiva.*
- **Otros Ingresos de operación**
 - ✓ *Los montos por el concepto de otros ingresos regulados se consideraron dentro de los estados financieros tarifarios, de tal manera que para una correcta asociación de costos e ingresos, los correspondientes ingresos se han considerado, para estos efectos, en el cálculo de la tarifa de conformidad con la metodología vigente.*
 - ✓ *Los datos de ingresos por ventas de energía y potencia estimados se obtienen de los datos del mercado de la IE, de dicho cálculo resulta el monto de otros ingresos por la suma ¢5 162,1 millones para el año 2017, conforme la metodología RJD-139-2015.*

iii. Capital de trabajo:

El capital de trabajo es el producto de los costos diarios de la empresa y el período medio de cobro de cada sistema objeto de estudio.

El período medio de cobro se obtiene de las cuentas por cobrar por servicios prestados (no incluye cuentas no comerciales), según saldo promedio mostrado en los Estados Financieros Auditados de los años 2013, 2014 y 2015. El total de estas cuentas por cobrar se divide entre las ventas de energía local, según los Estados Financieros Auditados (no incluye servicios institucionales) y se multiplica por 360 días, para la obtención de un período medio de cobro de 38,54 días, el detalle de estos cálculos se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro No. 15
Sistema de distribución, ICE
Cálculo del periodo medio de cobro
(millones de colones)

Periodo	Ventas	Cuentas por cobrar	Rotación de Cuentas por cobrar	Periodo promedio de cobro
2013	279.510,0	30.033,0	0,1	38,7
2014	277.762,0	32.706,0	0,1	42,4
2015	325.104,0	724,0	0,1	35,1
PROMEDIO	294.125,3	31.487,7	0,1	38,5

Fuente: Aresep.

En el cálculo del capital de trabajo, al gasto de operación se le excluye las depreciaciones, tanto de activos en operación como de otros activos en operación y los gastos por partidas amortizables, ya que éstas no representan erogaciones reales de efectivo. Los gastos así obtenidos, se dividen entre 360, para obtener los costos diarios y se multiplican por el periodo medio de cobro detallado en el cuadro anterior para obtener un capital de trabajo por el monto de ¢7 063,63 millones para el año 2017.

iv. Análisis de Resultados

A continuación se muestra un cuadro que comparativo de los montos ejecutados por el ICE y los otorgados vía tarifa por la IE para el periodo 2016, y en la que sobresale el incremento del 9% en los costos y gastos por parte del ICE, respecto a lo fijado en tarifas para el sistema de distribución.

Cuadro No. 16
Sistema de distribución, ICE
Resumen de costos y gastos de operación, 2016
(millones de colones)

COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	ICE	Aresep	Δ Abs.	Δ %	Peso Δ
Operación y Mantenimiento	35.764,73	26.598,08	(9.166,66)	-26%	30%
Comercialización de Distribución	22.990,30	20.020,81	(2.969,49)	-13%	10%
Servicios de regulación	579,28	579,25	(0,03)	0%	0%
Administrativos	8.930,64	6.976,67	(1.953,96)	-22%	6%
Seguros	86,12	95,39	9,28	11%	0%
Depreciación activos en operación	15.889,95	20.253,49	4.363,55	27%	-14%
Depreciación otros activos en operación	827,54	-	(827,54)	-100%	3%
Absorción de partidas amortizables e intangibles	223,14	145,34	(77,79)	-35%	0%
Energía y Potencia distribución	198.798,01	186.777,00	(12.021,01)	-6%	40%
Gastos por incobrables	170,12	-	(170,12)	-100%	1%
Peaje	46.160,98	43.346,20	(2.814,78)	-6%	9%
Complementarios	-	-	-	0%	0%
Gestión productiva	13.106,49	8.384,29	(4.722,20)	-36%	16%
TOTAL COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	343.527,29	313.176,52	(30.350,76)	-9%	100%

Los siguientes son los resultados obtenidos para el sistema de distribución de energía eléctrica que presta el ICE una vez incorporadas las modificaciones explicadas en los puntos anteriores. De acuerdo con lo anterior, se registra una disminución del 14% en el total de gastos, respecto a los costos solicitados por el ICE en el periodo 2017, tal como se muestra en el cuadro a continuación:

Cuadro No. 17
Sistema de distribución, ICE
Resumen de costos y gastos de operación, 2017
(millones de colones)

COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	ICE	Aresep	Δ Abs.	Δ %	Peso Δ
Operación y Mantenimiento	37.039,20	27.881,62	(9.157,58)	-25%	17%
Comercialización de Distribución	23.820,04	20.681,37	(3.138,67)	-13%	6%
Servicios de regulación	596,66	628,47	31,81	5%	0%
Administrativos	9.153,63	7.871,55	(1.282,08)	-14%	2%
Seguros	84,85	93,12	8,26	10%	0%
Depreciación activos en operación	16.740,03	17.098,42	358,38	2%	-1%
Depreciación otros activos en operación	2.367,56	1.683,33	(684,23)	-29%	1%
Absorción de partidas amortizables e intangibles	256,29	246,31	(9,98)	-4%	0%
Energía y Potencia distribución	219.767,16	192.965,30	(26.801,86)	-12%	50%
Gastos por incobrables	194,39	-	(194,39)	-100%	0%
Peaje	50.003,07	41.285,20	(8.717,87)	-17%	16%
Complementarios	-	-	-	0%	0%
Gestión productiva	13.117,41	8.825,05	(4.292,36)	-33%	8%
TOTAL COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	373.140,30	319.259,73	(53.880,57)	-14%	100%

Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía

v. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta

Del análisis realizado en los apartados anteriores y con base en el rédito obtenido mediante el modelo CAPM / WACC, se concluye que el servicio de distribución de energía eléctrica que presta el ICE sin combustibles necesita una disminución promedio de 6,69% en sus tarifas a partir del 1 de enero del 2017.

3. Estructura tarifaria

De acuerdo con lo anterior, la estructura de costos sin combustible del ICE-distribución a partir del año 2017, según el análisis realizado por la IE, debe ajustarse con una disminución del 6,69% a partir del primero de enero del 2017 y hasta el 31 de diciembre 2017.

Este ajuste se realiza sobre la tarifa vigente según RIE-127-2015 publicadas en Alcance digital N° 117, Gaceta N° 247 del 21 de diciembre de 2015 (columna 3). La disminución en las tarifas se realiza igual para todas las tarifas del sistema de distribución del ICE.

En el caso de la tarifa T-MTb, tal y como se explicará más adelante -ver punto denominado "Tarifa T-MTb"- recibe un trato especial. De esta forma los precios vigentes y las condiciones técnicas de la tarifa T-MTb y sobre la cual se realizará el ajuste tarifario recomendado en el presente estudio, son los establecidos en RIE-107-2015 publicados el 30 de octubre de 2015 en Alcance digital N° 89 de la Gaceta N°211 (columna 2). En las descripción de la tarifa, que se encuentra posterior al pliego tarifario, se detallan los requisitos de ingreso y demás características de los abonados que se incorporarán a la tarifa.

Se acepta la propuesta del ICE por ajustar el cargo mínimo de 30 kWh a 40 kWh (mayor detalle en columna 4 y descripción de la tarifa).

Los ajustes del presente estudio se realizan para la estructura de costos sin combustibles, ya que aún no se cuenta con los factores de ajuste por efecto de CVC vigentes para el año 2017 (columna 5).

Para el año 2018 debe separarse el monto por liquidaciones para recalcular las tarifas, ya que este concepto debe de reflejarse únicamente en las tarifas del próximo año 2017. Al eliminar este monto se genera un ajuste al alza del 2,2% para las tarifas a partir del 1 de enero del año 2018 con respecto a las tarifas propuestas para 2017(columna 6).

La siguiente tabla muestra el detalle de los precios sin combustibles por periodo, categoría tarifaria y bloque de consumo.

CUADRO NO. 18
Sistema de distribución, ICE
ESTRUCTURA DE COSTOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.
VIGENTES Y PROPUESTOS. A PARTIR DE ENERO DEL 2017.

Columna 1		Columna 2	Columna 3	Columna 4		Columna 5	Columna 6
ICE Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC	ICE Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente desde el 1/ene/2017 (Según RIE-107-2015)	Vigente desde el 1/ene/2017 (Según RIE-127-2015)	Categoría tarifaria	detalle del cargo	Propuesto desde el 1/ene/2017 al 31/12/2017	Propuesto desde el 1/ene/2018
► Tarifa T-RE: tarifa residencial				► Tarifa T-RE: tarifa residencial			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Bloque 0-30	Cargo fijo	2 430.00		Bloque 0-40	Cargo fijo	2 855.20
	Bloque 31-200	cada kWh	81.00		Bloque 41-200	cada kWh	71.38
	Bloque 201 y más	cada kWh	146.00		Bloque 201 y más	cada kWh	128.66
							2 917.60
							72.94
							131.45
► Tarifa T-GE: tarifa general				► Tarifa T-CO: tarifa comercios y servicios			
o Clientes consumo exclusivo de energía				o Clientes consumo exclusivo de energía			
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	122.00		<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	107.51
							109.85
o Clientes consumo energía y potencia				o Clientes consumo energía y potencia			
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	73.00		<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	64.33
	<i>Por consumo de potencia (kW)</i>	cada kW	12 067.00		<i>Por consumo de potencia (kW)</i>	cada kW	10 633.67
							65.73
							10 865.01
► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social				► Tarifa T-IN: tarifa Industrial			
o Clientes consumo exclusivo de energía				o Clientes consumo exclusivo de energía			
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	82.00		<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	107.51
							109.85
o Clientes consumo energía y potencia				o Clientes consumo energía y potencia			
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	49.00		<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	64.33
	<i>Por consumo de potencia (kW)</i>	cada kW	7 903.00		<i>Por consumo de potencia (kW)</i>	cada kW	10 633.67
							65.73
							10 865.01
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión				► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				o Clientes consumo exclusivo de energía			
	Periodo Punta	cada kWh	70.00		<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	72.26
	Periodo Valle	cada kWh	26.00				73.83
	Periodo Noche	cada kWh	16.00				
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				o Clientes consumo energía y potencia			
	Periodo Punta	cada kW	11 359.00		<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	43.18
	Periodo Valle	cada kW	7 931.00		<i>Por consumo de potencia (kW)</i>	cada kW	6 964.28
	Periodo Noche	cada kW	5 080.00				7 115.79
► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión en dólares				► Tarifa T-MT: tarifa media tensión			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Periodo Punta	cada kWh	0.119		Periodo Punta	cada kWh	61.69
	Periodo Valle	cada kWh	0.042		Periodo Valle	cada kWh	22.91
	Periodo Noche	cada kWh	0.026		Periodo Noche	cada kWh	14.10
							14.41
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Periodo Punta	cada kW	19.000		Periodo Punta	cada kW	10 009.77
	Periodo Valle	cada kW	13.260		Periodo Valle	cada kW	6 988.96
	Periodo Noche	cada kW	8.500		Periodo Noche	cada kW	4 476.59
							10 227.54
							7 141.00
							4 573.98
► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión en dólares				► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión en dólares			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Periodo Punta	cada kWh	0.111		Periodo Punta	cada kWh	0.113
	Periodo Valle	cada kWh	0.039		Periodo Valle	cada kWh	0.039
	Periodo Noche	cada kWh	0.024		Periodo Noche	cada kWh	0.024
							0.025
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Periodo Punta	cada kW	17.729		Periodo Punta	cada kW	17.729
	Periodo Valle	cada kW	12.373		Periodo Valle	cada kW	12.373
	Periodo Noche	cada kW	7.931		Periodo Noche	cada kW	7.931
							18.115
							12.642
							8.104

- **Tarifa de Acceso:**

De conformidad con la “Metodología de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del productor-consumidor” publicada en el Alcance Digital N° 25 de la Gaceta N° 37 del 23 de febrero de 2016, y en la cual en su Por tanto” VI.D.3 establece:

“[...] La fijación de la tarifa de acceso se realizará de forma simultánea y en el mismo proceso ordinario que las fijaciones de las tarifas de distribución de cada empresa distribuidora de energía eléctrica. [...]”.

A la luz de lo anterior, y con fundamento en la información aportada por la petente para el cálculo de ajuste de la tarifa de acceso, se fija la tarifa de acceso en ¢26,77 por kWh, esto representa ingresos para el año 2017 por la suma de ¢20,4 millones.

- **Tarifa T-MTb.**

Tal y como se indicó en el presente estudio, la tarifa T-MTb recibe un tratamiento especial. Al respecto, hay que tener presente que por medio de la RIE-035-2016 del 18 de marzo de 2016, se fijó para todas las empresas distribuidoras, incluido el ICE, la tarifa T-MTb vigente, que rige del 1 de abril al 31 de diciembre de 2016, en aplicación de lo establecido en el Plan Nacional de Energía (PNE) 2015-2030, mediante la acción 3.2.3.2, que dispuso ejecutar acciones orientadas a establecer tarifas competitivas de la energía eléctrica, de la siguiente manera:

[...] Realizar los ajustes tarifarios de manera que se puedan mantener las tarifas eléctricas en 10 centavos de dólar/kWh, utilizando para esto los ingresos por las exportaciones en el MER, que serán distribuidos por medio de las tarifas de generación del ICE, según el siguiente orden de prioridad hasta alcanzar en cada tarifa el límite indicado:

- 1) T-MTb
- 2) TMT
- 3) Tarifa general (sector industrial una vez segregado)
- 4) Resto de tarifas [...]

En este contexto, se advierte que los ingresos reales por concepto de exportaciones al Mercado Eléctrico Regional (MER), que es la única fuente prevista para el financiamiento de la tarifa T-MTb fijada por medio de la RIE-035-2016, han sido significativamente inferiores a los estimados al momento en que se realizó la fijación. Al 30 de octubre de 2016, de acuerdo con la información disponible en la IE, que proviene de las bases de datos de información de mercado que todas las empresas distribuidoras tienen la instrucción de enviar según RIE-035-2016, y en las cuales se detalla mes a mes la diferencia entre el costo del beneficio de la tarifa T-MTb y del ingreso por exportaciones al MER, se verifica que el ICE ya registraba un faltante cercano a los 4 600 millones de colones, considerando que el mecanismo previsto en la política pública no generó los recursos requeridos para cubrir el beneficio otorgado a las industrias que ingresaron a la tarifa T-MTb. Esta situación, por el impacto financiero negativo, hace inviable la sostenibilidad de la tarifa T-MTb, en los términos y condiciones establecidos en el PNE 2015-2030.

En función de lo anterior, teniendo en consideración que la tarifa vigente T-MTb rige hasta el 31 de diciembre de 2016, ante la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de velar por el equilibrio financiero de las empresas que regula en los términos establecidos en la Ley 7593 y en aras de evitar graves trastornos o dislocaciones a la seguridad, justicia y paz social, de conformidad con el artículo 16.1 de la Ley 6227, en cuanto a que no pueden dictarse actos contrarios a las reglas unívocas de la ciencia o de la técnica, lo que procede para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es no fijar para el período 2017 la tarifa T-MTb en los términos que previó la acción 3.2.3.2. del PNE 2015-2030, toda vez que no se cuenta con recursos para su financiamiento.

Por tanto, la IE considera que a partir del 1 de enero de 2017 la tarifa T-MTb deberá regresar a las condiciones y características previas a la resolución RIE-035-2016, que en el caso del ICE corresponde a las establecidas en la RIE-107-2015 publicados el 30 de octubre de 2015 en Alcance digital N° 89 de la Gaceta N°211 (columna 2).

III. PRINCIPALES VARIABLES QUE EXPLICAN EL CAMBIO DE LOS INGRESOS

Las principales variaciones que explican el presente ajuste tarifario, respecto a lo solicitado por el ICE, se fundamentan en:

1. *En el presente análisis tarifario no se incorporó aquellas erogaciones o desviaciones contables y financieras respecto a lo fijado por la Aresep para el periodo 2016, dado que estas deberán de ser analizadas y si es el caso reconocidas mediante el proceso de liquidación tarifaria, de conformidad con lo señalado en la resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance Digital No. 63 del 10 de agosto del 2015.*
2. *Para el año 2016, el ICE ejecutó un 9% adicional a los costos y gastos incluidos en la fijación tarifaria ordinaria para ese periodo, siendo las cuentas que más sobresalen las de “operación, mantenimiento de generación”, “energía y potencia distribución” y “gestión productiva”.*
3. *Para el periodo 2017 se consideró en la estructura de costos tarifaria una reducción del 14% con relación a los costos propuestos por el ICE, la principal disminución obedece al ajuste de las cuentas de gastos de “energía y potencia distribución”, “operación, mantenimiento de distribución” y “peaje”.*
4. *En cuanto a la adición de activos para el año 2017, la Intendencia estimó ϕ 7 840,29 millones menos que lo solicitado por el ICE, equivalente a un -29,73%. La reducción se obtuvo al aplicar el porcentaje de ejecución con los índices actualizados y otros ajustes a cada una de las obras, principalmente las obras de “equipo de transporte”, “equipos y programas de cómputo” y “equipo de construcción”.*
5. *La base tarifaria que ha reconocido la IE para el 2017 es superior en ϕ 1 020,35 millones a la base calculada por el ICE (0,33%), dado los ajustes explicados en los apartados de base tarifaria e inversiones y el AFNOR utilizado para el promedio del ICE siendo éste menor en el año 2016.*
6. *Todo lo anterior implica que mientras el ICE solicitó ingresos adicionales de ϕ 34 320,0 millones para el 2017, la IE recomienda aprobar una reducción de ϕ 15 833,9 millones para el mismo periodo.*

[...]

V. CONCLUSIONES

1. *El ICE solicitó fijar un incremento promedio en las tarifas del sistema de distribución de energía eléctrica del 9,75% (nueve coma setenta y cinco por ciento), a partir del 1 de enero del 2017.*
2. *El presente análisis tarifario no incorporó las desviaciones acaecidas entre el Estado de Resultados Tarifario (RIE-127-2015, publicada en el Alcance Digital N° 117, de la Gaceta N° 247, del 21 de diciembre del 2015) y los costos y gastos presentados por el ICE, dado que la metodología tarifaria vigente según la resolución RJD-139-2015 publicada en el Alcance Digital No. 63 del 10 de agosto del 2015, definió que dichas diferencias deberán de ser analizadas mediante el procedimiento denominado “liquidación tarifaria”.*

En el mismo marco metodológico se estableció lo siguiente en materia de liquidación tarifaria y el tratamiento que se le deba de dar a todas aquellas erogaciones de costos y gastos, en las cuales el resultado final fue diferente a lo fijado para el servicio regulado por el Órgano Regulador.

3. *Los ingresos propuestos para el sistema de distribución de energía eléctrica que presta el ICE serán de ₡337 603,8 millones en el año 2017. Dando como resultado una tarifa promedio para dicho sistema de ₡85 kWh.*
4. *De acuerdo con el análisis que precede, se recomienda una disminución del 6,69% promedio en las tarifas del sistema de distribución de energía eléctrica que presta el ICE sin combustibles, la cual rige a partir del 1 de enero del 2017 [...].*

II. Que en cuanto a la consulta pública, del oficio 1714-IE-2016 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

1. La Defensoría de los Habitantes representada por Sra. Karina Zeledón Lépiz (visible a folios 200 al 205):

- a. *Para el sistema de generación de energía eléctrica, las estimaciones y proyecciones de costos y gastos que contienen estas solicitudes del ICE se realizaron con base en “premisas económicas para el periodo 2014-2017” sobre inflación interna, inflación externa y tipo de cambio, según las estimaciones vigentes en el Programa Macroeconómico 2016-2017 del Banco Central para el segundo semestre de 2016. Los ajustes en las tarifas superan sustancialmente el índice de inflación interna proyectada para el 2017, lo cual no se justifica debido a que no hay evidencia de que los insumos utilizados por la generación de energía eléctrica haya aumentado más que el índice de inflación y además, debe considerarse que es un servicio público que dentro de sus usuarios hay una población amplia de escasos recursos y de empresas participando en mercado competitivos.*
- b. *Para el servicio de transmisión, que Aresep revise la pertinencia, realismo y razonabilidad del programa de inversiones planteado por el ICE para el sistema de transmisión para los año 2017 el cual se sustenta, en parte, por los mayores ingresos que obtendría la institución con el incremento tarifario solicitado.*
- c. *Se considera oportuno que la Aresep revise el año base (2016) elegido para la proyección de costos y gastos a reconocer por la vía tarifaria, pues si los costos de ese año no corresponden a valores mínimos y de eficiencia.*
- d. *Para el servicio de distribución de energía eléctrica, se solicita a la Aresep definir, según la experiencia, la industria y la coyuntura económica actual, un valor apropiado del rédito para el desarrollo para el servicio de distribución de manera que si se considera apropiado para el 2016 un valor al 4,61% pretendido por la empresa, se ajuste el incremento tarifario solicitado acorde con dicha empresa.*
- e. *Para alumbrado público, se considera que el incremento solicitado es injustificable de acuerdo con la situación económica del país.*

2. La Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R.L. representada por Omar Miranda Murillo, (visible a folios 326 al 338).

- a. *Incumplimiento del inciso B artículo 4 de la Ley 7593: tal y como lo indica el inciso “Procurar el equilibrio financiero entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicio públicos”, es que el ICE solicita para el expediente ET-059-2016 un ajuste del 5,85% sin ninguna razón de ser, esto motivado en el documento que consta en el folio 079 EF_TAR_ACT_TRANS_17.xls se desprenden del libro redito.xls que el ICE con tarifas actuales tiene excedentes de operación por ₡30 402,8 millones. No justifica la verdadera necesidad del requerimiento de ajustar sus tarifas actuales en 5,85%.*

- b. *Transparencia de datos: en el estudio del sistema de generación, ET-058-2016 reflejan ingresos por exportación, por lo tanto quiere decir que en el ET-059-2016 se debe reflejar peaje por exportaciones, pero para este caso, anotan en cero los ingresos para el 2017 por peaje de exportación, teniendo en cuenta que si se estima exportar energía.*
- c. *Rechazar en todos los extremos la petición tarifaria solicitada según el expediente ET-059-2016.*

3. La Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R.L. representada por Miguel Gómez Corea, (visible a folios 123 al 129, 130 al 144).

- a. *Rechazar la solicitud de fijación tarifaria correspondiente al expediente ET-047-2016.*
- b. *Divulgar correctamente el aumento que finalmente se apruebe, en forma conjunta (importaciones y generación) más los otros sistemas. Lo anterior, por cuanto se considera muy importantes que la Aresep mantenga su transparencia en su accionar o sea que se base en reglas claras, cuya aplicación sea congruente.*
- c. *Que la Aresep que indique si existe una metodología tarifaria para generación que permita hacer solicitudes tarifarias como la que se tramita en este expediente y sin cumplir con sus propios requerimientos de información publicados en diversas resoluciones.*
- d. *Se indique en la resolución final si es cierto que la solicitud tarifaria mejorará la competitividad de las tarifas del servicio de electricidad para su sistema de generación.*
- e. *Que se apruebe una nueva metodología tarifaria de carácter extraordinario para que cuando se varíen las tarifas de generación y distribución se traslade de forma automática el aumento a las tarifas de distribución, evitando así el rezago financiero y el consiguiente costo y un trámite engorroso por una variación tarifaria aprobada por la Aresep.*
- f. *Que se explique si el subsidio cruzado entre exportaciones de energía y la tarifa T-MTb cumple con lo que indica el artículo 12 de la Ley 7593.*

4. Señor Otto Guevara Guth, cédula de identidad número 1-0544-0893, (visible a folios 212 al 220).

- a. *El exceso de costos no asociados a imprevistos, sino derivados de la deficiente planificación e ineficiente ejecución de los proyectos a cargo de los concesionarios de los servicios de generación, no pueden ser considerados en las tarifas y menos ser trasladados a los usuarios, ello al amparo del numeral 32 inciso e) de la Ley 7593.*
- b. *Los costos de las obras civiles y subterráneas de los proyectos de generación P.E. Valle Central, P.H. Balsa Inferior, P.H. Pirris, P.H. Toro III y P.H. Reventazón que excedan los parámetros de imprevistos debidamente comunicados por el ICE en su oficio 0060-473-2016, deben ser rechazados por tratarse de inversiones excesivas para la prestación del servicio público.*

5. La Cámara de Industrias de Costa Rica, representada por el señor Carlos Montenegro Godínez (visible a folios 353 al 400, 209 al 256 y 254 al 301):

- a. *En el servicio de generación:*
 - i. *Rechazar el aumento tarifario solicitado pues pretender un aumento en el sistema de un 41% en sólo tres años no guarda ninguna proporción ni con la inflación, ni con el crecimiento económico, ni con la demanda eléctrica, ni con la razonabilidad que debe existir en un control elemental de gasto que debe ejecutar cualquier organización.*

- ii. *Que antes de dar aumento tarifario sobre generación del PH Reventazón, se aclaren las dudas sobre cómo impactará la tarifa a los consumidores la entrada en operación del P.H. Reventazón por que si le está sumando kilovatios hora al sistema más caros que el promedio aumentando las tarifas innecesariamente, eso no es de recibo para los usuarios.*
 - iii. *Que se aclaren las dudas sobre el tipo de arrendamiento del P.H. Reventazón, incluyendo el arrendamiento operativo a la CNFL que menciona el contrato de fideicomiso firmado con Scottia Bank.*
- b. *En el servicio de transmisión:*
- i. *Rechazar el aumento tarifario solicitado pues pretender un aumento en ingresos del 43% en sólo tres años no guarda ninguna proporción ni con la inflación, ni con el crecimiento económico, ni con la demanda eléctrica, ni con la razonabilidad que debe existir en un control elemental de gasto que debe ejecutar cualquier organización.*
- c. *En el servicio de distribución:*
- i. *Revisar las estimaciones de demanda y de gastos con lupa, pues suele ser una práctica de las operadoras subestimar ingresos y sobre estimar gastos. En este caso por el lado de los ingresos llama la atención que la demanda global crecerá un 3,85% pero lo del ICE distribución solo 2,66%. Así como por el lado de los gastos, mientras los escalonamientos en gastos, son por ejemplo en remuneraciones es de 1,01% para el 2016 y de 2,5% para el 2017, pero los gastos de operación y mantenimiento, administrativos o de gestión productiva son un 39%, 31% y 56% más altos que lo aprobado por Aresep en el 2016.*
 - ii. *Explicar a los usuarios representados por la Cámara de Industrias de CR y demás usuarios, como manejará la Aresep el no cumplimiento por el ICE de los presupuestos aprobados de costos y gastos, en especial los no asociados a crecimiento de la demanda.*
 - iii. *Solicitamos rechazar aumentos sobre presupuestos excedidos, saltándose la aprobación que realiza el Regulador, de lo contrario el excelente trabajo minucioso de Aresep para eliminar los gastos no requeridos para brindar el servicio se estarían echando por la borda, es decir quedarían sin ningún efecto y la aplicación de la metodología tarifaria.*
 - iv. *Moderar el aumento solicitud pues al ritmo de crecimiento que solicita el ICE para el 2017, en tres años un aumento de 30% o bien de la materia prima (energía, potencia y peaje) de un 43%, se volverían a duplicar las tarifas en cinco años.*

6. La Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, representada por el señor Jack Liberman Ginsburg, (visible a folios 206 al 244, 257 al 294, 302 al 340 y del 403 al 441):

- a. *Se solicita rechazar la solicitud de aumento en las tarifas eléctricas del ICE por las siguientes razones:*
- b. *El ICE obtendrá excedentes razonables con las tarifas actuales.*
- c. *Las plantas existentes le permitirán al ICE generar 1700 GWh adicionales cuyo valor de mercado supera los 40 mil millones de colones.*
- d. *El ICE habría acumulado excedentes superiores a los 43 mil millones de colones en el año 2016 que deberán devolverse a los consumidores vía reducción de tarifas.*

7. La Cámara de Empresas Distribuidoras de Energía y Telecomunicaciones (CEDET), representada por Allan Benavides Vílchez, (visible a folios 346 al 352):

- a. Rechazar la solicitud de fijación tarifaria tramitada en el expediente ET-058-2016. Para evitar un vicio de nulidad absoluta que se generaría si la Aresep considera en éste trámite tarifario costos que no fueron contemplados en la convocatoria de audiencia pública y suponen un aumento que tampoco fue informado a los usuarios en la respectiva convocatoria.
- b. Ordenar al ICE presentar una nueva solicitud que si contemple todos los costos, a efectos e que hacer una convocatoria de audiencia pública completa y transparente. Lo anterior, por cuanto se considera muy importante que la Aresep mantenga su transparencia en su accionar.
- c. En caso de que la Aresep decida realizar una fijación, se solicita se indique si es cierto que la solicitud tarifaria del ICE mejorará la competitividad de las tarifas del servicio de electricidad para el sistema de generación o si por el contrario la solicitud hace menos competitivo al ICE como consideramos sucede.
- d. Que se gestione internamente la aprobación de una nueva metodología tarifaria de carácter extraordinario para que cuando se varía las tarifas de generación y distribución se traslade de forma automático el aumento a las tarifas de distribución, evitando así el rezago financiero y el consiguiente costo.
- e. Que se explique si el subsidio cruzado entre exportaciones de energía y la tarifa T-MTb cumple con lo que indica el artículo 12 de la Ley 7593.
- f. Que se establezca que el ICE debe asumir su responsabilidad sobre la tarifa T-MTb en virtud de que solicitó que la misma no aumentase.

A continuación las respuestas a las posiciones planteadas en el proceso de audiencia pública:

1. La Defensoría de los Habitantes representada por Sra. Karina Zeledón Lépez.

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Premisas económicas: el análisis y estimaciones que realiza la IE de los diferentes rubros que componen la petición tarifaria propuesta por el ICE, está supeditada al Programa Macroeconómico realizado por el Banco Central de Costa Rica para el periodo 2016-2017.

En este sentido, es importante indicar que cada cuenta asociada a un costo o gasto, está sujeta a un análisis riguroso que permita determinar la pertinencia del mismo con el servicio regulado, así como su peso relativo y el nivel de recurrencia en el tiempo. No obstante, es pertinente aclarar que no todas las cuentas presentan el mismo comportamiento, por lo cual algunas se verán afectadas por la inflación local o internacional así como otras son afectadas por factores externos (tipo de cambio).

Análisis de inversiones: en lo que respecta al análisis de inversiones, la IE en los últimos años ha realizado un esfuerzo en elaborar esquemas y formatos de presentación de la información, tanto para inversiones como para adiciones y retiros de activos, de tal manera que la información aportada por las empresas reguladas pueda ser analizada de una manera más objetiva, coherente y sistemática, evitando con ello la doble incorporación de rubros que en el pasado han sido reconocidos vía tarifa y por situaciones propias de las empresas no se ejecutaron.

Año base: la determinación y análisis del año base son claves para determinar la incidencia de los costos y gastos en el periodo que requiere ser fijada la tarifa, en este caso particular el 2017. No obstante, de conformidad con la resolución RJD-141-2015

publicada en el Alcance Digital NO. 63 del 10 de agosto del 2015, se definió que las diferencias acaecidas en los costos y gastos fijados por la IE y los obtenidos por el ICE en el ejercicio de sus actividades, deberán de ser analizados mediante el procedimiento denominado "liquidación tarifaria", la cual debe realizarse por año tarifado. En este sentido, se indica que para el análisis de la presente petición tarifario se partió de los rubros de costos y gastos incorporados en el Estado de Resultados tarifario según la resolución RIE-125-2015, publicada en el Alcance Digital N° 117, de la Gaceta N° 247, del 21 de diciembre del 2015.

Rédito para el desarrollo: es importante recalcar la trascendencia del rédito para el desarrollo en la fijaciones tarifarias, en el entendido que dicho rubro, está destinado a atender las inversiones (microinversiones), así como obligaciones de deuda como resultado de las macroinversiones o inversiones que requirieron un endeudamiento de largo plazo. El otorgar o solicitar un porcentaje menor al obtenido mediante la metodología CAPM / WACC, estaría afectando en el corto plazo la capacidad de la empresa de atender su plan de inversiones y por ende poniendo en riesgo la continuidad y confiabilidad del servicio regulado.

Petición tarifaria para la actividad de alumbrado público: todo estudio tarifario propuesto por las empresas reguladas será sometido a un análisis riguroso por parte de la IE, de tal manera que lo que se vaya a resolver se pueda justificar de conformidad con el principio de servicio al costo y el equilibrio financiero de la empresa y los usuarios, según la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley 7593.

2. La Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R.L. representada por Omar Miranda Murillo, (visible a folios 326 al 338).

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Petición tarifaria de transmisión y peaje de exportación: todo estudio tarifario propuesto por las empresas reguladas es sometido a un análisis riguroso por parte de la IE, de tal manera que lo que se vaya a resolver debe estar debidamente justificado, de conformidad con el principio de servicio al costo y el equilibrio financiero de la empresa, así como los derechos de los usuarios, según la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley 7593.

De acuerdo con lo anterior, si el ICE proyectó para el 2017 exportaciones de energía al MER, también debió incorporar en dichas estimaciones el ingreso generado por concepto del peaje por parte del sistema de transmisión. En este sentido, la IE analizó la información aportada por la petente, previendo la incorporación de los rubros que correspondan en procura de mantener el equilibrio financiero de la empresa y del usuario.

3. La Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R.L. representada por Miguel Gómez Corea

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Reconocimiento del gasto adicional en importaciones: la solicitud tarifaria propuesta por el ICE y en la cual pretendía el reconocimiento del gasto adicional en importaciones para el periodo 2016, según el expediente ET-047-2016, fue rechazado, según la resolución RIE-090-2016 del 13 de octubre del 2016, dado que la metodología vigente establece que las fijaciones ordinarias deben de ser integrales, es decir que deben de incorporar todos los costos y gastos así como los ingresos obtenidos en la prestación del servicio, de tal manera que la tarifa fijada por la IE, responda al principio al costo y al equilibrio financiero de la empresa y del usuario.

En este sentido, la tarifa que se recomienda para el sistema de generación de energía eléctrica, de conformidad con el presente informe, incorporará el monto correspondiente al gasto adicional en importaciones para el 2016, puesto que la IE sostiene el criterio que lo actuado en materia tarifaria debe de ser transparente, bajo reglas claras y congruente con la metodología tarifaria vigente.

Competitividad vía tarifas: es criterio de la IE que la competitividad de una empresa, grupo empresarial o sector productivo no sólo depende exclusivamente de la magnitud de las tarifas eléctricas provistas por las empresas distribuidoras, sino al conjunto de variables propias y ajenas a la empresa, las cuales repercuten en su estructura de costos como en el área financiera, operativa y logística.

En este sentido, este Órgano Regulador considera que la realización de análisis técnicamente rigurosos, apegados a las metodologías vigentes, constituye un aspecto clave para que las tarifas incorporen, según lo establecido, solamente los costos relacionados con la prestación del servicio público.

Metodología extraordinaria: la metodología vigente según la resolución RRG-215-2010 del 16 de marzo del 2010, establece las condiciones y requisitos que debe de cumplir tanto la IE como las empresas reguladas para su respectiva aplicación. En este sentido, una vez fijada la señal de precio para el ICE, se procederá a valorar la aplicación de oficio tal y como corresponda.

Tarifas T- MTb: en lo que respecta al precio fijado para la tarifa T- MTb y condiciones técnicas que deben de cumplir las empresas para su debida aplicación, están definidas según el Decreto N° 39219-MINAE que establece como objetivo específico 3.2.3 “Ejecutar acciones orientadas a establecer tarifas competitivas de la energía eléctrica” y dentro de las cuales se encuentra la tarifa T-MTb y cuyo ejecutor es la ARESEP” y con los objetivos del VII Plan Nacional de Energía (PNE). En este sentido, la Ley de la Autoridad Reguladora, Ley No. 7593 establece:

“(…)

Se afirma la independencia de la Aresep en el cumplimiento de sus funciones, al establecer que esta institución no se sujetará a los lineamientos del Poder Ejecutivo, con excepción de las orientaciones del Plan Nacional de Desarrollo y de los planes y políticas sectoriales”.

No obstante, la IE quiere dejar quedar claro, que toda política emitida por parte del Poder Ejecutivo en materia tarifaria, y en la cual se le de a un sector un trato preferencial, deberá de garantizar de previo la sostenibilidad de la misma, con objetivos bien formulados, mecanismos de permitan medir los resultados y que al ser aplicado no genere incertidumbre y costos entre los diferentes actores en el mercado eléctrico nacional en el corto y mediano plazo.

4. Señor Otto Guevara Guth, cédula de identidad número 1-0544-0893:

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Costos excesivos: en lo que respecta a los costos no asociados o excesivos, la Ley de la Autoridad Reguladora, Ley No. 7593 en su artículo 32 establece:

“(…)

No se aceptarán costos de las empresas reguladas:

c) Las contribuciones, los gastos, las inversiones y deudas incurridas por actividades ajenas a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada.

b) Las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio público.

d) Los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.

e) Las inversiones rechazadas por la Autoridad Reguladora por considerarlas excesivas para la prestación del servicio público.”

De conformidad con lo anterior, la IE es rigurosa en los análisis técnicos que realizar de cada una de las cuentas de costos y gastos, de tal manera que pueda garantizar que los rubros incorporados en las tarifas, además de estar debidamente justificados, estén relacionados con la prestación del servicio público.

5. La Cámara de Industrias de Costa Rica, representada por el señor Carlos Montenegro Godínez:

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Petición tarifaria para la actividad de generación y transmisión: todo estudio tarifario propuesto por las empresas reguladas es sometido a un análisis técnico riguroso por parte de la IE, de tal manera que lo resuelto sea consistente con el principio de servicio al costo, el equilibrio financiero de la empresa y los derechos de los usuarios, según la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley No. 7593.

En este sentido, es preciso aclarar que no toda la estructura de costos y gastos del sistema de generación que presta el ICE, responden a ajustes en la inflación local. Siendo más bien la regla, que muchas de las erogaciones, respondan a factores externos (inflación internacional y tipo de cambio), como a contratos, precios y tarifas de otros servicios regulados y que son demandados por la petente, provocando con ello un impacto mayor en el comportamiento de los costos de la empresa.

Proyecto Hidroeléctrico Reventazón: en lo que respecta al P. H. Reventazón, se aclara que este no fue incorporado en la presente fijación tarifaria, dado que el ICE no aportó el auxiliar de activos que comprende dicho proyecto, ni el detalle de las obras relacionadas, limitando a la IE el transparentar los activos que se estarían incorporando a la base tarifaria, tal y como lo establece la metodología vigente. Conviene señalar que el ICE tampoco presentó adiciones para el año 2017 asociadas al P.H. Reventazón.

No obstante, y dada la consulta es preciso recalcar que el P.H. Reventazón presenta una estructura financiera compuesta por un arrendamiento financiero, así calificado por el ICE, así como un aporte de recursos propios. Al utilizarse la figura del arrendamiento financiero, este provocará un impacto en las tarifas de generación de energía eléctrica, ya que el plazo estipulado en el contrato de arrendamiento es menor al que se otorga en el mercado financiero por un financiamiento tradicional y las tasas implícitas asociadas a este tipo de esquemas por lo general son mayores.

En el servicio de distribución: todo análisis tarifario conlleva la revisión exhaustiva de cada una de las cuentas de costos y gastos que lo componen, de conformidad con los criterios tarifarios aplicados por la IE, de conformidad con lo establecido en la metodología tarifaria vigente. Estos criterios están debidamente consignados en el informe técnico que da sustento a la correspondiente resolución.

Estado de Resultados tarifario: a partir de la aprobación de la resolución RJD-141-2015, toda empresa regulada deberá de presentar las desviaciones respecto a lo fijado por la IE, de tal manera que estas sean valoradas, según las justificaciones y pertinencia del exceso de gasto en relación con la prestación del servicio público.

Todas esas desviaciones será analizadas mediante un procedimiento denominado Liquidación tarifaria, la cual debe de incorporar los costos y gastos de todo el año incorporado en la última fijación tarifaria. En este sentido, en atención a lo señalado por

la metodología vigente, se indica que en la presente petición tarifaria, tal y como corresponde, no se incorporan esas desviaciones acaecidas en el año base, quedando estas a la espera del cierre del periodo 2016, para iniciar el proceso de liquidación que realizará la IE.

6. La Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, representada por el señor Jack Liberman Ginsburg:

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Estado de Resultados tarifario: a partir de la aprobación de la resolución RJD-141-2015, toda empresa regulada deberá de presentar las desviaciones respecto a lo fijado por la IE, de tal manera que estas sean valoradas, según las justificaciones y pertinencia del exceso de gasto en relación con la prestación del servicio público.

Todas esas desviaciones será analizadas mediante un procedimiento denominado Liquidación tarifaria, la cual debe de incorporar los costos y gastos de todo el año incorporado en la última fijación tarifaria. En este sentido, en atención a lo señalado por la metodología vigente, en la presente petición tarifaria no se incorporan esas desviaciones acaecidas en el año base, quedando estas a la espera del cierre del periodo 2016, para iniciar el proceso de liquidación que realizará la IE.

Análisis de mercado: de acuerdo con el comentario de que las plantas existentes le permitirán al ICE generar 1700 GWh adicionales, es preciso aclarar que dichas estimaciones deben de ser analizadas al igual que los costos que dicha energía le significa al ICE y por ende al sistema eléctrico nacional. En este sentido, esta IE considera poco transparente para los usuarios el sólo indicar que la energía debe de disminuir por el sólo hecho de que tendrá mayores ingresos, sin valorar los costos asociados al servicio.

7. La Cámara de Empresas Distribuidoras de Energía y Telecomunicaciones (CEDET), representada por Allan Benavides Vílchez:

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica que su oposición no fue admitida según el oficio 3836-DGAU-2016 del 17 de noviembre del 2016 (visible a folios 529 al 531), no obstante, sus observaciones fueron tomadas en cuenta en el análisis de las peticiones tarifarias presentadas por el ICE.

[...]

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar las tarifas del sistema de distribución de energía eléctrica que presta el ICE, tal y como se dispone;

**POR TANTO
EL DIRECTOR CON RECARGO DE FUNCIONES
DE LA INTENDENCIA DE ENERGÍA**

RESUELVE:

- I. Fijar las tarifas del sistema de distribución de energía eléctrica que presta el ICE según el siguiente detalle:

ICE Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige desde el 1/ene/2017 al 31/12/2017	Rige desde el 1/ene/2018
► Tarifa T-RE: tarifa residencial			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-40	Cargo fijo	2 855.20	2 917.60
Bloque 41-200	cada kWh	71.38	72.94
Bloque 201 y más	cada kWh	128.66	131.45
► Tarifa T-CO: tarifa comercios y servicios			
○ Clientes consumo exclusivo de energía			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh			
		107.51	109.85
○ Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh			
		64.33	65.73
<i>Por consumo de potencia (kW)</i> cada kW			
		10 633.67	10 865.01
► Tarifa T-IN: tarifa Industrial			
○ Clientes consumo exclusivo de energía			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh			
		107.51	109.85
○ Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh			
		64.33	65.73
<i>Por consumo de potencia (kW)</i> cada kW			
		10 633.67	10 865.01
► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social			
○ Clientes consumo exclusivo de energía			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh			
		72.26	73.83
○ Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh			
		43.18	44.12
<i>Por consumo de potencia (kW)</i> cada kW			
		6 964.28	7 115.79
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Periodo Punta	cada kWh	61.69	63.03
Periodo Valle	cada kWh	22.91	23.41
Periodo Noche	cada kWh	14.10	14.41
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Periodo Punta	cada kW	10 009.77	10 227.54
Periodo Valle	cada kW	6 988.96	7 141.00
Periodo Noche	cada kW	4 476.59	4 573.98
► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión en dólares			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Periodo Punta	cada kWh	0.111	0.113
Periodo Valle	cada kWh	0.039	0.040
Periodo Noche	cada kWh	0.024	0.025
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Periodo Punta	cada kW	17.729	18.115
Periodo Valle	cada kW	12.373	12.642
Periodo Noche	cada kW	7.931	8.104

- II. Establecer la siguiente descripción del pliego tarifario para el sistema de distribución de energía eléctrica que presta el ICE, tal y como se detalla:

Tarifa T-RE Residencial

A. Aplicación: Se entiende por consumo residencial el servicio para casas y apartamentos de habitación que sirven exclusivamente de alojamiento permanente. No incluye áreas comunes de condominios, áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas de recreo, hospitales,

hospicios, servicios combinados residencia – negocio, edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

Tarifa T-IN Industrial

A. Aplicación: Servicios de distribución del ICE en baja tensión clasificados en el sector industrial según la clasificación de actividades económicas (código CIIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

Tarifa T-CO Comercios y servicios.

A. Aplicación: Servicios de distribución del ICE en baja tensión clasificados en el sector comercio o sector servicios, según la clasificación de actividades económicas (código CIIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

Tarifa T-CS Preferencial de carácter social

A. Aplicación: Aplicable estrictamente a todos aquellos clientes que pertenezcan a alguno de los siguientes sectores:

Bombeo de agua potable: Exclusivamente para el consumo de energía en el bombeo de agua potable para el servicio de acueducto, con la debida concesión del Ministerio del Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET).

Educación: Exclusivamente para centros de enseñanza, pertenecientes al sector de educación pública estatal: centros de enseñanza preescolar, escuelas de educación primaria, escuelas de enseñanza especial, colegios de educación secundaria, colegios técnicos de educación secundaria, colegios universitarios, universidades y bibliotecas públicas, incluyendo las instalaciones que se dedican exclusivamente a la actividad educativa pública. Los restaurantes, sodas, residencias y otros, aun cuando se hallen a nombre de entidades educativas, no gozarán de esta tarifa, debiendo ubicarse dentro de la que les corresponda.

Religión: Exclusivamente para templos de iglesias. Cualquier otra actividad no relacionada directamente con el culto religioso quedará excluida de la tarifa.

Protección a la niñez y a la vejez: Hogares y asilos de ancianos, asilos de personas discapacitadas, guarderías infantiles promovidas por el Estado y hogares públicos para niños, todos los anteriores de carácter benéfico y sin fines de lucro.

Instituciones de asistencia y socorro: Aquellas cuyo fin sea la asistencia social para grupos de escasos recursos económicos o de protección de personas en caso de desastres o situaciones de crisis. Todos de carácter benéfico y sin fines de lucro. En estos casos la tarifa se aplicará exclusivamente en los edificios y demás propiedades utilizados expresamente para los fines citados.

Personas con soporte ventilatorio domiciliario por discapacidad respiratoria transitoria o permanente: Usuarios que requieren un equipo eléctrico para la asistencia directa en el ciclo de la respiración, que incluye suplemento de uno o varios de los siguientes parámetros: oxígeno, presión o frecuencia respiratoria. Deben ser prescritos a través de la Clínica de Servicios de Neumología y Unidad de Terapia Respiratoria del Hospital Nacional de Niños u otra unidad médica equivalente.

B. Características de servicio:

Nivel de tensión: en baja y media tensión.

Medición: un único equipo, en un solo punto de medición en el punto de entrega.

Disponibilidad: en lugares donde exista red primaria o secundaria de distribución.

Tarifa T-MT Media tensión

A. Aplicación: Tarifa opcional para clientes servidos en media tensión (1 000 a 34 500 voltios) con una vigencia mínima de un año, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse los clientes a consumir como mínimo 120 000 kWh por año calendario. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente, en la facturación del doceavo mes se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta.

Excluir de la última condición, a aquellos clientes que durante la vigencia de esa tarifa cumplan con los estos requisitos y sean técnicamente comprobables por el ICE: a) Generar energía eléctrica para consumo propio mediante fuentes renovables y b) Participar en el Programa de Generación Distribuida.

Tarifa T-MTb Media tensión

a. Aplicación: Tarifa opcional para clientes servidos en media tensión (1 000 a 34 500 voltios) con una vigencia mínima de un año, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse los clientes a consumir como mínimo 120 000 kWh por año calendario. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente, en la facturación del doceavo mes se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta. Además esta tarifa es aplicable solamente a aquellas empresas que cumplan con la condición de que muestren sostenidamente al menos durante tres meses un 90% de factor de carga, comportamiento por medio del cual tendrán derecho a ingresar en esta tarifa (b). Una vez que ingresen a esta tarifa b, si durante los últimos doce meses no alcanzan al menos diez veces ese nivel requerido de factor de carga, pierden la categoría y regresan a la tarifa de procedencia de ese mismo nivel de suministro de energía.

Excluir de la última condición, a aquellos clientes que durante la vigencia de esa tarifa cumplan con los estos requisitos y sean técnicamente comprobables por el ICE: a) Generar energía eléctrica para consumo propio mediante fuentes renovables y b) Participar en el Programa de Generación Distribuida.

DISPOSICIONES GENERALES:

- 1.- El cliente clasificado con el bloque de consumo monómico (carga por energía), de las tarifas T-IN, T-CO y T-CS, será reclasificado al bloque de consumo binómico (carga por energía y potencia) de la misma tarifa, cuando su consumo mensual exceda los 3 000 kWh en más de seis facturas en los últimos doce meses y que cuenten con el sistema de medición para el registro de la potencia máxima.
- 2.- La potencia por facturar será la carga promedio más alta en kilovatios o kilovatios amperio para cualquier intervalo de quince minutos durante el mes.

3.- En cada tarifa se cobrará como suma mínima mensual el equivalente a los primeros 40 kWh, en los casos que el cliente consuma los 40 kWh o menos y que estén clasificados en el bloque básico de la tarifa.

4.- Definición de horario.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas, es decir, 5 horas del día. Se facturará la máxima medición de potencia registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas, es decir, 9 horas del día. Se facturará la máxima medición de potencia registrada durante el mes.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente, es decir, 10 horas del día. Se facturará la máxima medición de potencia registrada durante el mes.

5.- Los usuarios de la tarifa T-MT, que operan en paralelo con la red del ICE, con generadores síncronos propiedad del cliente ubicados en sus instalaciones, con el propósito de alimentar cargas de su propiedad en el mismo sitio, deben disponer en el punto de interconexión del cliente con el ICE, de las protecciones correspondientes que aseguren tanto la no afectación de la gestión de la empresa eléctrica, como la integridad del equipo y bienes del cliente.

La protección en la interconexión debe cumplir los requisitos que para cada caso establecerá el ICE, con el propósito de permitir la operación de generación propiedad del cliente en paralelo con el sistema eléctrico.

Los aspectos a cumplir por parte del cliente y que la empresa establecerá son:

- Adecuada conexión del transformador de interconexión.
- Características y requisitos de los relés a utilizar.
- Características de los transformadores de instrumento.
- Ajustes de las protecciones de la interconexión.

Las protecciones que debe disponer el cliente en el punto de interconexión son las siguientes:

- Detección de la pérdida de operación en paralelo con el sistema de la empresa eléctrica.
- Detección contra alimentación de falla.
- Detección de desequilibrios de fase o ausencias de fase.
- Detección de flujo inverso (del cliente hacia la empresa).
- Lo relativo a disparo / restauración del punto de interconexión.
- Cualquier otro que la empresa estime necesaria.

La operación de este tipo de generación en las instalaciones del cliente no debe afectar la calidad de la energía en aspectos como voltaje, frecuencia y armónicas, por lo que deberá cumplir respecto a estos parámetros con todo lo establecido en la normativa técnica actual o futura emitida por la Autoridad Reguladora.

En caso de que el cliente no cumpla con estos requisitos, para el cargo por potencia se le aplicarán los precios del período punta de la máxima demanda registrada durante el mes.

El cliente debe aportar al ICE una línea telefónica o troncal de las que posee para la aplicación de la interrogación remota del equipo de medición, durante un intervalo máximo de aproximadamente 30 minutos al mes, previo aviso de parte del ICE. El cliente hará la instalación de la línea telefónica hasta donde se encuentre el equipo de medición. La conexión respectiva la efectuará el ICE.

Los precios anteriores no incluyen la tarifa por transmisión, la de alumbrado público o el impuesto de ventas.

- III. Informar al ICE la importancia que adquiere la preparación de la información requerida para la tramitación de la liquidación del período tarifario 2016, con el propósito de que la Autoridad Reguladora, de conformidad con la metodología vigente, pueda reconocer los ajustes que correspondan.
- IV. Tener como respuesta a las oposiciones, lo señalado en el “Considerando II” de esta resolución.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (*LGAP*) se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. El de revocatoria podrá interponerse ante el Intendente de Energía, a quien corresponde resolverlo y los de apelación y de revisión podrán interponerse ante la Junta Directiva, a la que corresponde resolverlos.

De conformidad con el artículo 346 de la *LGAP*, los recursos de revocatoria y de apelación deberán interponerse en el plazo de tres días hábiles contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación y, el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de dicha ley.

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE

Mario Mora Quirós
Director Intendencia de Energía

1 vez.—Solicitud N° 1732-2016.—(IN2016096045).

ECA/VCV

RIE-107-2016 a las 10:31 horas del 9 de diciembre de 2016

SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR EL INSTITUTO COSTARRICENSE
DE ELECTRICIDAD (ICE) PARA LA ACTIVIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO

ET-060-2016

RESULTANDO:

- I. Que el 27 de julio del 2015, mediante la resolución RJD-139-2015 la Junta Directiva de la Aresep aprobó la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural, publicada en el Alcance Digital No. 63 del 10 de agosto del 2015.
- II. Que el 14 de setiembre del 2016, mediante el oficio 5407-151-2016, el Instituto Costarricense de Electricidad presentó solicitud de ajuste tarifario para la actividad de alumbrado público que presta (folio 01 al 70).
- III. Que el 19 de setiembre del 2016, mediante el oficio 1313-IE-2016, la Intendencia de Energía (IE) le previno al ICE el cumplimiento de los requerimientos necesarios para otorgar la admisibilidad de la petición tarifaria para la actividad de alumbrado público.
- IV. Que el 26 de setiembre del 2016, mediante oficio 0150-2042-2016, el ICE respondió la prevención realizada mediante el oficio 1313-IE-2016 (folio 86 al 88).
- V. Que el 27 de setiembre del 2016, mediante el oficio 1356-IE-2016, la Intendencia de Energía le otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por el ICE para la actividad de alumbrado público (folios 96 al 97).
- VI. Que el 04 de octubre del 2016, mediante el oficio 1399-IE-2016, la Intendencia de Energía le solicitó al ICE aclaración y detalle de la información aportada (folios 100 al 104).
- VII. Que el 10 de octubre del 2016, mediante el oficio 5407-167-2016, el ICE solicitó una prórroga para la presentación de la información adicional solicitada mediante el oficio 1399-IE-2016 (folio 99).
- VIII. Que el 10 de octubre del 2016, mediante el oficio 1419-IE-2016, la Intendencia de Energía le solicitó al ICE información adicional para la actividad de alumbrado público (folios 115 al 119).
- IX. Que el 13 de octubre del 2016, mediante el oficio 1449-IE-2016, la Intendencia de Energía otorgó la prórroga solicitada por el ICE mediante el oficio 5407-167-2016 (folio 121).
- X. Que el 13 de octubre del 2016, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N° 197 y el 14 de octubre del 2016 en el Diario Extra y en La Teja (folios 108 al 116).
- XI. Que el 21 de octubre del 2016, mediante el oficio 5407-178-2016, el ICE presentó la información adicional solicitada en el oficio 1419-IE-2016 (folios 128 al 183).
- XII. Que el 3 de noviembre del 2016, mediante el oficio 3662-DGAU-2016/141007 la Dirección General de Atención al Usuario emite el informe de Instrucción de la correspondiente audiencia pública.

- XIII.** Que el 10 de noviembre del 2016, se llevó a cabo la audiencia pública de ley. Según el informe de posiciones y coadyuvancias de la Dirección General de Atención al Usuario, (oficio 3828-DGAU-2016), se recibieron oposiciones válidas por parte de: Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L., Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L., Señor Diputado Otto Guevara Guth, Defensoría de los Habitantes, la Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía (ACOGRAE) y La Cámara de Industrias de Costa Rica, el señor Felipe Ureña y La Cámara de Empresas Distribuidoras de Energía y Telecomunicaciones. (folios 344 al 368).
- XIV.** Que el 15 de noviembre de 2016, mediante el oficio 1035-RG-2016, el Regulador General nombró al señor Mario Mora Quirós, Director de Energía con recargo de funciones de la Intendencia de Energía, a partir del 1 de diciembre del 2016 y hasta que se nombre al nuevo Intendente, por motivo de la renuncia del Intendente de Energía
- XV.** Que el 9 de diciembre de 2016, mediante el informe técnico 1715-IE-2016, la Intendencia de Energía, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, fijar las tarifas del sistema de alumbrado público que presta el ICE (corre agregado en autos)

CONSIDERANDO:

- I.** Que del oficio 1715-IE-2016, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. Solicitud tarifaria:

El Instituto Costarricense de Electricidad solicitó un incremento en la tarifa de la actividad de alumbrado público del 25,09% (veinticinco coma cero nueve por ciento), tal y como se detalla:

Tarifas	Descripción	% de ajuste
T-AP	Alumbrado Público	25,09%
Ajuste promedio del Sistema		25,09%

El ICE justificó su solicitud tarifaria en: i) el reconocimiento de ingresos adicionales para atender los costos y gastos de operación, y ii) el originado en el rubro compras de energía, producto del aumento solicitado para la actividad.

2. Análisis de la solicitud

En este apartado se presenta el análisis regulatorio de la solicitud tarifaria propuesta por el ICE para la actividad de alumbrado público.

a. Parámetros utilizados

Las proyecciones de los parámetros económicos utilizados por la IE para los respectivos estudios tarifarios y otras actividades que lo ameriten, se elaboran tomando como referencia el diagnóstico de la situación económica presentada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) en su Programa Macroeconómico 2016-2017 y sus respectivas revisiones, así como las

perspectivas de la economía mundial, según el Fondo Monetario Internacional (FMI) y otras entidades internacionales.

El BCCR en su Programa Macroeconómico 2016-2017, estableció como objetivo de inflación un 3% para el 2016 y 2017, con un rango de tolerancia de ± 1 punto porcentual (p.p.)¹. El 26 de julio de 2016, el BCCR en su Revisión de Programa Macroeconómico 2016-2017, ha decidido mantener este objetivo de inflación².

Las estimaciones de la inflación local para un año particular parten de la información acumulada real, agregando para el resto del año la estimación citada anteriormente, en forma proporcional al tiempo que falta por transcurrir, calculando los meses faltantes con promedios geométricos.

En lo que respecta al tipo de cambio, la Junta Directiva del Banco Central de Costa Rica (BCCR), en el artículo 5 de la sesión 5677-2015 del 30 de enero del 2015, dispuso migrar de un régimen de banda cambiaria a uno de flotación administrada³. Dadas estas condiciones, la Intendencia de Energía (IE) considera que la mejor alternativa es utilizar la última observación real al momento de la audiencia pública (10 de noviembre de 2016) y mantenerla constante para el periodo estimado. Por lo tanto, los tipos de cambio de Compra y Venta de Referencia son 549,03 ¢/\$ y 561,64 ¢/\$, respectivamente.

En lo que respecta a la inflación externa (Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos), el dato se recopila⁴ a partir del "U.S. Bureau of Labor Statistics" (siglas BLS, en inglés). Algunas fuentes, como el Fondo Monetario Internacional (FMI) estimaron⁵ inflaciones para los EEUU en 0,8% para el 2016 y 2,2% para el 2017.

En el siguiente cuadro se resume el comportamiento de los indicadores mencionados para los tres últimos años reales (2013, 2014 y 2015) y las proyecciones para el 2016 y 2017.

Cuadro No. 1
Actividad de alumbrado público, ICE
Parámetros económicos, 2013-2017

INDICES	2013	2014	2015	2016	2017
Variaciones según ARESEP (al final del año)					
Inflación interna (IPC-CR)	3,68%	5,13%	-0,80%	0,87%	3,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,50%	0,76%	0,73%	1,04%	2,20%
Tipo de Cambio Venta Ref. (¢/U.S.\$)	0,16%	7,82%	-0,12%	3,08%	0,00%
Variaciones según ARESEP (promedio anual)					
Inflación interna (IPC-CR)	5,23%	4,52%	0,80%	0,01%	2,06%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,46%	1,62%	0,12%	1,08%	0,94%
Tipo de Cambio Venta Ref. (¢/U.S.\$)	-0,56%	7,59%	-0,54%	2,11%	1,67%
Notas: Los años 2016 y 2017 son estimaciones. Las variaciones se calculan a finales de año (diciembre) o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.					
Fuente: Elaboración propia con base en Programa Macroeconómico 2016 - 2017 y datos del BCCR, BLS y FMI.					

Fuente

¹ BCCR, http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/PM2016-17.pdf

² BCCR, http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/Revision_PM2016-17.pdf

³ BCCR; http://www.bccr.fi.cr/politica_cambiaria/

⁴ Ver: <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu>

⁵ Ver: <http://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/reo/2016/whd/pdf/wreo0416s.pdf>

b. Análisis del mercado

i. Situación actual del mercado

El presente informe presenta el análisis de mercado elaborado para apoyar la toma de decisiones del ajuste tarifario de la actividad de alumbrado público que presta el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Este análisis de mercado se encuentra conformado por dos secciones básicas: en la primera se realizó una síntesis de los supuestos y principales resultados del informe homólogo realizado por ICE, y en una segunda se muestran los escenarios estimados por la Intendencia de Energía (IE), además de las diferencias encontradas entre los dos análisis y las justificaciones que respaldan cada aspecto del mercado final propuesto por IE.

ii. Mercado presentado por el ICE

A continuación se detallan los aspectos más importantes del mercado para la actividad de alumbrado público, según lo solicitado por el ICE:

- 1. ICE solicitó un incremento de 25,09% a partir de enero de 2017. Esto provocará que la tarifa pase de ₡4,56 por KWh a ₡5,70 para el año 2017 (folios 2 y 3). La justificación de dicho aumento se sustentó en atender los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad.*
- 2. ICE presentó información real hasta julio de 2016 y estima el resto del periodo hasta diciembre de 2017. Se proyecta cerrar los años 2016 y 2017 con un total de luminarias de 197 577 y 202 476 respectivamente (folio 70 y cuadro 2.23 de archivos digitales).*
- 3. Se estableció un porcentaje de pérdidas por distribución del 6,49%, esto para efecto del cálculo de energía a comprar para brindar el servicio de alumbrado público (Anexo 2: Metodología ingresos tarifarios 2017, pág. 30).*
- 4. Se utilizó un porcentaje de pérdidas por balastro de 17% para cada tipo de lámpara, esto según estudio elaborado por UEN Energía y Alumbrado Público de la ICE.*
- 5. Con las consideraciones anteriores el consumo de la red de alumbrado público del servicio facilitado por ICE será de 114,50 GWh para el año 2016 y de 118,12 GWh para el año 2017 (cuadro No. 2.24, folio 70).*
- 6. El consumo de energía de las luminarias multiplicado por un precio estimado (que incluye un porcentaje de pérdidas por distribución, forma el monto que debe cancelar el sistema de Alumbrado Público como gasto por compras de energía. Según ICE, con tarifas vigentes este gasto será de ₡6 838,81 millones para el año 2016 y ₡6 947,96 millones para 2017 (cuadro N°2.24, folio 70).*
- 7. Los ingresos por ventas de energía de la actividad de alumbrado público con tarifas vigentes se estiman en ₡10 908,48 millones para 2017. (Cuadro N°2.25, folio 70).*

iii. Análisis de mercado de la Intendencia de Energía (IE) y comparación con resultados del ICE

Los siguientes son los aspectos más sobresalientes del estudio de mercado desarrollado por IE:

- 1. La Intendencia de Energía actualizó la información real a setiembre de 2016, esto implicó más de un semestre de información real para el desarrollo de estimaciones y proyecciones con que cuenta Aresep. Se encontraron diferencias entre las proyecciones de ICE y la información real, lo cual explica las diferencias entre el mercado desarrollado por ICE y el desarrollado por la IE.*

2. Como resultado de la evaluación de las unidades físicas proyectadas por el ICE, esta Intendencia consideró que, de acuerdo con el plan de inversión reconocido por Aresep, la estimación es razonable. De esta forma se proyecta que el inventario de luminarias totales seguirá la siguiente estructura:

Cuadro No 2
Actividad de alumbrado público, ICE
Número de lámparas, por potencia, 2016 - 2017
-Potencia en watts-

Año	Potencia										Total
	90	100	120	140	150	175	180	250	400	1000	
2016	4	145047	69	0	51525	46	336	513	37	0	197 577
2017	4	135697	69	0	65774	46	336	513	37	0	202 476

1/ Datos reales a setiembre de 2016.

Fuente: datos suministrados por la empresa.

3. La Intendencia de Energía utilizó como porcentaje de pérdidas por distribución 6,74%, mientras que el ICE utilizó 6,49% (ver ET-060-2016, Anexo 2: Metodología Ingresos tarifarios 2017). Esta diferencia también influye de forma directa en las proyecciones que realiza Aresep y en las diferencias que estas proyecciones tienen con la propuesta de ICE.
4. Sobre los porcentajes de pérdidas por balastro, se aceptó los valores propuestos por la ICE manteniendo el monto que Aresep utiliza en otras fijaciones, que es 17%.
5. Con los términos anteriores se realizan las siguientes proyecciones del mercado de la actividad de alumbrado público de ICE para los años de 2016 y 2017:

Cuadro No. 3
Actividad de alumbrado público, ICE
Energía requerida por las luminarias y compras, 2016 - 2017
-Tarifas vigentes-

CONCEPTO	2016	2017
Luminarias		
Cantidad_1/	197 577	202 476
Consumo (GWh)_2/	114,44	118,43
Compras		
Físicas (GWh)_3/	122,72	126,99
Monetarias (Millones de colones)	6 825,95	6 954,64
Colones / kWh	55,62	54,76

1/Datos reales a setiembre de 2016.

2/ Incluye el consumo propio de las lámparas (pérdidas por balastro)

3/ Incluye el porcentaje de pérdida del sistema de distribución (6,74%)

Fuente: ICE y Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía.

6. Las diferencias relativas para la proyección del consumo de luminarias calculadas por Aresep son -0,05% menores a las esperadas por ICE para el año 2016, mientras que para el año 2017 la proyección de Aresep es 0,3% mayor a la estimación de ICE. Estas

diferencias se deben al límite de información real, así como los porcentajes de pérdidas de distribución y balastro, que fueron detallados líneas atrás.

7. Para calcular las compras de energía en unidades monetarias de la actividad de alumbrado público se obtiene el resultado de multiplicar la compra de energía en unidades físicas por un precio medio estimado. Este precio medio se calcula para cada mes, generando un promedio simple de ¢55,62 para el año 2016 y de ¢52,04 para el año 2017. Dentro del cálculo del precio promedio Aresep consideró las tarifas sin efecto del cargo variable por combustibles (CVC) y no considera el porcentaje de pérdidas por distribución, ya que este porcentaje se incluye en cálculo de las compras de energía en unidades físicas.
8. Estos precios medios incorporan tanto las modificaciones tarifarias del último estudio de los sistemas de generación y transmisión del ICE, definidos en la resolución RIE-125-2015 y publicados en la Gaceta No 247, Alcance 117 del 21 de diciembre de 2015, como las modificaciones tarifarias incluidas en la resolución RIE-035-2016, publica en La Gaceta No. 61, Alcance Nº 46 del 30 de marzo de 2016. Esta modificación en los precios de los distintos sistemas del ICE también es contemplada por el análisis realizado por ICE.
9. Respecto a los ingresos que percibe la actividad de alumbrado público de ICE. Como se establece en el procedimiento metodológico, el alumbrado público se cobra a los abonados del servicio de distribución, según la cantidad de kWh. Las ventas netas que se consideran dentro del cobro de alumbrado público son aquellos kWh consumidos al mes hasta un máximo de 50 000 kWh, es decir a las estimaciones de ventas de la empresa deben disminuirse las unidades físicas sobre las cuales no se cobra ese servicio. Aresep estimó la cantidad de abonados con consumo superior a los 50 000 kWh en 0,05% de los abonados totales. Las ventas netas con respecto al total de ventas de energía para el año se suponen en 70,07% para 2016 y 69,74% para 2017. Además la actividad de alumbrado público cobra un mínimo de 30 kWh por abonado, Aresep proyecta en 8,85% los abonados cuyo consumo mensual se encuentra por debajo de los 30 kWh.
10. Considerando los aspectos y supuestos descritos, se estima que la empresa obtendrá los ingresos:

Cuadro No. 4
Actividad de alumbrado público, ICE
Ventas totales y netas de energía. Ingresos recaudados de los abonados directos por alumbrado público con tarifa vigente y propuesta
2016 -2017

CONCEPTO	2016	2017
Ventas totales (en GWh)_1/	3 518,47	3 732,38
Excesos (en GWh) _2/	1 052,98	1 129,48
Ventas netas (en GWh) _3/	2 465,48	2 602,90
Ing. Vigentes (millones de colones)	11 242,61	11 869,22
Ing. Propuestos (en millones de colones)	11 242,61	11 140,41

_1/ Corresponden a los sectores: residencial, general e industrial

_2/ Ventas superiores a 50 000 kWh

_3/ Ventas sobre las cuales se cobra el recargo por alumbrado público

Fuente: ICE y Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía.

11. Los ingresos estimados dependen de las ventas de energía que facturará el sistema de distribución de la empresa ICE para cada uno de sus abonados. Los supuestos utilizados y los valores de la demanda de energía de los abonados de ICE se encuentran en el estudio de ajuste tarifario paralelo del sistema de distribución de la misma empresa.
12. A pesar de los términos anteriores, la diferencia entre los ingresos con tarifa vigente calculados por Aresep e ICE es de 8,09% para el 2017; y éstos se consideran mayores.
13. Para el presente estudio tarifario se realizó una liquidación de conceptos con peso significativo en el estudio de mercado. Esta liquidación consiste en la diferencia entre el valor estimado y aprobado por Aresep en el estudio de ajuste tarifario respectivo, y el valor real. La liquidación se realizó para los meses de enero a setiembre de 2016. El monto final a reconocer en el ajuste tarifario es de ¢ 125,153 millones como ingresos adicionales que recibió el ICE- alumbrado público durante el periodo de referencia. El detalle se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 5
Actividad de alumbrado público, ICE
Diferencias entre proyección e información real de conceptos de interés, enero – setiembre del 2016.
Datos en unidades físicas y monetrias

Concepto	Proyección*	Real **	Diferencia
Compras energía (GWh)	93,827	91,666	-2,161
Gasto por compra de energía (millones de colones)	5 195,297	5 066,219	-129,078
Ventas netas (gWh)	1 846,050	1 845,189	-0,861
Ingresos (millones de colones)	8 417,986	8 414,062	-3,925
Liquidación (millones de colones) ***			125,153

(*) Proyecciones del último estudio ordinario vigente -ET-095-2015 y RIE-128-2015-

(**) Información real y proyectada de enero-setiembre 2016

(***) Liquidación = Diferencia ventas Sistema de Alumbrado Público -Gasto del sistema de alumbrado público por compra de energía.

Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía y empresas distribuidoras.

14. Dado lo anterior, la Intendencia de Energía propone una tarifa de ¢ 4,28 por kWh consumido y hasta 50 000 kWh, a partir del primero de enero del 2017 hasta el 31 de diciembre de 2017 y de ¢4,33 por kWh consumido, del primero de enero de 2018 en adelante. Para el año 2017 esto representa una disminución de 6,1% con respecto a la tarifa vigente y para el 2018 de 5,0% (respecto a la misma tarifa vigente 2016). Con esta propuesta para la actividad de alumbrado público alcanzarán ingresos por ¢11 140,41 millones para 2017.

c. Análisis de inversiones

El objeto de esta sección es presentar los resultados del análisis realizado al programa de inversiones, adiciones y retiros de activos presentado por el Instituto Costarricense de Electricidad para la actividad de alumbrado público, de conformidad con el expediente tarifario ET-060-2016.

i. Inversiones a realizar en la actividad de alumbrado público según la propuesta del ICE

El plan de inversiones presentado por el ICE representa la estimación cuantitativa de metas y esfuerzos necesarios para el desarrollo y mejoramiento de la actividad de alumbrado público. Para el caso de esta actividad, la empresa presentó montos por adicionar para Micro-inversiones y Activos de Formación de Capital o también llamados Planta General.

En el caso de las micro-inversiones presentadas se detectó un proyecto trazable con el estudio tarifario anterior, tramitado bajo el expediente ET-095-2015, el cual fue tratado en aquel momento como macro-inversión, tal es el caso de “Instalación de Luminarias en nueva red”, el cual reporta como gasto durante el 2016 11,92 millones de colones, cuando se habían otorgado 11,85 millones de colones para el 2016 lo que denota una sobre-ejecución del 0,6%. Dicho proyecto para el nuevo periodo y debido a los nuevos requerimientos solicitados mediante la RIE-130-2015 se trasladó a un tratamiento como micro-inversión. Para éste año el requerimiento tarifario solicitado por el ICE, es de 28,20 millones de colones.

En las obras de micro-inversiones se identificaron 4 proyectos, los cuales a saber son:

- ❖ Programa de conversión CCLIP 100Wx150W*
- ❖ Instalación de Luminarias en red existente*
- ❖ Instalación de luminarias en líneas menores a 1km*
- ❖ Instalación de luminarias en Carretera Cañas-Liberia*

Dichas obras fueron agrupadas para su tratamiento dentro de la cuenta contable “Obras de Alumbrado Público”.

En el caso de los proyectos referidos como Planta general se presentan cuentas similares o iguales a las planteadas en el estudio anterior (ET-095-2015), las cuales comprenden montos referidos a las necesidades de maquinaria y equipo para la producción, equipo de construcción, equipo de transporte, edificios entre otros, los cuales fueron agrupados dentro de la cuenta contable “Otros Activos en Operación”.

ii. Inversiones en proceso de desarrollo para el año 2016:

Por la naturaleza del negocio, en el caso del servicio de Alumbrado Público, presenta la particularidad de que las obras son tratadas como proyectos de operación y mantenimiento o “del día a día”, por lo que se da una continuidad de los procesos de un año al otro. Por este motivo las inversiones reportadas se verifican únicamente dentro del apartado de micro-inversiones.

a. Micro-inversiones – sistema de alumbrado público

i. Instalación de luminarias en nueva red

Dicho proyecto corresponde con la adquisición e instalación de luminarias en extensiones de red de distribución, con el objetivo de disminuir puntos oscuros en secciones de caminos o de comunidades para mejorar las condiciones del servicio. Dicho proyecto había solicitado en el estudio pasado 11,85 millones de colones de los cuales fueron otorgados en un 100% y se reportan ejecutados 11,92. Para la petición en estudio se solicitan para el periodo 2016-2017 28,20 millones de colones.

ii. Programa de Conversión CCLIP (100Wx150W)

El programa consta de una sustitución de las lámparas de Sodio de Alta Presión que trabajan con una potencia de 100W, por lámparas de una mayor potencia (150W) con el objetivo de mejorar la radiación de éstas y mejorar las condiciones de visibilidad brindadas por el sistema. En el periodo pasado, para el financiamiento de este proyecto se solicitaron 1274,37 millones de colones, los cuales fueron otorgados por éste ente regulador. Lo reportado en el ET-060-2016

como ejecutado durante el periodo 2015-2016 fue de 1304,70 millones de colones, para un porcentaje de ejecución del 102,38%, esto evidencia una sobre ejecución presupuestaria según lo estimado.

iii. Instalación de Luminarias en red existente

Para el desarrollo de ésta micro-inversión la empresa presentó en el ET-095-2015 un requerimiento de 285,6 millones de colones. En el caso del ET-060-2015, el ICE presenta como monto de inversión un total de 284,06 millones de colones, lo que representa una sub-ejecución del 0,54%. En el estudio actual, la empresa presenta un requerimiento de 7,43 millones de colones, lo que en primera instancia parece un monto muy bajo con respecto al del año anterior. En términos de ejecución, el monto reportado es bastante próximo al estimado en el estudio pasado, por lo que no se considera una variación importante para efectos tarifarios.

iv. Instalación en Líneas menores a 1km

Por la estructura de este proyecto en particular, se puede intuir que se basa en la antigua definición de micro-inversiones. Para el desarrollo del mismo, en el estudio pasado se presentó una solicitud, la cual fue reconocida por un monto de 16,92 millones de colones, mientras que para el estudio en actual, el monto invertido es de 17,25 millones de colones, lo que se entiende como una sobre ejecución por un monto de 0,33 millones de colones, de manera que se recomienda analizar dicha información para su reconocimiento tarifario.

v. Instalación de Luminarias en Carretera Cañas- Liberia

La realización de este proyecto presenta la particularidad de que no fue incluido en el estudio tarifario pasado, por lo que este Ente Regulador, no otorgó recursos vía tarifa para la realización de las inversiones asociadas, sin embargo según ha justificado el ICE, los requerimientos se atendieron debido a las necesidades existentes para que la carretera comenzara a operar. Debido a esto, el ICE destinó según declara en la petición tarifaria en estudio, una inversión de 808,06 millones de colones y solicita 1616,13 millones de colones para el 2017. Dicha obra a consideración de ésta intendencia a pesar de ser tratada como una micro-inversión, por la naturaleza del proyecto debería ser tratada como una macro-inversión, por lo que se insta a solicitar al ICE a presentar la documentación adecuada para su correcto tratamiento en el siguiente estudio tarifario.

Cabe destacar que para la consideración de éste proyecto en futuras peticiones de ajuste tarifario, dicho proyecto debe venir justificado con respecto a todos los formularios requeridos mediante la RIE-130-2015 o actualizaciones de ésta.

Debido a la importancia porcentual del monto de inversión, las justificaciones presentadas y los requerimientos que posee la ruta en cuestión. Finalmente se recomienda proceder al análisis de éste rubro para la petición tarifaria en estudio.

b. Inversiones en Planta General

El programa de inversiones de planta general presentado por la empresa, se engloba dentro de la cuenta contable "Otros activos en operación". La petición contempla maquinaria, mobiliario de oficina, edificios, entre otros. Sin embargo para efectos de esta petición de ajuste el requerimiento de dichas inversiones no se justifica, dado que no presentan estadísticas que demuestren la necesidad de dichos elementos y la cantidad en la que se requieren. En el caso del rubro de edificios se presenta un requerimiento para 2017 de 520,9 millones de colones, la cual se basa en el documento 0012-135-2015 del acuerdo de la Junta Directiva DIPOA, en cumplimiento con los lineamientos del Poder Ejecutivo para reducción de los montos de

alquileres por parte de las entidades públicas. De acuerdo con el análisis realizado por el Proceso de Inversiones se determinó que existe razones reales para la realización de tal inversión, sin embargo el ICE no aportó los porcentajes de asignación para cada sistema y por consiguiente los requerimientos tarifarios, por lo que al no ser trazable se imposibilita el reconocimiento de tal rubro, por lo que se recomienda que en la siguiente solicitud tarifaria, se aporten los rubros correspondientes a cada sistema, basado en estadísticas, requerimientos por sistema, monto total del proyecto, entre otros datos que permitan realizar la evaluación por sistema.

Además se debe aclarar que al ser este proyecto de gran envergadura, así como un nuevo requerimiento que no responde estrictamente al criterio de una micro-inversión (es decir que sea una actividad del “día a día” del negocio) debe ser presentado mediante el FTP al Proceso de Inversiones de esta Intendencia, mediante las plantillas solicitadas en la RIE-130-2015 o acuerdo actualizado de la misma, con el objetivo de determinar alcances, montos totales, y por menores de lo anterior. Los demás rubros si bien son comparables con el informe ET-095-2015, se supone que se encuentran afectados directamente por la construcción del edificio, el cual debe contemplar los requerimientos de hardware, software, mobiliario de oficina y demás, por lo que resulta de interés que las estadísticas que demuestren el requerimiento de dichos activos sean presentadas.

Por lo tanto, no se recomienda la inclusión de la planta general en su totalidad para este requerimiento tarifario, y los montos que se deban suplir vía tarifa sean analizados cuando corresponda mediante un proceso de liquidación definido por este Ente Regulador.

iii. Capacidad de ejecución:

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente el porcentaje de ejecución se calcula con base a los 5 años anteriores al año en consideración en el actual estudio tarifario. Según lo declarado por el ICE, se tiene el siguiente resumen de capacidades de ejecución:

Cuadro No. 6
Actividad de alumbrado, ICE
Porcentaje de ejecución
(millones de colones)

Año	Porcentaje de Ejecución	Porcentaje de ejecución ajustado*
2011	100,00%	
2012	125,90%	
2013	414,70%	
2014	291,00%	
2015	126,80%	
Promedio	211,68%	100,00%

Fuente: Aresep.

De acuerdo con la metodología vigente, el porcentaje de ejecución que debe considerarse es del 100,00%, el cual representa el porcentaje promedio ajustado de la capacidad ejecutora del ICE para el último quinquenio.

iv. Adición de activos del sistema de distribución

En relación a la adición de activos, se presenta el análisis realizado para el plan presentado por el ICE para el periodo 2016-2017 en la carpeta electrónica “Anexo 11 Inversiones”.

En la siguiente tabla se presentan las adiciones pretendidas, ya comentadas previamente, de acuerdo con la propuesta del ICE para el año tarifario venidero:

Cuadro No. 7
Actividad de alumbrado, ICE
Resumen de adiciones propuestas por el ICE, 2015-2017
(millones de colones)

	2016	2017	Total Período
Macroinversiones			
	0,00	0,00	0,00
MicroInversiones			
Instalación de Luminarias en nueva red	11,92	28,20	40,12
Programa de Conversión CCLIP (100Wx150W)	1253,53	1 304,70	2 558,23
Instalación de luminarias en red existente	284,06	7,43	291,49
Inst. Lum. En líneas menores a 1km	17,25	293,17	310,42
Inst. Lum. Carretera Cañas Liberia	808,06	1 616,13	2 424,19
Planta general			
Maquinaria y Equipo para la producción	0,00	0,00	0,00
Equipo de Construcción	0,00	0,00	0,00
Equipo de Transporte	3,30	3,40	6,70
Equipo de Comunicación	3,00	3,10	6,10
Equipo y Mobiliario de Oficina	8,30	8,60	16,90
Equipo y Programas de Cómputo	28,70	30,00	58,70
Equipo Sanitario de laboratorio e investigación	0,50	0,50	1,00
Equipo y mobiliario educacional, deportivo y recreativo	0,60	0,60	1,20
Maquinaria y Equipo diverso	27,00	28,30	55,30
Maquinaria y equipo de mantenimiento	0,30	0,40	0,70
Equipo para fotografía, video y publicación	2,90	3,00	5,90
Edificios	0,00	520,90	520,90
TOTAL DE INVERSIONES	2 449,42	3 848,43	6 297,85

Fuente: Anexo 11: Hojas electrónicas Macro y Microinversiones según los archivos Registro de Microinversiones, y la carpeta digital Macro inversiones.

De lo solicitado por la empresa, se verificó lo que declararon como inversiones ejecutadas en 2016 así como los montos asignados en el estudio tarifario ET-095-2015. De lo anterior se pudo obtener la propuesta de ARESEP para el reconocimiento en adiciones que se presenta a continuación:

Cuadro No. 8
Actividad de alumbrado, ICE
Resumen de adiciones propuestas por Aresep, 2015-2017
(millones de colones)

	2016	2017	Total Período
Macroinversiones			
	0,00	0,00	0,00
MicroInversiones			
Instalación de Luminarias en nueva red	11,92	28,20	40,12
Programa de Conversión CCLIP (100Wx150W)	1 253,53	1 283,86	2 537,39
Instalación de luminarias en red existente	284,06	5,89	289,95
Inst. Lum. En líneas menores a 1km	17,25	293,17	310,42
Inst. Lum. Carretera Cañas Liberia	808,06	1 616,13	2 424,19
Planta general			
Maquinaria y Equipo para la producción	0,00	0,00	0,00
Equipo de Construcción	0,00	0,00	0,00
Equipo de Transporte	3,30	0,00	3,30
Equipo de Comunicación	3,00	0,00	3,00
Equipo y Mobiliario de Oficina	8,30	0,00	8,30
Equipo y Programas de Cómputo	28,70	0,00	28,70
Equipo Sanitario de laboratorio e investigación	0,50	0,00	0,50
Equipo y mobiliario educacional, deportivo y recreativo	0,60	0,00	0,60
Maquinaria y Equipo diverso	27,00	0,00	27,00
Maquinaria y equipo de mantenimiento	0,30	0,00	0,30
Equipo para fotografía, video y publicación	2,90	0,00	2,90
Edificios	0,00	0,00	0,00
TOTAL DE INVERSIONES	2 449,42	3 227,25	5 676,67

Fuente: ARESEP.

Nótese que de acuerdo con la solicitud para el periodo 2016-2017, se reconoce un 83,85% de lo solicitado. Cabe resaltar que en los proyectos de micro-inversiones del Programa de conversión CCLIP 100Wx150W y la Instalación de luminarias de la red existente, al habersele otorgado más dinero que el efectivamente adicionado, el valor por reconocer se ve reducido en la diferencia de dichos montos para su análisis, por considerarse dinero que ya posee la empresa para utilizar en cada uno de estos proyectos.

De acuerdo con las cuentas contables asociadas con los proyectos en cuestión, se presenta el resumen de lo que debe ser adicionado por parte de los analistas financieros de esta Autoridad Reguladora, para su estudio para el periodo 2016-2017, tal como se presenta en la siguiente tabla:

Cuadro No. 9
Actividad de alumbrado, ICE
Programa de adiciones de activos propuesta por el ICE, 2015-2017
(millones de colones)

	2016	2016	Total Período
Obras de Alumbrado Público	2 374,82	3 249,63	5 624,45
Otros Activos en Operación	74,60	598,80	673,40
TOTAL DE ADICIONES	2 449,42	3 848,43	6 297,85

Fuente: Anexo 11: Hojas electrónicas Macro y Microinversiones según los archivos Registro de Microinversiones, y la carpeta digital Macro inversiones.

Cuadro No. 10
Actividad de alumbrado, ICE
Programa de adiciones de activos propuesta por Aresep, 2015-2017
(millones de colones)

	2016	2017	Total Período
Obras de Alumbrado Público	2 374,82	3 227,25	5 602,07
Otros Activos en Operación	74,60	0,00	74,60
TOTAL DE ADICIONES	2 449,42	3 227,25	5 676,67

Fuente: Aresep

v. Retiros

En el caso de los retiros, se presenta lo pretendido por la empresa para los años en cuestión en el siguiente cuadro resumen:

Cuadro No. 11
Actividad de alumbrado, ICE
Programa de retiros de activos propuesta por el ICE, 2015-2017
(millones de colones)

AÑO 2015				
CUENTA	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep. Costo	Dep. Revalúo
Obras de Alumbrado Público (luminarias)	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos 2015	0,00	0,00	0,00	0,00
AÑO 2016				
CUENTA	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep. Costo	Dep. Revalúo
Obras de Alumbrado Público (luminarias)	105,00	61,00	35,00	57,00
	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos 2016	105,00	61,00	35,00	57,00
AÑO 2017				
CUENTA	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep. Costo	Dep. Revalúo
Obras de Alumbrado Público (luminarias)	97,00	57,00	32,00	53,00
Total Retiro de Activos 2017	97,00	57,00	32,00	53,00
TOTAL	202,00	118,00	67,00	110,00

Fuente: Anexo No.11: hojas electrónicas, Resumen Alumbrado_Cuentas_121-122-123_Años 2016-2018 ET-060-2016

Según lo presentado por el ICE, este Ente Regulador recomienda considerar los siguientes retiros:

Cuadro No. 12
Actividad de alumbrado, ICE
Programa de retiros de activos propuesta por Aresep, 2015-2017
(millones de colones)

AÑO 2015				
OBRAS	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep. Costo	Dep. Revalúo
Obras de Alumbrado Público (luminarias)	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos 2015	0,00	0,00	0,00	0,00
AÑO 2016				
CUENTA	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep. Costo	Dep. Revalúo
Obras de Alumbrado Público (luminarias)	105,00	61,00	35,00	57,00
	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos 2016	105,00	61,00	35,00	57,00
AÑO 2017				
CUENTA	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep. Costo	Dep. Revalúo
Obras de Alumbrado Público (luminarias)	97,00	57,00	32,00	53,00
Total Retiro de Activos 2017	97,00	57,00	32,00	53,00
TOTAL	202,00	118,00	67,00	110,00

Fuente: Aresep.

d. Retribución al capital

Según la metodología tarifaria vigente, los ingresos de operación (precio promedio multiplicado por las cantidades vendidas de energía, más otros ingresos), deben ser iguales que la suma de los gastos tarifarios, más el rédito de desarrollo en términos monetarios; de tal modo que esta última variable determina en gran medida el nivel de las tarifas.

El ICE obtuvo, en primera instancia para la actividad de alumbrado público, un rédito para el desarrollo para el 2017 del 6,20% según el modelo WACC.

Para obtener una tasa de rentabilidad o rédito para el desarrollo que sirva como parámetro para esta fijación tarifaria, la Intendencia de Energía utilizó el modelo Promedio Ponderado del Costo de Capital (WACC por sus siglas en inglés) y el Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM por sus siglas en inglés).

El primero de estos modelos indica que la tasa de rentabilidad de la empresa, se obtiene ponderando las tasas del costo del capital propio y del costo de la deuda. Este último se puede obtener, por ejemplo, como el costo marginal del endeudamiento (v.g. tasa de interés del último crédito obtenido); como el costo promedio ponderado de los diferentes préstamos que tiene la empresa o como la razón del costo de la deuda entre el pasivo promedio.

El Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM), utilizado para calcular el costo del capital propio, señala que los cambios en el retorno de un activo, están relacionados con el riesgo asociado con éste y pueden ser separados en dos grandes componentes: los relacionados con el mercado en su conjunto (riesgo sistemático) y los derivados de las inversiones específicas (riesgo específico). Este modelo es consistente con la política regulatoria que contempla como uno de sus objetivos básicos la sostenibilidad del servicio, dado que esto implica entre otras cosas, garantizar un rendimiento sobre el capital invertido que haga atractivas las inversiones en el sector, lo cual además es consistente con lo establecido en la Ley 7593 que regula los servicios públicos en nuestro país.

Para el cálculo del costo de capital del ICE se emplearon las siguientes fórmulas:

$$(1) r_{kp} = r_i + \beta (r_m - r_i) \quad (\text{modelo CAPM})$$

En donde:

r_{kp} = Costo del capital propio

r_m = Rendimiento de una cartera diversificada de acciones y

r_i = Tasa libre de riesgo.

$r_m - r_i$ = Prima de riesgo.

β = Mide la correlación entre los rendimientos de mercado y los de una inversión específica.

$$(2) r_k = r_d * (1-t) * D/A + r_{kp} * P/A \quad (\text{modelo WACC})$$

En donde:

r_k = Costo de capital de la empresa

r_d = Costo del endeudamiento

r_{kp} = Costo del capital propio

t = Tasa impositiva

D = Valor de la deuda

P = Valor del capital propio (KP) o patrimonio

A = Valor total de los activos ($D + P$).

Los valores y la fuente de información de cada variable del modelo son los siguientes:

- La tasa libre de riesgo (r_i) fue obtenida como el promedio de los promedios mensuales de los últimos 12 meses de la tasa de interés de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América a 10 años plazo, con corte a diciembre del 2015 (2,32%). Se utilizó como fuente de información, la siguiente dirección electrónica: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>.
- La Prima por riesgo (PR) ($r_m - r_i$) se obtuvo de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York (EUA), en la siguiente dirección de Internet: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/implprem/ERPbymonth.xls>. Se utilizará el promedio aritmético de los valores disponibles dentro de los últimos doce meses, siendo éste de 5,73% con corte al mes de diciembre del 2015.

- El riesgo país (r_p) no se considera en este caso, dado que al ser una empresa pública, creada para la prestación del servicio de suministro de electricidad, el riesgo país es irrelevante para la decisión de colocación del capital aportado para la prestación de este tipo de servicio público, pues las empresas no tienen la opción de colocar sus recursos en ningún otro país alternativo y consecuentemente, tampoco tienen la posibilidad de mover su capital.
- El valor de la beta (β) se obtuvo de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York, USA, según la página: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar>. Su valor se estimó en 0,36 (beta desapalancada) correspondiente al dato de enero de 2016. Para su estimación se utilizó la clasificación denominada Industria Utility (General), en la cual se agrupa las empresas eléctricas más representativas del área, con lo cual se ajusta al sector que se está regulando.
- El valor del costo de la deuda (r_d) se estimó en 6,84%, el cual se obtuvo de la ponderación de las tasas de interés de los pasivos de largo plazo que tiene la actividad de alumbrado público que presta el ICE.
- La tasa impositiva (t) se supuso igual a cero (0) dado el acuerdo 15-149-99 de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora (acta de la Sesión 149-99 del 19 de agosto de 1999).
- El valor de los pasivos (D) es de $\$2\,627\,567$ millones, el capital propio o patrimonio (P) es de $\$6\,164\,000$ millones y el valor total de los activos (A) es de $\$8\,791\,567$ millones, según la información de los Estados Financieros a mayo del 2016 y reportes del ICE⁶.

Como resultado de lo anterior y con la información financiera disponible a mayo del 2016, el costo promedio ponderado del capital para los servicios que presta el ICE es el siguiente:

Cuadro No. 13
Instituto Costarricense de Electricidad
Réditos de Desarrollo del Sector eléctrico
Periodo 2017

Sistemas de la empresa ICE	Estimación ICE		Estimación ARESEP	
	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)
Sistema de Generación	7,09%	6,91%	5,83%	5,77%
Sistema de Transmisión	9,05%	7,10%	8,24%	6,93%
Sistema de Distribución	6,31%	5,78%	7,25%	5,91%
Sistema de Alumbrado Público	5,93%	6,20%	5,30%	5,76%

Fuente: Aresep.

De conformidad con los datos aportados por el cuadro anterior, el ICE consideró en los cálculos tarifarios un nivel de rédito para el desarrollo menor al “teórico” obtenido por medio del modelo CAPM / WACC.

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital de la actividad de alumbrado público que presta el ICE (modelo WACC) es de 5,76% y el costo del capital propio es de 5,30%, (ver anexo).

⁶ Los datos de deuda se obtuvieron del informe de tasa de rédito para el desarrollo presentado en agosto 2016 y que presenta datos de mayo 2016, lo anterior pues son los datos más recientes con la desagregación requerida para calcular de mejor modo el modelo. No se cuenta con un dato más reciente, y por lo tanto se realizan recomendaciones respecto de mantener dicha información actualizada mientras se mantenga el modelo actual para el cálculo de precios.

e. *Cálculo de la base tarifaria*

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente publicada en el diario oficial La Gaceta el lunes 10 de Agosto de 2015, mediante la resolución RJD-139-2015, la base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio (AFNORP) y el capital de trabajo.

El activo fijo neto en operación promedio, se obtiene como una media aritmética simple del activo fijo neto en operación revaluado al mes de Diciembre del periodo establecido como el año base y el activo fijo neto en operación revaluado estimado al mes de Diciembre del periodo proyectado, así sucesivamente para los años donde se esté solicitando tarifa.

Los Estados Financieros Auditados remitidos para el presente estudio por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) con corte a Diciembre de 2015 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) en conjunto con la información adicional sirven de insumo inicial para el cálculo de la Base Tarifaria.

Los saldos presentados en los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre 2015 correspondientes a los servicios regulados para la actividad de alumbrado público son:

Cuadro No. 14
Actividad de alumbrado, ICE
Saldo de cuentas al 31 de Diciembre del 2015
(millones de colones)

Cuenta	Activo al Costo	Depreciación acumulada al costo	Revaluación	Depreciación acumulada revaluación
Activos en operación	8.426,00	2.653,00	4.917,00	4.570,00
Otros activos en operación	1.684,00	1.109,00	794,00	483,00

Fuente: Elaboración propia con datos de los Estados Financieros Auditados.

Cabe destacar que existen diferencias en los saldos de los activos según el auxiliar de activos y los montos incluidos en los archivos electrónicos “A.F.O T2017-Alumbrado Público (con fórmulas ARESEP) FINAL.xls” y “Otros Activos Inmovilizados - T2017 - Alumbrado (formulas ARESEP) FINAL2”, para efectos del cálculo de la base tarifaria se consideró los datos de éste último con corte al 31 de diciembre del 2015, debido a que los montos coinciden con los saldos de los estados financieros auditados a esa fecha.

En relación a los criterios técnicos utilizados en el presente estudio, se indica que se utilizó los saldos reportados en los Estados Financieros Auditados con corte a Diciembre de 2015, los indicadores económicos citados en la sección de parámetros económicos de este informe, las tasas de depreciación y los porcentajes del componente local y externo que se muestran a continuación:

Cuadro No. 15
Actividad de alumbrado, ICE
Componente local y externo (%)

Detalle	Local	Externo
Generación Hidráulica	40,20%	59,80%
Generación Térmica	44,00%	56,00%
Generación Solar	77,70%	22,30%
Generación Geotérmica	60,10%	39,90%
Generación Eólica	36,30%	63,70%
Obras de Transmisión	67,50%	32,50%
Líneas de transmisión	81,20%	18,80%
Subestaciones	51,40%	48,60%
Obras de distribución	55,70%	44,30%
Obras de Alumbrado Público	36,40%	63,60%
Otros activos en operación	82,50%	17,50%

Fuente: ICE.

Del detalle anterior, suministrado por la empresa en el presente estudio, en lo que respecta a la cuenta "Otros activos en operación" cuyos porcentajes de asignación para los componentes local y externo corresponden al 82,50% y 17,50% respectivamente, se indica, que una vez revisada su metodología de asignación, se identificaron activos que por su naturaleza se deben clasificar con el componente local, tal es el caso de los "Edificios y Terrenos", que para el cálculo de su revaluación la Intendencia de Energía le asignó el 100% por concepto de componente local.

Cuadro No. 16
Actividad de alumbrado público, ICE
Tasa de Depreciación (%)

Cuenta	Porcentaje de depreciación	Valor Residual	Vida Útil
Plantas Hidráulicas	2,25%	10,00%	40
Plantas Térmicas	3,17%	5,00%	30
Plantas Geotérmicas	2,25%	10,00%	40
Plantas Eólicas	5,00%	0,00%	20
Plantas Generación Solar	3,17%	5,00%	30
Subestaciones	3,17%	5,00%	30
Líneas de distribución	3,00%	10,00%	30
Líneas de transmisión	3,17%	5,00%	30
Alumbrado Público	4,80%	4,00%	20

Fuente: ICE

Las tasas que refiere el cuadro anterior se utilizaron para el cálculo de la base tarifaria, fueron aprobadas por el SNE y están vigentes a la fecha.

Esta Intendencia realizó ajustes en la base tarifaria para el periodo 2015, según detalle a continuación:

1. No se estimó la depreciación ni revaluación de los siguientes activos:

- i. Activos que se encontraban totalmente depreciados o que se clasificaron como “Activos u otros activos fijos en operación no sujetos a revaluación ni a depreciación”, (cuyos saldos refirió el petente en los archivos “A.F.O T2017- Alumbrado Público (con fórmulas ARESEP) FINAL.xls” y “Otros Activos Inmovilizados - T2017 - Alumbrado (formulas ARESEP) FINAL2”).

Es importante mencionar la irregularidad que prevalece en este tipo de activos, ya que en algunos casos el saldo de los activos no depreciables supera el valor validado con los estados financieros auditados.

- ii. “Otros activos inmovilizados en construcción” (cuyos saldos refirió el petente en el archivo “Otros Activos Inmovilizados - T2017 - Alumbrado (formulas ARESEP) FINAL2”).
- iii. Los activos clasificados en la categoría “Maquinaria, Equipo y Vehículos depreciables por uso” de la cuenta 140 “Otros activos en operación”, debido a que el cálculo de su depreciación no está conforme al método de depreciación lineal, según la aplicación de la metodología vigente.

El ICE no aportó información suficiente para justificar la modificación del método para depreciar sus activos, ni refirió al sustento técnico utilizado para establecer un método de depreciación distinto al utilizado con la metodología vigente, pese a que esto se requirió mediante el oficio No. 1396-IE-2016, del 04 de octubre del 2016. En respuesta al oficio citado, la entidad refirió al ajuste realizado en el cierre del año 2015; con fundamento en los datos suministrados, esta Intendencia procedió a ajustar los saldos de los activos y sus depreciaciones (excluyendo el efecto del cambio en la forma de depreciar cada componente).

Cuadro No. 17
Actividad de alumbrado público, ICE
Ajuste del método de depreciación en función del uso, 2015
(millones de colones)

Sistema	Monto
Generación	755,01
Transmisión	117,90
Distribución	185,67
Gerencia de Electricidad*	6.392,83
Alta dirección telecomunicaciones	51,49
Sector telecomunicaciones	87,21
Total de Ajustes	7.590,11

Fuente: ICE. Para la asignación de la Gerencia Electricidad entre los sistemas se consideró los porcentajes que refieren los estados financieros auditados.

Con base en los criterios expuestos anteriormente, el saldo del activo fijo neto en operación presenta diferencias con respecto a los suministrados por el ICE (según el documento electrónico “TARIFAS PROPUESTAS ALUMBRADO (Final ARESEP), tal como se muestra a continuación:

Cuadro No. 18
Actividad de alumbrado público, ICE
Comparativo del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado y Promedio
(millones de colones)

	ICE	ARESEP	Diferencia (Abs)	Diferencia (%)
AFNOR	12.051,09	11.154,12	(896,97)	-7,44%
AFNOR-P	10.440,29	9.904,49	(535,80)	-5,13%

Fuente: Elaboración propia

El activo fijo neto en operación revaluado promedio (AFNOR-P) a considerar en la base tarifaria corresponde al monto de ¢9 904,49 millones.

f. Análisis financiero

i. Criterios generales de proyección aplicados

A continuación se detallan los criterios tarifarios utilizados en el presente apartado de análisis financiero, los cuales son congruentes con la metodología tarifaria vigente para la actividad de alumbrado público, y que determinan el tratamiento de cada una de las cuentas de costos y gastos asociados a la prestación de la actividad que presta el ICE, tal y como se detalla:

- Liquidación tarifaria: Todas las proyecciones de costos y gastos incorporados en el presente estudio tarifario, están sustentados en la metodología tarifaria vigente.*

En el mismo marco metodológico se estableció lo siguiente en materia de liquidación tarifaria y el tratamiento que se le deba de dar a todas aquellas erogaciones de costos y gastos, en las cuales el resultado final fue diferente a lo fijado para el servicio regulado por el Órgano Regulador, tal y como se detalla enseguida:

“(…) Liquidación del período anterior

Una vez aplicado por primera vez el modelo descrito en la presente metodología, en las sucesivas fijaciones ordinarias para la actividad de alumbrado público, deberán revisarse y actualizarse todas las estimaciones realizadas para el cálculo del ajuste tarifario vigente. De manera que se identifiquen las diferencias entre los valores estimados para todas las variables que se consideran en el cálculo del ajuste tarifario y los valores reales identificados durante el período en que el ajuste tarifario estuvo vigente.

De esta forma, Aresep tomará en cuenta las desviaciones que se originan en el cálculo del ajuste tarifario vigente mediante estimaciones, respecto al cálculo del ajuste tarifario vigente considerando los valores observados –reales- y actualizados; la diferencia se agrega, afectando los ingresos al incluirse como una partida denominada liquidación del período anterior.

Se realizarán ajustes en los ingresos y gastos asignados por tarifa y reales, para los costos totales (COMA) y los Ingresos totales (IT). Los gastos y costos reales que serán analizados son los coincidentes con los que se incluyeron en las tarifas del estudio tarifario anterior. Lo anterior con el fin de que vía tarifa se le devuelva al usuario los ingresos obtenidos, por la empresa generadora, por encima de sus costos. De manera contraria, si los ingresos fuesen inferiores a los gastos, la empresa generadora podrá solicitar un estudio ordinario con las justificaciones pertinentes.

El diferencial entre los ingresos del período y los gastos del período van a resultar en el monto que debe adicionarse a los ingresos para el período siguiente.

$$LI_z = ITA_z - GTA_z \text{ (Fórmula 9)}$$

Asimismo, para estos efectos, los datos reales auditados o disponibles presentados por el operador deben estar justificados y ser razonables. Estos datos serán revisados, analizados y depurados por parte de la Autoridad Reguladora con el propósito de determinar su reconocimiento, y en ningún caso podrá considerar elementos que se limitan en esta metodología. Se deberá cumplir con los objetivos de la Ley 7593.

El ajuste para gastos, contrasta los gastos estimados incluidos en el cálculo de la tarifa vigente con los gastos reales obtenidos por la empresa generadora, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$GTA_z = GR_{coma,z} - GE_{coma,z} \text{ (Fórmula 9.1)}$$

El ajuste por ingresos es la diferencia en los ingresos estimados incluidos en el cálculo de la tarifa vigente con los ingresos reales obtenidos por la empresa generadora, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$ITA_z = ITR_z - ITE_z \text{ (Fórmula 9.2)}$$

- Los parámetros económicos utilizados para realizar la proyección de las diferentes cuentas de costos y gastos propios de la actividad de alumbrado público se fundamentan en el Programa Macroeconómico elaborado por el Banco Central de Costa Rica, para el periodo 2016-2017, tal y como se detalla en el apartado 2 del presente informe.
- La proyección de cada uno de los costos y gastos para el año 2017, se realizó tomando en consideración los siguientes criterios:
 - ✓ Se definió la relevancia de las partidas mediante el análisis horizontal y vertical.
 - ✓ Para el análisis de las partidas objeto de gasto y se discriminó las variaciones que superaron el indicador económico que corresponde a la cuenta (ejemplo: inflación, decretos salariales, etc.).
 - ✓ Se procedió a definir las cuentas que tiene un carácter recurrente versus las que no lo son y que tienen un impacto en el 2017.
 - ✓ Se analizó las justificaciones que presentó el ICE para cada una de las partidas relevantes dentro de su estructura de gastos, así como la verificación de la documentación de respaldo para validar el costo o gasto a incorporar en el periodo 2017.
 - ✓ En el caso de partidas cuya proyección o ejecución refleja un incremento menor al indicador económico, se consideró el dato que indica la empresa (en el tanto no exista evidencia de que la cuenta amerite otro valor, resultado del análisis realizado).
 - ✓ No se incorporó en las proyecciones de costos y gastos aquellas partidas en las cuales la petente no presentará la respectiva justificación.
 - ✓ Se excluyó de la proyección las erogaciones de naturaleza no recurrentes en relación con el periodo base.
 - ✓ Para la proyección de los gastos generales se utilizó el porcentaje de 2,06% para el periodo 2017.
 - ✓ Se incluyó aquellos gastos que fueron debidamente justificados y detallados, cuya variación no depende de la inflación, ejemplo el OG 311, cuya proyección se dio en función de las personas próximas a jubilar o retirar.

- Para las partidas de “remuneraciones” se tomó en consideración los siguientes criterios:
 - ✓ Se proyectó los salarios del ejercicio 2017, a partir de las erogaciones incluidas en el estudio tarifario del periodo 2016 y se le aplicó la inflación esperada para el año 2017, la cual corresponde a un 2,06% en ese periodo.
 - ✓ Para los objeto de gasto No. 18 “Décimo tercer mes”, 19 “Salario escolar”, 27 “Contribución patronal al seguro de salud de la CCSS”, 28 “Contribución patronal al IMAS”, 29 “Contribución patronal al INA”, 30 “Contribución patronal al fondo de desarrollo social y asignaciones familiares”, 31 “Contribución patronal al BPDC”, 34 “Contribución patronal al seguro de pensiones CCSS”, 35 “Aporte patronal al ROPC”, 36 “Aporte patronal al FCL” y 37 “Contrib. patronal a otros fondos administrados por entes públicos”, se contempló la aplicación de los siguientes porcentajes 8,33%, 8,19%, 9,25%, 0,50%, 1,50%, 5,00%, 0,50%, 5,08%, 1,50%, 3,00% y 10,50%, respectivamente.
 - ✓ Se incluyó el objeto de gasto N° 37 “Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos” con fundamento en el voto número 2016007998, de la Sala Constitucional, de fecha 10 de junio de 2015 a las 11:50 a.m., que cita lo siguiente:

[...] Se declara con lugar el recurso. Se anula el contenido de la resolución de fijación ordinaria del margen de operación de Recope S.A., N° RIE-091-2015 de las 10:41 horas del 21 de agosto de 2015, de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, en lo que se refiere a la exclusión del cálculo tarifario los gastos asociados a los beneficios de la Convención Colectiva (...) Los Magistrados Jinesta Lobo y Hernández López ponen notas separadas. Los Magistrados Castillo Víquez y Hernández Gutiérrez salvan el voto y declaran sin lugar el recurso por razones diferentes. El Magistrado Rueda Leal salva el voto y declara sin lugar el recurso, porque el objeto de este asunto es ajeno a la naturaleza sumaria del amparo, lo que no obsta que los amparados acudan a la vía jurisdiccional ordinaria. [...]

- Para el caso específico de las cuentas denominadas “contables”, dado que existen limitaciones en la información aportada por la petente para dar trazabilidad a los montos registrados en cada sistema y cuenta, y al no demostrar el gasto incurrido en el sector electricidad (con sus justificaciones y respaldos), se consideró para la proyección de la cuenta para el año 2017, las cifras que se reconocieron vía tarifas en el periodo 2016 (según consta en el expediente ET-095-2015).
- El servicio de regulación (canon Aresep), se asignó a los servicios regulados de generación, transmisión, distribución y alumbrado público, con base en los siguientes porcentajes 27%, 18%, 46% y 9%, respectivamente; los cuales se obtuvieron del oficio N° 280-DAF-2000, emitido por el Ente Regulador el 7 de abril del año 2000. Los montos asignados en el año 2017, ascienden a las sumas de ¢369,94, ¢246,63, ¢628,47 y ¢123,31 millones, en el mismo orden citado, conforme al canon de regulación publicado en la gaceta N° 205 del 26 de octubre del 2016.

ii. Análisis de las principales cuentas del estado de resultados:

- **Ingresos por venta de energía**

Se tomaron los datos recomendados en el estudio de mercado del presente informe.

- **Energía y potencia alumbrado**

Se tomaron los datos recomendados en el estudio de mercado del presente informe.

- **Gastos de operación y mantenimiento:**

- ✓ Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general.
- ✓ En el año 2017 se incluyó en las tarifas el monto de ¢1 376,2 millones por concepto de gastos de operación y mantenimiento.

- **Servicio de regulación**

- ✓ El canon asignado al servicio de alumbrado público corresponde a la suma de ¢123,3 millones, estimado al aplicar un 9%, sobre el canon del periodo 2016, publicado en La Gaceta N° 205 del 26 de octubre del 2016. Este porcentaje fue fijado según lo aprobado en su oportunidad por la ARESEP (el oficio N° 280-DAF-2000, emitido por el Ente Regulador el 07 de abril del año 2000)

- **Gastos administrativos**

- ✓ Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indicó en criterios generales.
- ✓ Se incluyó el gasto no recurrente para el año 2017 del proyecto PIFE, por un monto de ¢16,5 millones.
- ✓ En el año 2017 se incluyó en las tarifas el monto de ¢1 343,4 millones por concepto de gastos administrativos.

- **Seguros**

- ✓ El ICE presentó un incremento en el valor asegurable de la adquisición de un transformador en ST Tejar por la suma de \$ 900 millones. No se incluyó lo concerniente al Proyecto Hidroeléctrico Reventazón, debido a que en la información aportada por la petente, no se presentó el detalle de los activos que conforman éste proyecto. Por lo que el monto por concepto de “seguros” asignado al servicio de alumbrado público asciende a ¢12,7 millones.

- **Depreciación de activos y otros activos en operación**

- ✓ El monto incluido en las tarifas del servicio de alumbrado público por concepto de “depreciación de activos y otros activos en operación” corresponde a ¢830,6 millones, según se detalla en la sección de base tarifaria.

- **Absorción de partidas amortizables e intangibles**

- ✓ Para la estimación de esta cuenta se utilizó la metodología empleada por el ICE, esta involucra la comprobación de los cálculos.
- ✓ En el análisis se excluyó dentro de la gerencia de electricidad lo correspondiente al negocio de Ingeniería y Construcción ya que pertenecen a una actividad no regulada

No se consideró el negocio de Ingeniería y Construcción en la asignación de las cifras financieras de la Gerencia de Electricidad. Los porcentajes de distribución enviados por el ICE para la gerencia de electricidad son los siguientes:

Sistemas	% Asignación
Generación	43,42%
Transmisión	15,20%
Operación Integrada S.E.N.	2,53%
Distribución	38,85%
100,00%	

- ✓ *El análisis demostró la existencia de dos o más adquisiciones de una licencia y/o software en el mismo periodo de tiempo con las mismas características en los negocios Gerencia de Electricidad y Alta Dirección – Corporación ICE, para efectos de cálculo, se consideró una licencia por periodo, ya que el ICE no refirió a la cantidad de usuarios por licencia de manera tal que permita la validación de la adquisición.*
- ✓ *Los montos a incluir en la tarifa del periodo 2017 por concepto de absorción de partidas amortizables e intangibles asciende al monto de ¢39,5 millones para el servicio de alumbrado público.*

- **Gestión Productiva**

- ✓ *La cuenta “Gestión productiva” es parte de las partidas de “contables”, por lo cual su proyección se realizó de conformidad con lo que se indicó en criterios generales.*
- ✓ *En el año 2017 se incluyó en las tarifas el monto de ¢7 088,5 por concepto de gastos de gestión productiva.*

iii. Capital de trabajo:

El capital de trabajo es el producto de los costos diarios de la empresa y el período medio de cobro de cada sistema objeto de estudio.

El período medio de cobro se obtiene de las cuentas por cobrar por servicios prestados (no incluye cuentas no comerciales), según saldo promedio mostrado en los Estados Financieros Auditados de los años 2013, 2014 y 2015. El total de estas cuentas por cobrar se divide entre las ventas de energía local, según los Estados Financieros Auditados (no incluye servicios institucionales) y se multiplica por 360 días, para la obtención de un período medio de cobro de 24,02 días, el detalle de estos cálculos se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro No. 19

Servicio de alumbrado público, ICE Calculo del Período Medio de Cobro (Millones de colones y días)

Periodo	Ventas	Cuentas por cobrar	Rotación de Cuentas por cobrar	Periodo promedio de cobro
2013	8.879,0	576,0	0,1	23,4
2014	9.094,0	611,0	0,1	24,2
2015	9.500,0	646,3	0,1	24,5
PROMEDIO	9.157,7	611,1	0,1	24,0

Fuente. Aresep

En el cálculo del capital de trabajo, al gasto de operación se le excluye las depreciaciones, tanto de activos en operación como de otros activos en operación y los gastos por partidas amortizables, ya que éstas no representan erogaciones reales de efectivo. Los gastos así obtenidos, se dividen entre 360, para obtener los costos diarios y se multiplican por el periodo medio de cobro detallado en el cuadro anterior para obtener un capital de trabajo por el monto de ¢214,0 millones para el año 2017.

iv. Análisis de Resultados

A continuación se muestra un cuadro que comparativo de los montos ejecutados por el ICE y los otorgados vía tarifa por la Intendencia de Energía para el periodo 2016, y en la que sobresale el incremento del 4% en los costos y gastos por parte del ICE, respecto a lo fijado en tarifas para el servicio de alumbrado público.

Cuadro No 20
Servicio de alumbrado público, ICE
Resumen de Costos y Gastos de Operación 2016
(en millones de colones)

COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	ICE	Aresep	Δ Abs.	Δ %	Peso Δ
Operación y Mantenimiento Alumbrado Público	1.347,10	1.335,68	(11,42)	-1%	2%
Servicios de regulación	146,85	146,85	(0,01)	0%	0%
Administrativos	1.546,11	1.187,56	(358,55)	-23%	78%
Seguros	11,71	12,98	1,26	11%	0%
Depreciación activos en operación	669,26	692,88	23,62	4%	-5%
Absorción de partidas amortizables e intangibles	42,57	31,44	(11,13)	-26%	2%
Depreciación otros activos en operación	6,00	-	(6,00)	-100%	1%
Energía y Potencia alumbrado	6.838,81	7.022,05	183,24	3%	-40%
Gestión productiva	612,65	334,30	(278,36)	-45%	61%
TOTAL COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	11.221,07	10.763,74	(457,33)	-4%	100%

Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía

Los siguientes son los resultados obtenidos para el servicio de alumbrado público que presta el ICE una vez incorporadas las modificaciones explicadas en los puntos anteriores. De acuerdo con lo anterior, se registra una disminución del 13% en el total de gastos, respecto a los costos solicitados por el ICE en el periodo 2017, tal como se muestra en el cuadro a continuación:

Cuadro No. 21
Servicio de alumbrado público, ICE
Resumen de costos y gastos de operación, 2017
(millones de colones)

COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	ICE	Aresep	Δ Abs.	Δ %	Peso Δ
Operación y Mantenimiento Alumbrado Público	1.392,15	1.376,15	(16,00)	-1%	1%
Servicios de regulación	151,30	123,31	(27,99)	-18%	2%
Administrativos	1.591,98	1.343,45	(248,53)	-16%	16%
Seguros	11,54	12,67	1,12	10%	0%
Depreciación activos en operación	811,04	819,65	8,61	1%	-1%
Absorción de partidas amortizables e intangibles	39,56	39,54	(0,02)	0%	0%
Depreciación otros activos en operación	18,46	10,95	(7,51)	-41%	0%
Energía y Potencia alumbrado	7.574,79	6.608,08	(966,71)	-13%	63%
Gestión productiva	631,64	351,58	(280,06)	-44%	18%
TOTAL COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	12.222,47	10.685,39	(1.537,08)	-13%	100%

Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía

v. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta

Del análisis realizado en los apartados anteriores y con base en el rédito obtenido mediante el modelo CAPM / WACC, se concluye que la actividad de alumbrado público que presta el ICE necesita una disminución del 6,1% en su tarifa a partir del 1 de enero del 2017.

III. PRINCIPALES VARIABLES QUE EXPLICAN EL CAMBIO DE LOS INGRESOS

Las principales variaciones que explican el presente ajuste tarifario, respecto a lo solicitado por el ICE, se fundamentan en:

- 1. En el presente análisis tarifario no se incorporó aquellas erogaciones o desviaciones contables y financieras respecto a lo fijado por la Aresep para el periodo 2016, dado que estas deberán de ser analizadas y si es el caso reconocidas mediante el proceso de liquidación tarifaria, de conformidad con lo señalado en la resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance Digital No. 63 del 10 de agosto del 2015. Y a la disposición de los estados financieros Auditados del periodo tarifado para la actividad de alumbrado público*
- 2. Para el año 2016, el ICE ejecutó un 4% adicional a los costos y gastos incluidos en la fijación tarifaria ordinaria para ese periodo, siendo las cuentas que más sobresalen las de “administrativos” y “gestión productiva”.*
- 3. Para el periodo 2017 se consideró en la estructura de costos tarifaria una reducción del 13% con relación a los costos propuestos por el ICE, la principal disminución obedece al ajuste de las cuentas de gastos de “energía y potencia de alumbrado”, “gestión productiva”, y “administrativos”.*
- 4. En cuanto a la adición de activos para el año 2017, la Intendencia estimó ¢ 135,45 millones menos que lo solicitado por el ICE, equivalente a un -3,45%. La reducción se obtuvo al aplicar el porcentaje de ejecución con los índices actualizados y otros ajustes a cada una de las obras, principalmente las obras de “inversiones de alumbrado público” y “equipos y programas de cómputo”.*
- 5. La base tarifaria que ha reconocido la IE para el 2017 es inferior en ¢567,29 millones a la base calculada por el ICE (-5,31%), dado los ajustes explicados en los apartados de base tarifaria e inversiones.*
- 6. Todo lo anterior implica que mientras el ICE solicitó ingresos adicionales de ¢ 1 976,7 millones para el 2017, la IE recomienda aprobar una reducción de ¢ 603,7 millones para el mismo periodo.*

[...]

V. CONCLUSIONES

- 1. El ICE solicitó fijar un incremento en la tarifa de la actividad de alumbrado público del 25,09% (veinticinco como cero nueve por ciento), a partir del 1 de enero del 2017.*
- 2. El presente análisis tarifario no incorporó las desviaciones acaecidas entre el Estado de Resultados Tarifario (RIE-128-2015, publicada en el Alcance Digital N° 117, de la Gaceta N° 247, del 21 de diciembre del 2015) y los costos y gastos presentados por el ICE, dado que la metodología tarifaria vigente, definió que dichas diferencias deberán de ser analizadas mediante el procedimiento denominado “liquidación tarifaria”.*

En el mismo marco metodológico se estableció lo siguiente en materia de liquidación tarifaria y el tratamiento que se le deba de dar a todas aquellas erogaciones de costos y gastos, en las cuales el resultado final fue diferente a lo fijado para el servicio regulado por el Órgano Regulador.

3. *De acuerdo con el análisis que precede, se recomienda una disminución del 6,1% en la tarifa de la actividad de alumbrado público que presta el ICE, a partir del 1 de enero del 2017. [...].*

II. Que en cuanto a la consulta pública, del oficio 1715-IE-2016 citado, conviene extraer lo siguiente:
[...]

1. La Defensoría de los Habitantes representada por Sra. Karina Zeledón Lépez.

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Premisas económicas: el análisis y estimaciones que realiza la Intendencia de Energía de los diferentes rubros que componen la petición tarifaria propuesta por el ICE, está supeditada al Programa Macroeconómico realizado por el Banco Central de Costa Rica para el periodo 2016-2017.

En este sentido, es importante indicar que cada cuenta asociada a un costo o gasto, está sujeta a un análisis riguroso que permita determinar la pertinencia del mismo con el servicio regulado, así como su peso relativo y el nivel de recurrencia en el tiempo. No obstante, es pertinente aclarar que no todas las cuentas presentan el mismo comportamiento, por lo cual algunas se verán afectadas por la inflación local o internacional así como otras son afectadas por factores externos (tipo de cambio).

Análisis de inversiones: en lo que respecta al análisis de inversiones, la Intendencia de Energía en los últimos años ha realizado un esfuerzo en elaborar esquemas y formatos de presentación de la información, tanto para inversiones como para adiciones y retiros de activos, de tal manera que la información aportada por las empresas reguladas pueda ser analizada de una manera más objetiva, coherente y sistemática, evitando con ello la doble incorporación de rubros que en el pasado han sido reconocidos vía tarifa y por situaciones propias de las empresas no se ejecutaron.

Año base: la determinación y análisis del año base son claves para determinar la incidencia de los costos y gastos en el periodo que requiere ser fijada la tarifa, en este caso particular el 2017. No obstante, de conformidad con la resolución RJD-141-2015 se definió que las diferencias acaecidas en los costos y gastos fijados por la Intendencia de Energía y los obtenidos por el ICE en el ejercicio de sus actividades, deberán de ser analizados mediante el procedimiento denominado "liquidación tarifaria", la cual debe realizarse por año tarifado. En este sentido, se indica que para el análisis de la presente petición tarifario se partió de los rubros de costos y gastos incorporados en el Estado de Resultados tarifario según la resolución RIE-125-2015, publicada en el Alcance Digital N° 117, de la Gaceta N° 247, del 21 de diciembre del 2015.

Rédito para el desarrollo: es importante recalcar la trascendencia del rédito para el desarrollo en la fijaciones tarifarias, en el entendido que dicho rubro, está destinado a atender las inversiones (microinversiones), así como obligaciones de deuda como resultado de las macroinversiones o inversiones que requirieron un endeudamiento de largo plazo. El otorgar o solicitar un porcentaje menor al obtenido mediante la metodología CAPM / WACC, estaría afectando en el corto plazo la capacidad de la empresa de atender su plan de inversiones y por ende poniendo en riesgo la continuidad y confiabilidad del servicio regulado.

Petición tarifaria para la actividad de alumbrado público: todo estudio tarifario propuesto por las empresas reguladas será sometido a un análisis riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal manera que lo que se vaya a resolver se pueda justificar de conformidad con el principio de servicio al costo y el equilibrio financiero de la empresa y los usuarios, según la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley 7593.

2. La Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R.L. representada por Omar Miranda Murillo, (visible a folios 326 al 338).

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Petición tarifaria de transmisión y peaje de exportación: todo estudio tarifario propuesto por las empresas reguladas es sometido a un análisis riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal manera que lo que se vaya a resolver debe estar debidamente justificado, de conformidad con el principio de servicio al costo y el equilibrio financiero de la empresa, así como los derechos de los usuarios, según la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley 7593.

De acuerdo con lo anterior, si el ICE proyectó para el 2017 exportaciones de energía al MER, también debió incorporar en dichas estimaciones el ingreso generado por concepto del peaje por parte del sistema de transmisión. En este sentido, la Intendencia de Energía analizó la información aportada por la petente, previendo la incorporación de los rubros que correspondan en procura de mantener el equilibrio financiero de la empresa y del usuario.

3. La Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R.L. representada por Miguel Gómez Corea

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Reconocimiento del gasto adicional en importaciones: la solicitud tarifaria propuesta por el ICE y en la cual pretendía el reconocimiento del gasto adicional en importaciones para el periodo 2016, según el expediente ET-047-2016, fue rechazado, según la resolución RIE-090-2016 del 13 de octubre del 2016, dado que la metodología vigente establece que las fijaciones ordinarias deben de ser integrales, es decir que deben de incorporar todos los costos y gastos así como los ingresos obtenidos en la prestación del servicio, de tal manera que la tarifa fijada por la Intendencia de Energía, responda al principio al costo y al equilibrio financiero de la empresa y del usuario.

En este sentido, la tarifa que se recomienda para el sistema de generación de energía eléctrica, de conformidad con el presente informe, incorporará el monto correspondiente al gasto adicional en importaciones para el 2016, puesto que la Intendencia de Energía sostiene el criterio que lo actuado en materia tarifaria debe de ser transparente, bajo reglas claras y congruente con la metodología tarifaria vigente.

Competitividad vía tarifas: es criterio de la Intendencia de Energía que la competitividad de una empresa, grupo empresarial o sector productivo no sólo depende exclusivamente de la magnitud de las tarifas eléctricas provistas por las empresas distribuidoras, sino al conjunto de variables propias y ajenas a la empresa, las cuales repercuten en su estructura de costos como en el área financiera, operativa y logística.

En este sentido, este Órgano Regulador considera que la realización de análisis técnicamente rigurosos, apegados a las metodologías vigentes, constituye un aspecto clave para que las tarifas incorporen, según lo establecido, solamente los costos relacionados con la prestación del servicio público.

Metodología extraordinaria: la metodología vigente según la resolución RRG-215-2010 del 16 de marzo del 2010, establece las condiciones y requisitos que debe de cumplir tanto la Intendencia de Energía como las empresas reguladas para su respectiva aplicación. En este sentido, una vez fijada la señal de precio para el ICE, se procederá a valorar la aplicación de oficio tal y como corresponda.

Tarifas T- MTb: en lo que respecta al precio fijado para la tarifa T- MTb y condiciones técnicas que deben de cumplir las empresas para su debida aplicación, están definidas según el Decreto N° 39219-MINAE que establece como objetivo específico 3.2.3 “Ejecutar acciones orientadas a establecer tarifas competitivas de la energía eléctrica” y dentro de las cuales se encuentra la tarifa T-MTb y cuyo ejecutor es la ARESEP” y con los objetivos del VII Plan Nacional de Energía (PNE). En este sentido, la Ley de la Autoridad Reguladora, Ley No. 7593 establece:

“(…)

Se afirma la independencia de la Aresep en el cumplimiento de sus funciones, al establecer que esta institución no se sujetará a los lineamientos del Poder Ejecutivo, con excepción de las orientaciones del Plan Nacional de Desarrollo y de los planes y políticas sectoriales”.

No obstante, la Intendencia de Energía quiere dejar quedar claro, que toda política emitida por parte del Poder Ejecutivo en materia tarifaria, y en la cual se le de a un sector un trato preferencial, deberá de garantizar de previo la sostenibilidad de la misma, con objetivos bien formulados, mecanismos de permitan medir los resultados y que al ser aplicado no genere incertidumbre y costos entre los diferentes actores en el mercado eléctrico nacional en el corto y mediano plazo.

4. Señor Otto Guevara Guth, cédula de identidad número 1-0544-0893:

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Costos excesivos: en lo que respecta a los costos no asociados o excesivos, la Ley de la Autoridad Reguladora, Ley No. 7593 en su artículo 32 establece:

“(…)

No se aceptarán costos de las empresas reguladas:

c) Las contribuciones, los gastos, las inversiones y deudas incurridas por actividades ajenas a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada.

b) Las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio público.

d) Los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.

e) Las inversiones rechazadas por la Autoridad Reguladora por considerarlas excesivas para la prestación del servicio público.”

De conformidad con lo anterior, la Intendencia de Energía es rigurosa en los análisis técnicos que realizar de cada una de las cuentas de costos y gastos, de tal manera que pueda garantizar que los rubros incorporados en las tarifas, además de estar debidamente justificados, estén relacionados con la prestación del servicio público.

5. La Cámara de Industrias de Costa Rica, representada por el señor Carlos Montenegro Godínez:

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Petición tarifaria para la actividad de generación y transmisión: todo estudio tarifario propuesto por las empresas reguladas es sometido a un análisis técnico riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal manera que lo resuelto sea consistente con el principio de servicio al costo, el equilibrio financiero de la empresa y los derechos de los usuarios, según la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley No. 7593.

En este sentido, es preciso aclarar que no toda la estructura de costos y gastos del sistema de generación que presta el ICE, responden a ajustes en la inflación local. Siendo más bien la regla, que muchas de las erogaciones, respondan a factores externos (inflación internacional y tipo de cambio), como a contratos, precios y tarifas de otros servicios regulados y que son demandados por la petente, provocando con ello un impacto mayor en el comportamiento de los costos de la empresa.

Proyecto Hidroeléctrico Reventazón: en lo que respecta al P. H. Reventazón, se aclara que este no fue incorporado en la presente fijación tarifaria, dado que el ICE no aportó el auxiliar de activos que comprende dicho proyecto, ni el detalle de las obras relacionadas, limitando a la Intendencia de Energía el transparentar los activos que se estarían incorporando a la base tarifaria, tal y como lo establece la metodología vigente. Conviene señalar que el ICE tampoco presentó adiciones para el año 2017 asociadas al P.H. Reventazón.

No obstante, y dada la consulta es preciso recalcar que el P.H. Reventazón presenta una estructura financiera compuesta por un arrendamiento financiero, así calificado por el ICE, así como un aporte de recursos propios. Al utilizarse la figura del arrendamiento financiero, este provocará un impacto en las tarifas de generación de energía eléctrica, ya que el plazo estipulado en el contrato de arrendamiento es menor al que se otorga en el mercado financiero por un financiamiento tradicional y las tasas implícitas asociadas a este tipo de esquemas por lo general son mayores.

En el servicio de distribución: todo análisis tarifario conlleva la revisión exhaustiva de cada una de las cuentas de costos y gastos que lo componen, de conformidad con los criterios tarifarios aplicados por la Intendencia de Energía, de conformidad con lo establecido en la metodología tarifaria vigente. Estos criterios están debidamente consignados en el informe técnico que da sustento a la correspondiente resolución.

Estado de Resultados tarifario: a partir de la aprobación de la resolución RJD-141-2015, toda empresa regulada deberá de presentar las desviaciones respecto a lo fijado por la Intendencia de Energía, de tal manera que estas sean valoradas, según las justificaciones y pertinencia del exceso de gasto en relación con la prestación del servicio público.

Todas esas desviaciones será analizadas mediante un procedimiento denominado Liquidación tarifaria, la cual debe de incorporar los costos y gastos de todo el año incorporado en la última fijación tarifaria. En este sentido, en atención a lo señalado por la metodología vigente, se indica que en la presente petición tarifaria, tal y como corresponde, no se incorporan esas desviaciones acaecidas en el año base, quedando estas a la espera del cierre del periodo 2016, para iniciar el proceso de liquidación que realizará la Intendencia de Energía.

6. La Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, representada por el señor Jack Liberman Ginsburg:

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Estado de Resultados tarifario: a partir de la aprobación de la resolución RJD-141-2015, toda empresa regulada deberá de presentar las desviaciones respecto a lo fijado por la Intendencia de Energía, de tal manera que estas sean valoradas, según las justificaciones y pertinencia del exceso de gasto en relación con la prestación del servicio público.

Todas esas desviaciones será analizadas mediante un procedimiento denominado Liquidación tarifaria, la cual debe de incorporar los costos y gastos de todo el año incorporado en la última fijación tarifaria. En este sentido, en atención a lo señalado por la metodología vigente, en la presente petición tarifaria no se incorporan esas desviaciones acaecidas en el año base, quedando estas a la espera del cierre del periodo 2016, para iniciar el proceso de liquidación que realizará la Intendencia de Energía.

Análisis de mercado: de acuerdo con el comentario de que las plantas existentes le permitirán al ICE generar 1700 GWh adicionales, es preciso aclarar que dichas estimaciones deben de ser analizadas al igual que los costos que dicha energía le significa al ICE y por ende al sistema eléctrico nacional. En este sentido, esta Intendencia de Energía considera poco transparente para los usuarios el sólo indicar que la energía debe de disminuir por el sólo hecho de que tendrá mayores ingresos, sin valorar los costos asociados al servicio.

7. La Cámara de Empresas Distribuidoras de Energía y Telecomunicaciones (CEDET), representada por Allan Benavides Vílchez:

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica que su oposición no fue admitida según el oficio 3836-DGAU-2016 del 17 de noviembre del 2016 (visible a folios 529 al 531), no obstante, sus observaciones fueron tomadas en cuenta en el análisis de las peticiones tarifarias presentadas por el ICE.

[...]

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar las tarifas del sistema de alumbrado público que presta el ICE, tal y como se dispone;

POR TANTO

**EL DIRECTOR CON RECARGO DE FUNCIONES
DE LA INTENDENCIA DE ENERGÍA
RESUELVE:**

- I. Fijar las tarifas de la actividad de alumbrado público que presta el ICE según el siguiente detalle:

ICE		Rige desde el	Rige desde el
Sistema de Alumbrado Público		1/ene/2017 al	1/ene/2018
		31/12/2017	
► Tarifa T-AP: Alumbrado público			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-30	Cargo fijo	128.4	129.9
Bloque 31-50 000	cada kWh	4.28	4.33
Bloque mayor a 50 000	Cargo fijo	214 000	216 500

- II. Reiterar al ICE la importancia de adquiere, dada la metodología vigente, la preparación de la información requerida para realizar la liquidación del período 2016, como base para el reconocimiento de los ajustes que corresponda.

III. Tener como respuesta a las oposiciones, lo señalado en el “Considerando II” de esta resolución.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (*LGAP*) se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. El de revocatoria podrá interponerse ante el Intendente de Energía, a quien corresponde resolverlo y los de apelación y de revisión podrán interponerse ante la Junta Directiva, a la que corresponde resolverlos.

De conformidad con el artículo 346 de la *LGAP*, los recursos de revocatoria y de apelación deberán interponerse en el plazo de tres días hábiles contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación y, el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de dicha ley.

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE

Mario Mora Quirós
Director Intendencia de Energía

1 vez.—Solicitud N° 1732-2016.—(IN2016096046).

ECA/VCV